Библиотека СОК

Р.М.Тер-Саркисов

Разработка месторождений природных газов

Москва
НЕДРА
1999



The Development of Natural Gas Fields

Разработка месторождений природных газов

R.M.Ter-Sarkisov

The Development of Natural Gas Fields



Moscow
NEDRA
1999

УДК 622.279. 23/4

Рецензент зав. кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ НГ им. И.М. Губкина, доктор технических наук, профессор *К.С. Басниев*

Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 659 с.: ил. – ISBN 5-247-03833-9

Книга посвящена научным основам разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Рассмотрены особенности эксплуатации крупных газовых залежей и залежей газоконденсатного типа. Анализируются режимы разработки месторождений. Широко освещены результаты многолетних теоретических и экспериментальных исследований процессов углеводородоотдачи пласта. Дается научное обоснование методов повышения газоконденсатоотдачи на завершающей стадии разработки месторождений природного газа.

Для широкого круга специалистов газодобывающей промышленности. Может быть полезна студентам, аспирантам, преподавателям высших учебных заведений.

Ter-Sarkisov R.M. The Development of Natural Gas Fields.

The book is devoted to the scientific foundations for the development of gas and gas condensate fields.

The peculiarities of exploitation of large area gas and gas condensate fields are discussed. The regimes of field develompent are analyzed. The results of theoretical and experimental investigations of a hydrocarbon bed yield are widely covered for many years. The scientific bases for the methods to increase the gas condensate yield at the final stage of the development of natural gas fields are given.

Advisable for various groups of specialists engaged in the gas production industry. Also useful to students, post-graduate students, and lecturers at high educational institutes.

Книга выпущена при содействии ОАО "Газпром" и ПО "Севергазпром"

ISBN 5-247-03833-9

© Р.М. Тер-Саркисов, 1999
© Оформление. ОАО "Издательство "Недра", 1999

Предисловие

Представляемая вниманию специалистов книга профессора Р.М. Тер-Саркисова является результатом его многолетних исследований в области разработки месторождений природных газов. Этот обобщающий труд представляет собой крупное исследование широкого круга научно-практических вопросов, включающих в себя современные представления о природном газе как физико-химической системе и научных основах повышения эффективности разработки газоконденсатонефтяных месторождений. В этой области автором проведены новейшие фундаментальные исследования по повышению степени извлечения углеводородов из недр как применительно к газоконденсатонасыщенному пласту в целом, так и для повышения эффективности эксплуатации скважин. Реальные проекты, разрабатываемые под руководством профессора Р.М. Тер-Саркисова, реализуются на крупном истощенном Вуктыльском газоконденсатном месторождении и имеют, на наш взгляд, большие перспективы. Большое внимание автор уделяет современному состоянию и проблемам последующей разработки базовых месторождений отрасли — Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского. Он впервые анализирует наступающий период добычи низконапорного газа с учетом геолого-физических, термобарических и природно-климатических условий этих месторождений.

Автор показывает, что период добычи больших объемов низконапорного газа потребует применения новых технологий и дополнительных инвестиций. Научно-инженерное обеспечение этого периода совпало с разработкой и созданием нового технологического оборудования. Таким образом, предлагаемая читателям книга представляет собой капитальный научный труд по результатам исследований, которые проводятся Р.М. Тер-Саркисовым во ВНИИГАЗе.

Отметим, что профессор Р.М. Тер-Саркисов не только автор и руководитель научных исследований. Он постоянно уделяет внимание подготовке молодых ученых и инженеров. Книга профессора Р.М. Тер-Саркисова будет весьма полезной для научных работников и инженеров газовой и нефтяной промышленности, аспирантов и студентов высших учебных заведений.

Председатель Правления ОАО "Газпром", доктор экономических наук, профессор *Р.И. Вяхирев*



Введение

Характерной особенностью развития отечественной энергетики является неуклонное повышение использования природного газа. Газовая промышленность имеет большие потенциальные возможности дальнейшего роста. Это основано на значительных запасах и достигнутом высоком уровне добычи природного газа. По ресурсам и добыче газа Россия занимает ведущее место в мире. У нас накоплен большой уникальный опыт разработки месторождений природных газов.

Научные основы разработки газовых месторождений в нашей стране заложены академиком Л.С. Лейбензоном. Им впервые изучены особенности фильтрационных течений газов, получены соответствующие дифференциальные уравнения и введена потенциальная функция, носящая его имя. На основе комплексного подхода к исследованиям, описанным в этих работах, в известном Проектно-исследовательском бюро МНИ им. И.М. Губкина развивали теоретические основы разработки месторождений природных газов. На этом этапе основополагающий вклад в создание теории разработки газовых месторождений внесли Б.Б. Лапук, В.П. Савченко, А.Л. Козлов, Н.М. Николаевский.

В эти же годы развивались технология и практика добычи газа. Значительный вклад в исследование этих вопросов внесли М.Х. Шахназаров, И.Н. Стрижов и др.

Дальнейшее развитие теории и практики разработки месторождений определялось потребностями интенсивно развивающейся газовой промышленности, изменением геолого-физических и природно-климатических условий разработки месторождений. В связи с этим в головном институте газовой промышленности – ВНИИГАЗе сформировалось направление разработки газовых месторождений и эксплуатации газовых скважин, в основе которого лежали фундаментальные исследования в области физики пласта и теории фильтрации газа, а также теормодинамики и фазовых превращений углеводородов. Большой вклад в развитие этого направления внесли Е.М. Минский, А.Л. Козлов, А.А. Ханин, А.С. Великовский, Ю.П. Коротаев, С.Н. Бузинов и их ученики.

Во ВНИИГАЗе проводились также исследования, позволившие обосновать научные основы создания и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Крупные исследования в области разработки месторождений природных газов проводятся в Баку под руководством А.Х. Мирзаджанзаде и М.Т. Абасова.

Основные исследования в этой области связаны с именами А.Л. Хейна и С.Н. Бузинова.

Вместе с тем в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина продолжались фундаментальные исследования по внедрению компьютерных методов в

решение задач разработки месторождений природных газов, развивались новые методы подземного хранения газа.

Указанные исследования связаны с именами Ф.А. Требина, Б.Б. Лапука, И.А. Чарного и их школ.

Происходит интенсивное научно-технологическое развитие газовой промышленности, которое связано с плодотворной научно-инженерной деятельностью многих ведущих специалистов в области разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

В результате у нас к настоящему времени созданы теоретические основы и практика разработки месторождений природных газов. Анализ показывает, что в этом направлении Россия занимает ведущее место в мире.

Книга представляет собой обобщенное изложение результатов многолетних исследований автора, проводившихся во ВНИИГАЗе и внедрявшихся на месторождениях природных газов в России. В ней учтен зарубежный опыт, изучавшийся автором в процессе его работы в Международном Газовом Союзе. В книге также учтен опыт преподавания соответствующих дисциплин студентам и аспирантам РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Ухтинского технического университета и других вузов.

Ссылки на результаты исследований ученых и практиков, обобщаемых в представляемой на суд читателя работе, приводятся в тексте книги.

Большое значение для исследования представленных в книге проблем имели тесное сотрудничество и творческие дискуссии с ближайшими коллегами по работе: А.И. Гриценко, В.А. Николаевым, Н.Г. Степановым, Г.А. Зотовым, Б.В. Макеевым, М.И. Фадеевым, С.Г. Рассохиным, В.А. Кобилевым, П.Г. Цыбульским, Г.М. Гереш, М.А. Пешкиным, Н.А. Гужовым. Особую благодарность автор выражает своему учителю профессору С.Н. Бузинову за постоянное плодотворное и творческое сотрудничество и внимание.

Автор выражает благодарность сотрудникам ВНИИГАЗа, и в особенности научного центра термодинамики и физики пласта, за большую помощь в работе, а также работникам "Севергазпрома" за многолетнее сотрудничество. Глубоко признателен автор профессору А.И. Гриценко за постоянное благожелательное внимание на протяжении всего времени, пока велись исследования, шла реализация результатов на объектах добычи газа и конденсата, готовилась к изданию настоящая книга.

1

Проблемы разработки месторождений природных газов

Газовые и газоконденсатные месторождения представляют собой сложные природные комплексы, главным признаком которых является наличие скопления углеводородов в пористом пласте-коллекторе, ограниченном непроницаемыми покрышкой и основанием. Размеры скопления, состав, фазовое состояние и реологические свойства углеводородной смеси характеризуются большим разнообразием. Весьма разнообразны также коллекторские свойства, глубины залегания, толщины и начальные термобарические параметры вмещающих углеводороды пород. Если учесть еще и широту спектра природно-климатических условий в зонах расположения месторождений, то очевидно, сколь многообразны проблемы, решение которых необходимо при проектировании разработки залежей и отборе запасов природного газа.

В связи с этим автор счел полезным перед тем, как остановиться на собственно проблемах разработки, напомнить о составах природных углеводородных смесей, их физико-химических и реологических особенностях, а также о реализуемых в газопромысловой практике режимах отбора запасов газа и газового конденсата из продуктивного пласта, поскольку основные научно-технические проблемы разработки месторождений природных газов обусловлены именно конкретными характеристиками пластовых флюидов и динамикой термобарического состояния залежи, т.е. режимом отбора запасов углеводородов.

Автор сознательно не рассматривает в этой главе такие весьма важные особенности газовой залежи, как фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и неоднородность вмещающих углеводородное скопление пород-коллекторов, также, несомненно, играющих заметную роль в комплексе проблем разработки месторождения. Влияние ФЕС и степени неоднородности пород на углеводородоотдачу и другие параметры разработки, несмотря на значительное количество посвященных этому вопросу публикаций, изучено, по существу, недостаточно и требует дальнейших исследова-

ний. Природно-климатические особенности региона в большей степени оказывают влияние на проблемы практики разработки месторождения, и поэтому этого аспекта автор касается в главах, где анализируются конкретные проекты эксплуатации объектов добычи газов (главы 1 и 2).

1.1
Компонентный состав природных газов

Условия и процессы образования природных газов исключительно разнообразны. Это – биохимические и термокаталитические превращения органического вещества (ОВ), химические реакции, процессы, протекающие при воздействии на горные породы высоких температур и давлений, радиоактивный распад и др. Образующиеся при этом газы по химическому составу весьма различны. Нередко одни и те же процессы могут привести к образованию газовых смесей неодинакового состава. Часто одни и те же компоненты способны образовываться за счет разных процессов. Например, метан, азот, двуокись углерода могут быть биохимического генезиса и термокаталитического (абиогенного). Отличить компоненты по генетическому признаку часто практически невозможно. Обладая высокой подвижностью, газы в процессе миграции могут значительно изменять свой первоначальнй химический состав в результате процессов сорбции, растворения, окисления и др. В связи с этим генетически чистые ассоциации (скопления) газов в природе практически отсутствуют, что создает определенные трудности при систематизации природных газов и создании оптимального варианта их классификации. Существует более 20 различных классификационных схем, основанных на различиях происхождения газов, условий нахождения их в природе, фазового состояния и форм проявления, связи газов с породами и флюидами, химического состава и т.д. Выбор той или иной классификации зависит от целей и задач исследований. Наиболее важными при решении общих и глобальных задач являются генетические схемы классификации. Однако в связи с полигенностью газов подобные классификации часто дискуссионны. Наиболее объективны классификации по химическому и фазовому составу газов, их морфологии (условиям нахождения в природе). Вместе с тем указанные схемы имеют ограниченное применение и менее информативны.

Первая классификация природных газов была дана В.И. Вернадским (1912). По морфологии им выделены две группы: 1) газы в свободном состоянии; 2) жидкие и твердые растворы газов. В первую группу включены: а) газы атмосферы; б) газы, содержащиеся в порах горных пород; в) газовые струи; г) газовые испарения. Ко второй группе отнесены газы: а) морей, океанов и различных водоисточников; б) адсорбированные горными породами и минералами. По химическому составу и условиям нахождения выделены три группы газов: 1) земной поверхности; 2) связанные с высокой температурой; 3) проникающие в земную кору. В последней группе выделены газы: а) атмосферы и б) тектонических струй. Газы тектонических струй по химическому составу В.И. Вернадским подразделены на азотные, углекислые, метановые и водородные.

И.М. Губкин (1932) подразделил природные газы Апшерона на метановые, азотно-метановые, углекисло-азотисто-метановые, азотистые и углекислые. По содержанию главного компонента (метана) и двух основных примесей (азота и углекислоты) газы территории образуют непрерывный ряд от метановых до азотных и углекислых. В.А. Соколов (1932) по химическому составу выделил три основных типа газов: 1) углеводородные, 2) углекислые и 3) азотные.

Генетическое направление в классификации В.И. Вернадского в дальнейшем было развито В.В. Белоусовым. Все газы он разделил на четыре типа: биохимического, воздушного, химического и радиоактивного происхождения. А.Л. Козлов по генезису выделил еще одну группу газов — газы ядерных реакций.

И.В. Высоцкий предложил в своей классификации различать газы, формирующиеся в земной коре, циркуляционные и реликтивные (космические), определяя для них исходный материал, характер газообразующих процессов, формы нахождения или проявления и химический состав.

Поскольку генетически чистые скопления газов в природе не встречаются, М.И. Суббота предложил выделить газовые ассоциации: 1) газы преимущественно биохимического происхождения, 2) газы преимущественно метаморфического происхождения и 3) газы преимущественно радиоактивного происхождения.

В предложенной Н.А. Еременко и С.П. Максимовым классификации, которая охватывает наиболее часто встречающиеся в природе газы, выделено десять классов газа: 1 — углеводородные, 2 — углеводородно-углекисло-азотные, 3 — углеводородно-азотные, 4 — углеводородно-углекислые, 5 — азотные (воздушные), 6 — азотно-углеводородно-углекислые, 7 — азотно-углекислые, 8 — углекислые, 9 — углекисло-углеводородные, 10 — равносмешанные углеводородно-углекисло-азотные.

К.П. Флоренский разработал диагностическую классификацию, основанную на характерных отношениях между газовыми компонентами, позволяющими, по его мнению, определить условия газообразования. По величине отношения гелия к аргону природные газы им подразделены на три основные группы — современные, смешанные и древние.

Наиболее полная классификация природных газов, основанная на обобщении большого фактического материала, предложена В.А. Соколовым в 1956 г. и дополнена им в 1971 г. Эта классификация составлена с учетом условий нахождения, химического состава и генезиса газов. По условиям залегания выделены газы атмосферы, земной поверхности, осадочных пород, океанов и морей, метаморфических пород, магматических пород, вулканические и космоса. В группу газов осадочных пород, изучению которых посвящена настоящая работа, входят следующие газы: нефтяных, газовых, угольных месторождений, а также пластовых вод и рассеянные. По генезису различаются газы биохимического, химического, радиогенного и радиационно-химического происхождения. Для каждой группы газов определены состав и место развития их в земной коре.

Близка к классификации В.А. Соколова и схема А.И. Кравцова (1957). Главные типы природных газов А.И. Кравцов выделял, основываясь на геологических и геохимических условиях образования природных газов и их химическом составе.

Схемы классификации природных газов, касающиеся главным обра-

зом углеводородной части, предложены К.П. Кофановым, В.Ф. Никоновым, И.С. Старобинцем и др. Так, К.П. Кофанов подразделяет природные газы по содержанию в них этана и пропана. По соотношению метана и его гомологов выделены сухие газы с содержанием тяжелых углеводородов (ТУ) от нуля до 5 %, полужирные — 6—15 %, жирные — 16—25 %, высокожирные — более 25 %.

В.И. Ермаков для Предкавказья выделил пять типов газов: 1) углекислометановый и азотно-метановый, 2) метановый, 3) метановый с тяжелыми гомологами, 4) метановый с повышенным содержанием тяжелых гомологов метана и негорючих газов, 5) углекисло-метановый и азотно-метановый с повышенным содержанием тяжелых гомологов. 1-й и 2-й типы газов характерны для газовых, 3-й, 4-й — для газоконденсатных, 3, 4, 5-й — для газонефтяных и нефтяных месторождений. По соотношению ТУ различаются три подтипа газов: 1) этановый, 2) пропан (бутан)-этановый, 3) бутан-пропановый. Эта классификация была использована в дальнейшем многими исследователями при районировании территорий на газоносные и нефтеносные области. По условиям нахождения газы осадочных толщ В.И. Ермаковым подразделены на газы: 1) сорбированные породами; 2) растворенные в подземных водах; 3) растворенные в нефти; 4) образующие свободные скопления.

Известны классификации природных газов по содержанию гелия, конденсата, сероводорода и других компонентов, фазовому состоянию и т.д. Для изображения различных типов газа Е.И. Гайло, И.В. Гришиной, В.И. Ермаковым и другими разработана специальная индексация, которая была положена в основу составления карты районирования газоносных территорий СНГ (тогда СССР) по составу природного газа. Е.В. Стадником предложена классификация газов нефтегазоносных бассейнов по условиям залегания и связи их с породами и флюидами. По условиям залегания выделяются газы, рассеянные в породах, растворенные в подземных водах и заключенные в породах, растворенные в подземных водах и заключенные в залежах. Однако разделение газов по условиям фазового состояния на рассеянные в породах, растворенные в подземных водах (или нефтях) и заключенные в залежах (свободные газы) является довольно условным. При изменении термодинамической обстановки и особенностей залегания вмещающих пород газы из одного фазового состояния могут переходить в другое.

Эта классификация принимается, в частности, авторами работы [16].

В табл. 1.1 приводятся примеры составов природных газов ряда газовых и газоконденсатных месторождений.

Данные табл. 1.1 свидетельствуют о том, что при всем их разнообразии газы большинства месторождений состоят в основном из углеводородов метанового ряда (алканов). Бывают и исключения. Так, одно из крупнейших в России по запасам месторождений природного газа Астраханское является уникальным, в частности, по составу газа: суммарное содержание агрессивных компонентов (диоксида углерода и сероводорода) превышает 40 %. Таким же уникальным является месторождение Южный Маккалум в США (штат Колорадо), газ которого более чем на 90 % представляет диоксид углерода. Однако чаще всего газы месторождений не только чисто газовых, но и газоконденсатных — это смеси алканов с преобладанием метана.

Таблица 1.1

Состав природных газов газовых и газоконденсатных месторождений

Страна	Месторождение	Содержание компонентов, % (молярная доля)								
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	C_{7+}	N_2	CO_2	H_2S
Алжир	Гельта	15,8	23,3	34,0	18,9	7,8	–	–	–	–
Австралия	Прингл-Даунс	16,7	10,6	24,2	28,0	19,3	–	1,2		–
США, Колорадо	Южный Маккалум	3,5	1,7*	–	–	–	–	–	91,9	–
Россия	Вуктыльское	74,8**	8,7	3,9	1,8	6,4	–	4,3	0,1	–
"	Совхозное	79,1	6,4	3,6	2,2	4,8	–	3,4	0,5	–
"	Оренбургское	85,2	5,0	1,7	0,8	1,9	–	4,8	0,6	–
"	Астраханское	48,78	2,71	1,38	1,25	3,73	–	0,54	15,71	25,79
"	Ямбургское (объект I)	89,63	4,88	2,03	0,72	1,78	–	0,28	0,68	–
"	Медвежье	98,56**	0,09	–	–	–	–	1,0	0,35	–
"	Уренгойское (сеноман)	98,33	0,15	0,002	0,001	0,001	–	1,16	0,35	Сл.
"	Уренгойское (валанжин)	87,27	5,42	2,50	1,02	3,07	–	0,38	0,34	–

* C_{2+}.

** Включая примеси редких газов.

Развитие глубокого бурения (около 4000 – 5000 м) привело к открытию залежей углеводородов (нефти и конденсата), обладающих сходными физико-химическими свойствами (плотность, усадка, цвет и др.). Характерно, что при исследовании таких объектов соотношение жидкой и газообразной фаз в сепараторе находится в зависимости от дебита скважины и, следовательно, от депрессии в призабойной зоне и скорости восходящего потока в насосно-компрессорных трубах (НКТ). Например, при исследовании Зайкинского месторождения при дебитах пластового газа 97 – 195 тыс. $м^3$/сут скорость газового потока у башмака НКТ составила 1,8 – 4,3 м/с, а конденсатогазовый фактор находился в пределах от 893 до 1997 $см^3/м^3$. При этом отмечена дифференциация выхода конденсата в зависимости от скорости восходящего потока газа: 1750 $см^3/м^3$ при скорости до 2,6 м/с и 850 – 900 $см^3/м^3$ при меньшей скорости.

Исследования проб всех объектов показали близость фракционных составов углеводородов C_{5+}: 80 % по объему выкипает при температуре 328 – 340 °С, остаток (3 %) – свыше 550 – 590 °С. В групповом углеводородном составе преобладают алканы; ряд нормальных алканов до C_{32} с максимумом $C_7 - C_9$. Больше половины нормальных алканов приходится на низкокипящие $C_5 - C_8$. Доля высококипящих невелика и не превышает 5 % от суммы нормальных алканов. Количество аренов во фракциях по мере повышения температуры отбора увеличивается и, достигая максимального значения 23 – 24 % во фракции 122 – 150 °С, снижается до 14 – 17 % во фракции 300 – 350 °С. Для конечных фракций рассматриваемых жидкостей характерно высокое содержание аренов.

По характеру распределения концентрации аренов, по температуре кипения фракций и фракционному составу рассмотренные флюиды могут быть отнесены к нефтям, по распределению ряда нормальных алканов – к конденсатам.

Установление типов флюида (нефть – конденсат) в бомбе равновесия PVT также вызывало затруднение.

Некоторые авторы в качестве критерия для оценки продукции скважины предлагают использовать газовый фактор: при его значениях более 900 $см^3/м^3$ углеводородную смесь относить к газоконденсатной. В промежуточном интервале значений газового фактора считается, что флюид в зависимости от давления и температуры в залежи может находиться как в газовом состоянии (газоконденсатная залежь), так и в жидком (нефтяная залежь).

Эйлертом (1958) предложен еще один показатель – соотношение плотности углеводородов C_{5+} и газового фактора. Он считает, что при эксплуатационных газовых факторах $900-1100\ м^3/м^3$ и плотности C_{5+}, не превышающей 0,78 $г/см^3$, пластовые флюиды являются газоконденсатными. Если же плотность стабильной фазы выше 0,78 $г/м^3$ и газового фактора ниже $630-650\ м^3/м^3$, то залежь является "типично нефтяной".

Наименьший газовый фактор у флюида из залежи B_{19}^a Артюховского месторождения – $760\ м^3/м^3$. Фазовое поведение этой системы изучено на рекомбинированных пробах и установлено, что данная залежь является газоконденсатной. При таком же соотношении жидких и газообразных углеводородов залежь B_{19}^2 Анастасиевского месторождения оказалась нефтяной. Пластовые системы рассматриваемых залежей имеют практически одинаковую плотность углеводородов C_{5+} (0,8 $г/см^3$) и близкий состав пластового газа. Различия отмечаются лишь в свойствах тяжелых компонентов. Жидкость залежи Анастасиевского месторождения содержит углеводороды, в молекуле которых число атомов углерода достигает 34, а в залежи Артюховского месторождения при близких значениях температуры и давления в залежи – 26. Причем для рассматриваемых залежей в характере распределения углеводородов в ряду C_{5+} различий нет, лишь в конечных фракциях компонентный состав нефти характеризуется относительно высоким по сравнению с конденсатом содержанием углеводородов C_{16}: соответственно 23 и 16 % от их общего содержания. В индивидуальном составе флюидов Карачаганакского месторождения отсутствуют и эти отличительные признаки.

Характеры распределения ряда нормальных алканов нефти (глубина 5190 м) и конденсата (глубина 4980 м) идентичны: протяженность гомологического ряда до C_{40}, максимум приходится на $C_{10}-C_{15}$, содержание углеводородов C_{12+} в нефти составляет 38 % от общего их содержания, в конденсате – 32 %. Интересно, что распределение углеводородов в ряде нормальных алканов конденсата, отобранного на 500 м выше, иное: при несколько укороченном ряде углеводородов (C_{37}) концентрированный максимум расположен на C_6-C_{10}, сумма C_{17+} составляет 19 %.

Из сказанного выше следует, что ни соотношение между количеством газа и жидкости в системе, ни индивидуальный состав углеводородов C_{5+} не являются определяющими в прогнозе типа флюидов глубоко залегающих залежей.

В работе [31] рассмотрена возможность определения типа залежи по свойствам стабильной жидкости. До недавнего времени считали, что конденсаты отличаются от нефти тем, что имеют плотность ниже 0,827 $г/см^3$, молекулярную массу до 160, они бесцветные или светло-соломенные. Одна-

ко, по данным И.С. Старобинца (1974), в месторождении Кульбешкак имеется газоконденсатная залежь на глубине 1630 м плотностью конденсата 0,857 г/см^3, стабильная жидкость месторождения Килгрэн имела черный цвет, плотность 0,863 г/см^3, молекулярную массу 278. Несмотря на такие свойства, пластовый флюид этого месторождения относится к газоконденсатному типу. В то же время в Крыму, на Октябрьской площади, была открыта залежь нефти плотностью 0,784 г/см^3.

Следовательно, свойства стабильной жидкости не могут быть показателями типа залежи. Не может быть показателем наличие или отсутствие асфальтенов. Так, по данным А.И. Дзюбенко, в Днепровско-Донецкой впадине, залежи в которой находятся в жестких термобарических условиях (давление 50 МПа, температура 120 °С), встречены газоконденсатные системы, массовая доля асфальтенов в которых достигает 0,1 (Котелевское месторождение) и > 0,3 % (Матвеевское). В то же время в практике встречены месторождения нефти, не содержащие асфальтенов. А.И. Дзюбенко и Г.С. Степанова указывали, что фракционный и групповой углеводородный составы нефтей и конденсатов значительно различаются. В нефтях содержание фракций, по мере повышения температуры кипения последних, постепенно возрастает. В конденсатах же выход отдельных десятиградусных фракций возрастает до 80 – 130 °С, затем величина их начинает сначала резко, а затем медленнее уменьшаться. Конец кипения, как правило, не превышает 350 °С. Такой характер изменения фракционного состава конденсатов существовал для залежей, находящихся на глубинах до 3000 – 3500 м. Исследование истинных точек кипения конденсатов глубоко залегающих месторождений показало, что они выкипают при температуре 550 °С, и при этом остаток составляет 4 % и более (табл. 1.2). Под влиянием высокой температуры и давления в них велика доля высококипящих углеводородов. Распределение выходов фракций по температуре кипения в этих углеводородах занимает промежуточное положение между нефтями и конденсатами неглубоких залежей.

По групповому углеводородному составу нефти от конденсатов отличаются характером распределения концентрации аренов по фракциям: в нефтях, по мере повышения температуры кипения фракций, содержание последних возрастает, в конденсатах – увеличивается до фракции 140 – 180 °С, а в высококипящих фракциях – снижается. В залежах на глубинах свыше 4000 м составы нефтей и конденсатов, в том числе и групповой углеводородный состав, сглаживаются. Содержание ароматических углеводородов в них достигает максимума не во фракции 140 – 180 °С, а во фракции 200 – 300 °С. В конденсате же Астраханского месторождения, находящемся в жестких термобарических условиях (давление 64 МПа, температура 109 °С), уже на глубине 3980 м концентрация ароматических углеводородов непрерывно возрастает по мере роста температуры кипения фракции: от 10 % по массе во фракции 95 – 122 °С до 63 во фракции свыше 500 °С, т.е. в данном случае по характеру изменения группового углеводородного состава невозможно однозначно решить вопрос о типе флюида.

Ю.П. Коротаевым, А.К. Карповым и другими (1968) был предложен метод, позволяющий определить тип залежи по соотношению в газе *изо*-C_4/*н*-C_4. Ими показано, что при значении этого коэффициента 0,9 – 1,05 залежь является газоконденсатной, а при значении 0,5 – 0,8 – нефтяной. Результаты исследований, проведенных А.И. Дзюбенко (1976), показали, что в глубокозалегающих газоконденсатных залежах значение

Таблица 1.2

Фракционный состав конденсатов и нефтей

Показатель	Месторождение					
	Газоконденсатное			Уренгойское	Нефтяное*	
	Зайкинское	Карачаганакское	Астраханское		Камышалджа	Барса-Гельмес
Глубина, м	4600	4990	4000	2960	3180	2600
Пластовое давление, МПа	54,3	58,9	63	30	41,5	60
Пластовая температура, °С	105	85	109	72	90	85
Температура начала кипения, °С	46	43	48	33	53	55
Выход фракций (% по массе) при температурных пределах отбора фракций, °С:						
НК-60	9,8	9,5	4,4	1,5	0,3	0,9
60–95	5,9	6,9	7,7	16,9	0,9	2
95–122	10,3	11,1	8,8	19,1	1,4	2,1
122–150	7,9	9,3	8,8	16,3	1,9	4,3
150–200	12,8	15,5	16,7	13,1	3,6	8,5
200–250	4,2	7,2	9,7	12,5	6,8	8,9
250–300	14,2	11,9	11,1	9,6	8,5	9,4
300–350	10,5	7,2	8,6	11	9,7	10,7
(Конец кипения (КК) 325 °С)						
350–400	7,4	9,2	6,4	9,4	9,4	9,8
400–450	5,6	4,4	5,7	—	11,4	12,6
450–500	4,8	3,9	3,9	—	4,8	5,1
500–550	2,3	2	—	—	3	2
> 550	4,4	1,9	8,2	—	38,3	23,7

* С.Ф. Моисейков и др. (1971).

отношения *изо*-C_4/*н*-C_4 в ряде случаев равно 0,55–0,31, что значительно ниже, чем в залежах легких нефтей.

Следовательно, использовать и этот критерий для распознавания типа залежей не представляется возможным. Г.С. Степановой для прогнозирования фазового состояния углеводородов в залежах использован метод главных компонентов. В качестве нормативных факторов рассматривались следующие: C_1/C_{5+}; $C_2 + C_3 + C_4/C_{5+}$; C_2/C_3; C_{5+}. Контрольная выборка показала, что в 90 случаях из 100 распознавание типа залежи будет верным. Однако при проверке объектов из глубоких горизонтов, особенно в условиях АВПД, информативность метода резко снижается.

Многочисленные исследования состава попутных газов (растворенных в нефти) и газов конденсатных месторождений Западной Сибири показали существенное различие между ними. Характерной особенностью газоконденсатных газов является уменьшение концентрации от этана к пропану и от пропана к бутанам. В попутных газах указанная закономерность отсутствует; содержание этана всегда меньше пропана — C_2/C_3 более 1. В газоконденсатных месторождениях значение указанного коэффициента находится в пределах от 2 до 6. Отношение метана к сумме тяжелых углеводородов C_{2+} в газах газоконденсатных месторождений, как правило, примерно 40–50, в газах, растворенных в нефти, — до 13. Значение этого отношения непостоянно по площади месторождения — оно возрастает от сводовой части залежи к контуру. Газы газоконденсатных залежей, имею-

щих даже сравнительно небольшие нефтяные оторочки, содержат относительно меньше этана, чем залежей, не имеющих оторочек. Значение коэффициента C_2/C_3 в первых находится в пределах от 2 до 6, при наличии нефтяных оторочек – от 1 до 3. Влияние нефтяной оторочки сказывается и на сумме тяжелых углеводородов. Значение коэффициента C_1/C_{2+} в таких залежах равно 15–40, без оторочек – более 40.

Выявленные особенности в составе газов месторождений различных типов на глубинах до 3500–4000 м сведены в табл. 1.3.

Материалы изучения состава газа глубоко залегающих скоплений углеводородов показали, что по соотношениям C_2/C_3 и C_1/C_2 также невозможно однозначно судить о типе залежи (табл. 1.4). Широкими исследованиями нефтей и конденсатов Западной Сибири и Сахалинского шельфа (выполнено свыше 500 определений) выявлены с помощью применения метода инфракрасной спектроскопии особенности строения ароматических углеводородов нефтей в сравнении с конденсатами и разработан метод отличия нефти от конденсатов. Установлено, что в составе ароматических углеводородов нефтей присутствуют сложные ароматические конденсированные би- и трициклические структуры, тогда как в конденсатах они отсутствуют. Эти структуры фиксируются на ИК-спектрах полосой поглощения при длине волны 820 $см^{-1}$. В конденсатах в указанной области поглощения вместо одной широкой полосы появляются две узкие. В пробах конденсатов, имеющих примесь нефти, отмечается некоторое расширение сигнала (рис. 1.1).

Таким образом, установленное различие в строении аренов позволяет не только отличать нефти от конденсатов, но и прогнозировать наличие нефтяных оторочек либо свободной жидкой фазы, поступающей при опробывании скважин вместе с газом и конденсатом. Данный метод разработан в результате исследования флюидов, находящихся при пластовых давлении не выше 30 МПа и температуре до 10 °С. На рис. 1.2 представле-

Таблица 1.3

Особенности состава газов залежей различных типов для месторождений на глубинах 3500–4000 м

Место отбора проб газа	C_2/C_3	C_1/C_{2+}
Попутные нефтяные газы	< 1	< 13
Свободная часть нефтяной залежи	0,3–0,6	3–6
Приконтурная часть нефтяной залежи	0,8–0,9	10–13
Законтурная часть нефтяной залежи	> 1 < 2,5	> 13< 50
Непродуктивные пласты	> 3	< 50
Газоконденсатные залежи	2–6	40–60
Газовые шапки	> 1 < 3	15–40

Таблица 1.4

Состав газа месторождений на глубинах ниже 4000 м

Площадь	Глубина, м	C_2/C_3	C_1/C_{2+}	Тип залежи
Зайкинская	4350	1,9	1,4	Нефтяная
Зайкинская	4390	2,1	2,7	Газоконденсатная
Зайкинская	4560	2,2	1,8	Нефтяная
Зайкинская	4600	1,95	1,9	Газоконденсатная
Расташинская	4280	1,9	1,4	Нефтяная
Карачаганакская	4400	1,5	3,5	Газоконденсатная
Карачаганакская	4870	2,1	3,2	Нефтегазоконденсатная
Карачаганакская	5100	1,8	6	Нефтяная
Харьковцевская	4630	2	2,7	Газоконденсатная
Харьковцевская	4690	1,1	1,7	Нефтегазоконденсатная

ны ИК-спектры конденсатов из месторождений, находящихся в более жестких термодинамических условиях. В конденсате месторождений Тасбулат и Астраханское пластовые давление и температура соответственно равны 60 МПа и 106 °С, 35 МПа и 130 °С (присутствует сложная ароматика). В конденсатах Ракушечного и Южно-Жетыбайского месторождений при таком же диапазоне пластовых температур, но давлении 26 МПа расширения сигнала при полосе поглощения 820 $см^{-1}$ не наблюдается.

Результаты исследований подтверждают вывод Я.Д. Саввиной (1962), что давление предопределяет состав аренов, а появление сложной ароматики в конденсатах ограничивает применяемость разработанного авторами критерия отличия нефтей от конденсатов.

На рис. 1.3 представлены ИК-спектры флюидов Даулетабадского месторождения: нефти скв. 50, интервал 2975 – 3081 м, и конденсата скв. 56, интервал 2980 – 3086 м. В залежи при давлении 39,6 МПа и температуре 140 °С разница в структуре углеводородов различного фазового состояния исчезла. Выше, при рассмотрении характера изменения содержания аренов во фракциях нефтей и конденсатов и распределения углеводородов в ряду н-алканов в них, была показана идентичность для глубокозалегающих месторождений.

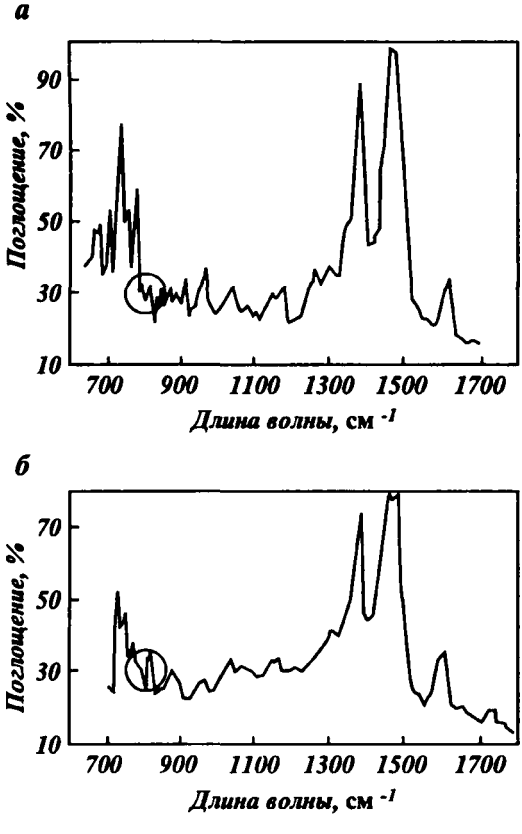


Рис. 1.1. Инфракрасные спектры конденсатов (*а*) и нефтей (*б*)

Инфракрасные спектры образцов нефракционированных нефтей и конденсатов близки. Флюиды Зайкинского месторождения характеризуются широким развитием парафиновых структур нормального и изостроения (полоса поглощения 1400 – 1300 $см^{-1}$), в большом количестве присутствуют парафиновые цепочки (полоса поглощения 700 – 730 $см^{-1}$). Нафтеновые и ароматические углеводороды играют подчиненную роль (полоса поглощения 800 – 1000, 1500 – 1620, 600 – 900 $см^{-1}$). Среди последних наибольшее распространение имеют замещенные бензола (моно, би-триза-мещенные), отмечено присутствие бициклических структур ароматических углеводородов, в основном нафталинового ряда (полоса поглощения 800 – 900 $см^{-1}$). Дифференциация фракции C_{5+} на компоненты показала, что значительное количество ароматических структур сосредоточено в высокомолекулярной части. Особо следует отметить ха-

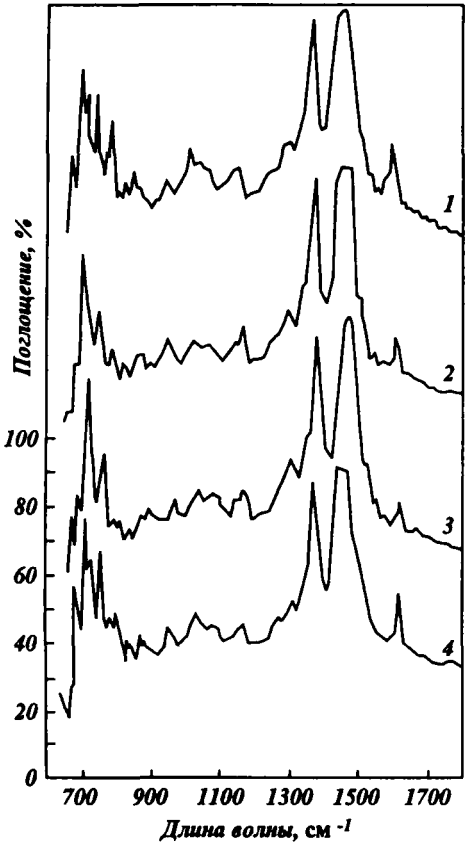


Рис. 1.2. Инфракрасные спектры конденсатов месторождений:
1 — Астраханского; *2* — Тасбулат; *3* — Ракушечного; *4* — Южно-Жетыбайского

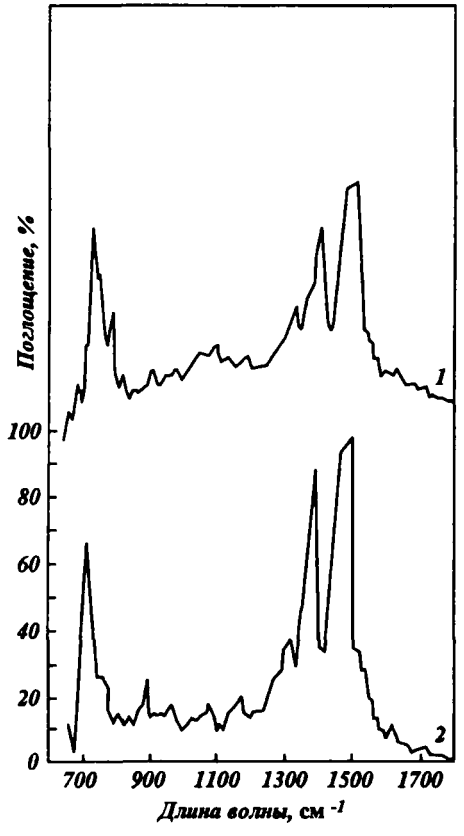


Рис. 1.3. Инфракрасные спектры флюидов Даулетабадского месторождения:
1 — конденсат, интервал отбора 2980—3086 м; *2* — нефть, интервал отбора 2975—3081 м

рактер распределения аренов в дистиллатной части. Во фракции 122—150 °С количество аренов достигает 20—24 %, в вышекипящих 50-градусных фракциях ее количество либо остается на том же уровне, либо повышается до 26—27 %, достигая 33 % во фракции 500—550 °С.

Для группового углеводородного состава нефтей и конденсатов Карачаганакского месторождения характерно преобладание класса нормальных алканов. Нафтеновые углеводороды во флюидах составляют небольшую часть, в структурном отношении обладают преимущественно циклогексановой структурой (полоса поглощения 970 $см^{-1}$). Характерно, что в составе аренов моноциклические (бензол, толуол, дизамещенные бензолы) имеют ограниченное развитие (полоса поглощения 690, 700, 750—660 $см^{-1}$), тогда как бициклические составляют основу класса углеводородов.

Анализ представленных материалов показывает, что ни по структурному составу углеводородов, ни по распределению ароматики по фракциям в глубокозалегающих месторождениях не получено отличия нефтей от конденсатов, а именно: при большой протяженности гомологического ряда (до $C_{28}-C_{32}$) низкомолекулярные соединения (C_5-C_8) составляют около половины всего количества нормальных алканов, что позволяет отнести флюиды к конденсатам, характер же распределения аренов по фракциям и наличие в них бициклов придают изученным углеводородам признаки, присущие нефтяному веществу.

Таким образом, анализ фактического материала исследований глубокозалегающих залежей углеводородов показал, что свойства нефтей и конденсатов в них сближаются, поэтому однозначно определить тип залежи и прогнозировать фазовые превращения пластовых систем существующими методами не представляется возможным.

Природные газоконденсатные системы характеризуются большим многообразием условий нахождения, компонентного состава газовой фазы (углеводородной и неуглеводородной) и степени их насыщенности углеводородами C_{5+}. Проведенный по отдельным регионам СНГ сравнительный анализ количественной и качественной характеристик углеводородов C_{5+} в газоконденсатных залежах указал на тесную взаимосвязь состава, содержания конденсата в пластовом газе и термобарических условий нахождения последних. В целом же для пластовых газоконденсатных систем факторы, влияющие на количество и состав конденсатов, сложны и многообразны.

Количество конденсата в газоконденсатных залежах зависит от растворимости индивидуальных высококипящих углеводородных смесей в пластовом газе.

В природных условиях все факторы, действуя одновременно, оказывают друг на друга взаимовлияние и предопределяют содержание конденсата в пластовом газе. Так, при изучении закономерностей растворимости углеводородов C_{5+} вниз по разрезу многопластовых месторождений установлено, что, несмотря на улучшение условий растворимости (рост давления и температуры), из-за увеличения роли аренов в высококипящей фракции способность перехода C_{5+} в газовое состояние снижается.

Существует тесная зависимость состава и количества углеводородов C_{5+} от степени насыщенности залежей, значений соотношения начальных пластовых давлений залежей и гидростатических. В условиях аномально высоких пластовых давлений, несмотря на повышенную концентрацию аренов в составе углеводородов C_{5+}, их содержание может быть высоким.

Только комплексный подход к изучению взаимовлияния всех факторов позволяет установить закономерности растворимости углеводородов C_{5+} в природных пластовых системах и, следовательно, глубже понять особенности фазовых превращений газоконденсатных систем, наблюдаемых как в момент опробывания разведочных скважин, так и в процессе разработки газоконденсатных залежей.

Применение структурно-хроматографического метода изучения углеводородов позволило авторам книги [31] разработать во ВНИИГАЗе способ идентификации нефтей в случаях, когда залежь расположена на глубине до 3000 – 3500 м. На больших глубинах свойства нефтей и кон-

Таблица 1.5

Физико-химическая характеристика жидкой фазы скв. 555 Зайкинского месторождения

Показатель	Интервал испытания, м			
	4344 – 4358	4392 – 4399	4414 – 4428	4518 – 4526
Температура начала кипения, °С	87	95	92	80
Температура (°С) оттона, % по объему:				
10	101	130	125	112
50	244	236	236	207
80	340	335	330	328
Температура конца кипения, °С	586	550	360	360
Объемная доля, %:				
оттона	87	93	71	86
остатка	3	2	28	13
потерь	10	5	1	1
Молекулярная масса	170	164	168	164
Плотность, г/см^3	0,8248	0,7886	0,7948	0,7915
Массовая доля, %:				
смолы	Не опр.	1,4	1,4	Не опр.
парафины	Не опр.	4,5	7,2	4,3
асфальтены	–	Не опр.	–	–

денсатов сближаются. Тип залежи в этих случаях можно установить лишь ориентировочно и лишь путем тщательного лабораторного изучения особенностей фазовых превращений пробы флюида. Следует отметить, что в случае глубокозалегающих залежей обеспечение представительности пробы пластового флюида является весьма сложной исследовательской задачей.

Таблица 1.6

Характеристика глубокозалегающих залежей флюидов

Показатель	Месторождение						
	Артюховское	Анастасиевское	Русский Хутор Северный	Хедли	Харьковцевское	Ханкала	Калгари
	Залежь						
	газоконденсатная, $B_{19а}$	нефтяная, B^2_{19}	газоконденсатная	газоконденсатная	нефтяная, B_{18}	газоконденсатная	нефтяная
Пластовые:							
давление, МПа	45,2	48,7	35	37,8	53,1	72	35
температура, °С	113	120	136	130	122	170	121
Газовый фактор, м^3/м^3	760	730	1200	945	720	694	565
Молярная доля компонента в пластовой системе, %:							
CH_4	59,2	60,4	67,8	59,4	59,6	69,7	54
C_2H_6	12,3	11,5	11,6	13,6	11	9,3	10,2
C_3H_8	8,8	6,8	3,2	7,6	8,2	3,8	9,1
C_4H_{10}	3,2	2,7	1,6	4,1	2,8	2,4	5,1
C_5H_{12+}	13,1	13,6	9,7	14,2	14,9	12,5	18,6
N_2	1,7	3	3,3	–	0,6	0,2	0,9
CO_2	1,7	2,9	2,8	0,9	2,9	2	2,1
Плотность C_{5+}, кг/м^3	0,799	0,801	0,774	0,771	0,787	0,787	0,8
Критическая температура пластовой системы, °С	108	140	61	102	132	110	131
Отношение *изо*-C_4/*н*-C_4	0,38	0,41	0,6	0,24	0,5	0,57	0,66

В табл. 1.2, 1.5 и 1.6 в качестве примеров приведены характеристики пластовых флюидов глубокозалегающих залежей газоконденсатного и нефтяного типов, включая свойства конденсатов и нефтей (фракций пентан плюс вышекипящие).

1.2
Свойства газа и газового конденсата

Природные смеси углеводородов состоят из многих десятков и даже сотен индивидуальных углеводородов, различающихся физико-химическими свойствами и представляющих как газы, так и жидкости, причем в стандартных условиях многие из последних переходят в твердую фазу.

В пластовых условиях в массообменных процессах в значительной степени проявляет себя селективность, обусловленная сложным составом углеводородных смесей. Одним из следствий сложного многокомпонентного состава природных углеводородных смесей на стадии формирования месторождений газоконденсатного типа является гравитационное разделение углеводородов, особенно заметное при значительных толщинах продуктивных отложений. Так, например, в пределах продуктивного пласта Карадагского газоконденсатного месторождения начальное содержание фракции C_{5+} в пластовом газе изменялось от 145 г/м^3 в своде до 214 г/м^3 в приконтурных частях пласта. Аналогичным было начальное распределение углеводородов по толщине пласта и в других газоконденсатных месторождениях (Вуктыльском, Карачаганакском, Астраханском).

Вместилищем углеводородной залежи является поровое пространство пласта-коллектора, которое содержит в общем случае кроме углеводородов определенное количество воды; характеристика пластовых вод дается в конце данного раздела.

В зависимости от происхождения залежи смесь углеводородов имеет те или иные присущие только ей состав и свойства.

Состав углеводородной смеси влияет на распределение компонентов не только в одной фазе вследствие наличия гравитационного поля, но и между фазами в двухфазной системе вследствие изменения давления перехода системы из одно- в двухфазное состояние. Результаты обширных экспериментальных исследований по динамике констант фазового равновесия индивидуальных углеводородов позволяют судить об особенностях конкретных смесей углеводородов. Так, например, чем больше высокомолекулярных компонентов содержится в системе, тем ниже константы фазового равновесия фракции C_{7+}, т.е. тем меньше потенциальное содержание конденсата в пластовой газовой фазе. Константы фазового равновесия углеводородных компонентов при прочих равных условиях зависят от характеристического фактора [47]. Особенно значительна разница в константах равновесия между углеводородами метанового ряда, с одной стороны, и углеводородами нафтенового и ароматического ряда, с другой стороны. В соответствии с результатами экспериментальных исследований, выполненных под руководством автора, повышение содер-

жания в газоконденсатной системе промежуточных углеводородных компонентов метанового ряда (этана, пропана, бутанов) сверх равновесного для газовой фазы при определенных термобарических условиях приводит к смещению фазового равновесия в пластовой системе в сторону либо газовой, либо жидкой фазы, что можно использовать для создания технологических процессов воздействия на пласт с целью повышения компонентоотдачи [50].

Аналогичного характера смещение равновесия в двухфазной углеводородной системе наблюдается и при увеличении содержания в системе такого неуглеводородного компонента, как азот, причем в широком диапазоне изменения давлений и температур.

Известен также эффект высаждения фракции C_{2+} при вытеснении "жирного" газа чистым метаном в области давлений, начиная от давления максимальной конденсации пластовой смеси и выше, что также может быть использовано при создании технологических процессов повышения компонентоотдачи пласта.

В еще более значительной степени, чем при изменении состава системы, могут происходить массообменные процессы при изменении в пласте термобарических условий. Так, разработка газоконденсатного месторождения на режиме истощения сопровождается ретроградной конденсацией смеси вплоть до давления максимальной конденсации, причем по мере снижения давления уменьшается содержание в газовой фазе фракции C_{2+}, снижается ее молекулярная масса, плотность, изменяются групповой и компонентный состав и другие параметры.

При давлении максимальной конденсации (5–15 МПа) в жидкой фазе находится преобладающая часть запасов углеводородов C_{2+} (рис. 1.4). Экспериментальные исследования показали, что, напротив, увеличение давления в залежи выше давления максимальной конденсации вследствие нагнетания тех или иных агентов в

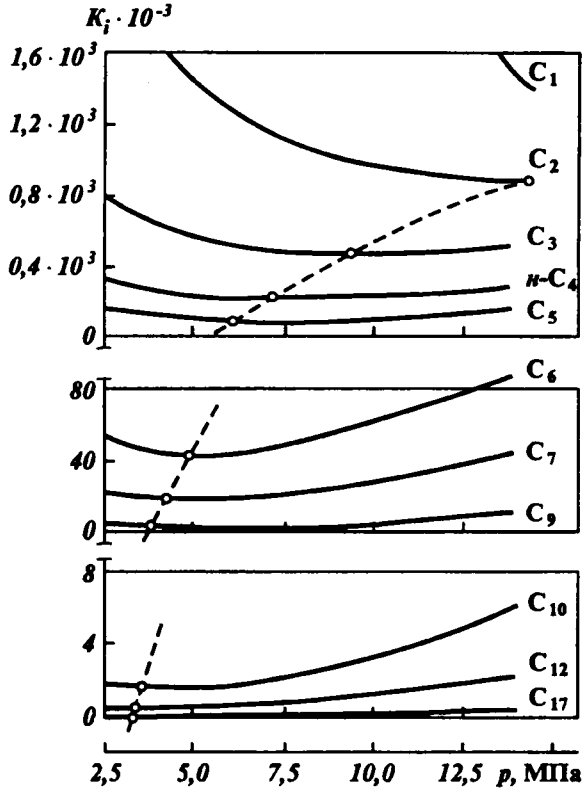


Рис. 1.4. Зависимость констант K_i фазового равновесия *н*-алканов C_i от давления *p* для газоконденсатной смеси с давлением схождения 34,3 МПа при температуре 60 °С.
Пунктир – линия минимальных значений констант

пласт способствует переходу углеводородов в газовую фазу. При существенном повышении давления возможен в принципе перевод пластовой системы в однофазное газовое состояние; практически не испаряются только высокомолекулярные асфальто-смолистые вещества (АСВ) и равновесная сорбированная породой часть углеводородной системы [32]. В связи с этим повышение давления, поддержание его на определенном уровне или замедление темпа снижения давления путем нагнетания в залежь газа — широко распространенный процесс, на котором основаны многие из предложенных и внедряемых на практике методов повышения углеводородоотдачи пласта.

Свойства пластовых смесей определяются совокупным проявлением свойств компонентов и зависят от особенностей межмолекулярного взаимодействия компонентов, образующих смесь.

Основные параметры компонентов природных газов приведены в табл. 1.7. Методы определения количественных значений этих параметров описаны в инструкции [17].

Таблица 1.7

Основные параметры компонентов природного газа

Показатели	Компоненты						
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*н*-C_4H_{10}	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_5H_{12}	*изо*-C_5H_{12}
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	72,151
Молекулярный объем при 0 °С и 760 мм рт.ст.	22,36	22,16	21,82	21,50	21,75	20,87	20,87
Плотность при 0 °С и 760 мм рт.ст., кг/м^3	0,7168	1,356	2,010	2,703	2,668	3,457	3,457
Плотность при 20 °С и 760 мм рт.ст., кг/м^3	0,6679	1,263	1,872	2,5185	2,4859	3,221	3,221
Относительная плотность (по воздуху)	0,555	1,049	1,562	2,091	2,067	2,674	2,490
Газовая постоянная, м/°С	52,95	28,19	19,23	14,95	14,95	11,75	11,75
Теплоемкость при 0 °С и 760 мм рт.ст., C_p/C_v, ккал/кг·°С	0,5172 0,39361	0,3934 0,3273	0,3701 0,3252	0,3802 0,3466	0,3802 0,3466	0,3805 0,3533	0,3805 0,3533
Коэффициент динамической вязкости при 20 °С и 760 мм рт.ст., 10^{-6} кг·с/м^2	1,0484	0,8720	0,7649	0,6956	0,7027	0,6354	0,6507
Фактор ацентричности молекул ω	0,0104	0,0986	0,1524	0,02010	0,1849	0,2539	0,2223
Параметры потенциалов:							
ε/k, K	140,0	236,0	206,0	208,0	217,0	269,0	269,0
σ, $\mathring{A}$	3,808	4,384	5,420	5,869	5,819	6,099	6,057
$\delta_{безр}$	—	—	—	—	—	—	—
Критическая температура $T_{кр}$, К	190,55	305,43	369,82	425,16	408,13	469,65	460,39
Критическое давление $p_{кр}$, кгс/см^2	46,95	49,76	43,33	38,71	37,19	34,35	34,48
Температура кипения $T_{кип}$, К	111,7	184,6	231,1	272,7	261,5	309,3	301,0
Теплопроводность при 0 °С и 760 мм рт.ст., ккал/м · ч ·°С	0,026	0,016	0,013	0,011	0,010	0,0106	0,0106

Продолжение табл. 1.7

Показатели	Компоненты							
	Водяной пар	O_2	H_2S	SO_2	CO_2	CO	NO_2	NO
Молекулярная масса	18,016	32,0	34,082	64,06	44,011	28,011	46,006	30,01
Молекулярный объем при 0 °С и 760 мм рт.ст.	23,45	–	22,14	–	22,26	22,41	–	–
Плотность при 0 °С и 760 мм рт.ст., кг/м^3	1,8041	1,429	1,539	2,927	1,977	1,250	2,055	1,340
Плотность при 20 °С и 760 мм рт.ст., кг/м^3	0,7496	1,3315	1,434	2,727	1,842	1,165	1,915	1,249
Относительная плотность (по воздуху)	0,624	1,105	1,190	2,264	1,529	0,967	1,593	1,037
Газовая постоянная, м/°С	47,06	26,47	24,89	–	19,27	30,26	–	–
Теплоемкость при 0 °С и 760 мм рт.ст., C_p/C_v, ккал/кг·°С	0.4441 0,3469	0.2185 0,156	0.253 0,192	–	0.1946 0,1496	0.2483 0,1774	–	–
Коэффициент динамической вязкости при 20 °С и 760 мм рт.ст., 10^{-6} кг·с/м^2	0,9006	1,948	1,2025	1,1804	1,3942	1,6951	–	1,8358
Фактор ацентричности молекул ω	–	0,019	0,100	0,598	0,231	–	0,093	–
Параметры потенциалов:								
ε/k, K	–	88	343	347	190	110	220	119
σ, $\mathring{A}$	–	3,541	3,49	4,04	3,996	3,590	3,879	3,470
$\delta_{безр}$	–	0	0,21	0,42	–	–	–	0
Критическая температура $T_{кр}$, К	–	154,78	373,6	430,65	304,2	132,93	100	180,3
Критическое давление $p_{кр}$, кгс/см^2	–	51,8	91,85	80,49	75,27	35,68	431,0	66,64
Температура кипения $T_{кип}$, К	–	90	211,4	263,2	194,7	81,7	294,5	121,4
Теплопроводность при 0 °С и 760 мм рт.ст., ккал/м·ч·°С	0,015	–	0,011	–	0,012	–	–	–

Продолжение табл. 1.7

Показатели	Компоненты							
	He	Ar	Kr	Fr	Cl_2	Этилмеркаптан C_2H_5SH	H_2O	Hg
Молекулярная масса	4,00	39,95	83,80	38,00	70,91	62,13	18,02	200,59
Молекулярный объем при 0 °С и 760 мм рт.ст.	–	–	–	–	–	–	–	18,019
Плотность при 0 °С и 760 мм рт.ст., кг/м^3	0,178	1,784	–	–	3,233	0,84	–	13 595
Плотность при 20 °С и 760 мм рт.ст., кг/м^3	0,166	1,1662	–	–	3,012	–	998,2	13 546
Относительная плотность (по воздуху)	1,138	1,380	–		2,501			
Газовая постоянная, м/°С	211,84	–	–		–			
Теплоемкость при 0 °С и 760 мм рт.ст., C_p/C_v, ккал/кг·°С	1.260 0,760	1.2430 –	–	–	–	–	1.0074 –	0.0335 –
Коэффициент динамической вязкости при 20 °С и 760 мм рт.ст., 10^{-6} кг·с/м^2	1,8970	2,1265	2,3764	–	1,2698	–	1,004	–

Продолжение табл. 1.7

Показатели	Компоненты							
	He	Ar	Kr	Fr	Cl_2	Этилмеркаптан C_2H_5SH	H_2O	Hg
Фактор ацентричности молекул ω	0,246	–	0,002	0,071	0,082	–	0,348	–
Параметры потенциалов:								
ε/k, K	10,8	124,9	166,7	112,0	357,0	447,6	775,0	–
σ, $\mathring{A}$	2,57	3,423	3,679	3,653	4,117	4,644	2,52	–
$\delta_{безр}$	0	0	0	–	–	0,156	1,0	–
Критическая температура $T_{кр}$, K	5,2	150,72	309,41	144,2	417,2	499	647,4	–
Критическое давление $p_{кр}$, кгс/см^2	2,34	49,59	56,0	56,83	78,63	56,0	225,55	–
Температура кипения $T_{кип}$, K	4,3	87,5	121,4	86,2	238,6	–	373,2	–
Теплопроводность при 0 °C и 760 мм рт.ст., ккал/м·ч·°C	0,123	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 1.7

Показатели	Компоненты					
	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_8H_{18}	N_2	H_2	Воздух
Молекулярная масса	86,178	100,198	114,22	28,016	2,016	28,96
Молекулярный объем при 0 °C и 760 мм рт.ст.	22,42	22,47	22,71	22,404	22,43	22,4
Плотность при 0 °C и 760 мм рт.ст., кг/м^3	3,845	4,459	5,030	1,2503	0,0899	1,2928
Плотность при 20 °C и 760 мм рт.ст., кг/м^3	3,583	4,155	4,687	1,1651	0,0837	1,2046
Относительная плотность (по воздуху)	2,974	3,450	3,820	0,967	0,069	1,000
Газовая постоянная, м/°C	9,84	8,46	7,42	30,26	420,63	29,27
Теплоемкость при 0 °C и 760 мм рт.ст., C_p/C_v, ккал/кг·°C	0,3827 0,3600	0,3846 0,3652	0,3856 0,3686	0,2482 0,1770	3,3904 2,4045	0,2397 0,1712
Коэффициент динамической вязкости при 20 °C и 760 мм рт.ст., 10^{-6} кг·с/м^2	0,6169	0,5500	0,5030	1,6981	0,8984	1,7419
Фактор ацентричности молекул ω	0,3007	0,3498	0,4018	0,040	0	–
Параметры потенциалов:						
ε/k, K	423,0	288,0	333,0	91,5	33,3	78,6
σ, $\mathring{A}$	5,916	7,000	7,407	3,681	2,968	3,711
$\delta_{безр}$	–	–	–	0	0	–
Критическая температура $T_{кр}$, K	507,35	540,15	568,76	126,26	33,25	37,2
Критическое давление $p_{кр}$, кгс/см^2	30,72	27,90	25,35	34,65	13,25	132,4
Температура кипения $T_{кип}$, K	341,9	371,6	398,9	77,3	20,4	78,8
Теплопроводность при 0 °C и 760 мм рт.ст., ккал/м·ч·°C	0,00966	0,0092	0,0084	0,020	0,148	0,021

Термодинамические особенности газоконденсатных смесей хорошо иллюстрируются графиками поведения двухкомпонентной метан-гептановой (C_1H_4 + $н$-C_7H_{16}) смеси при изменении давления в системе. На

рис. 1.5 представлены зависимости от давления содержания *н*-гептана при температуре 20 и 60 °С в равновесной газовой фазе. При давлениях выше 22 – 23 МПа смеси исследовавшихся авторами [5] составов находятся в однофазном состоянии: содержание *н*-C_7H_{16} в газовой фазе максимально и неизменно, при изменении давления жидкой фазы не образуется, изменяется лишь плотность смеси, но не фазовое состояние. Уменьшение давления до давления начала конденсации и ниже приводит к образованию жидкой фазы, состоящей из *н*-гептана с растворенным в нем метаном, в отличие от сосуществующей газовой фазы, состоящей из метана с растворенным в нем *н*-гептаном. По мере снижения давления содержание *н*-гептана в газовой фазе уменьшается, а в жидкой фазе увеличивается. Это продолжается до тех пор, пока давление не упадет до давления максимальной конденсации *н*-гептана, составляющего для данных смесей около 7 МПа. При дальнейшем уменьшении давления массообменный процесс смещается в сторону испарения жидкой фазы, а поскольку содержание в ней *н*-гептана выше, чем в сосуществующей газовой фазе, последняя обогащается *н*-гептаном, причем в тем большей степени, чем ниже уровень давления; эта область давлений называется областью нормального испарения.

Таким образом, термодинамика газоконденсатной смеси характеризу-

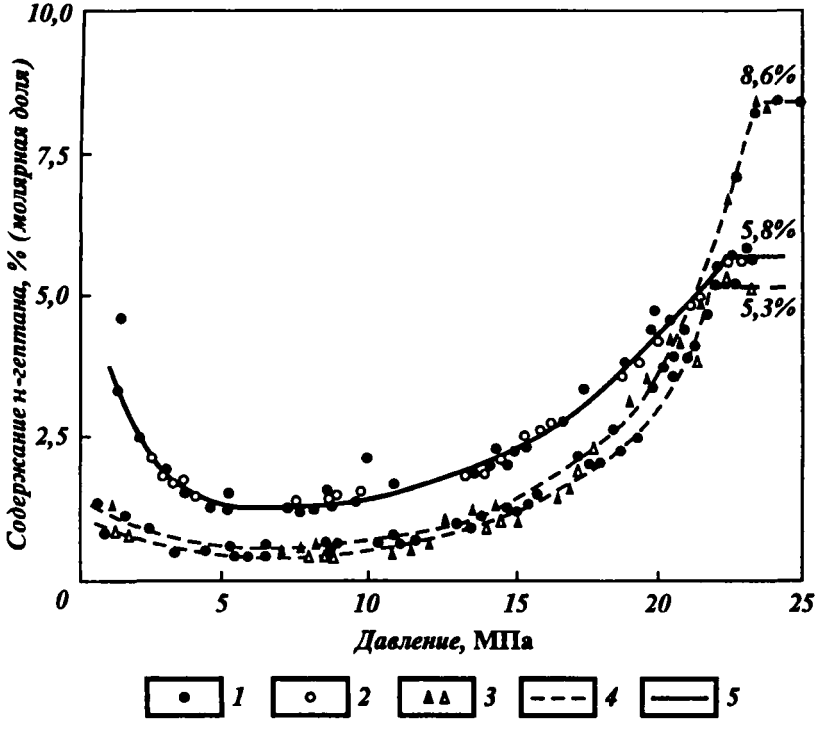


Рис. 1.5. Зависимость потенциального содержания *н*-гептана в продукции от "пластового" давления.
Проницаемость: *1* – 0,04 · 10^{-12} м^2, *2* – 1,49 · 10^{-12} м^2; *3* – сосуд PVT-соотношений; температура: *4* – 20 °С, *5* – 60 °С

ется тремя областями давления: однофазного состояния; ретроградной конденсации; нормального испарения.

В природе достаточно часто встречаются газоконденсатные залежи, начальное пластовое давление в которых заметно превышает давление начала конденсации углеводородной смеси. К таким "недонасыщенным" относятся залежи месторождений Астраханского (недонасыщенность по давлению 14 МПа), Вуктыльского (4 МПа), Восточно-Таркосалинского (8 МПа), Харасавейского (4,7 МПа), Карачаганакского (10 МПа) и др.

В большинстве случаев, однако, давление начала конденсации пластового газа и начальное пластовое давление совпадают. Чаще всего это обусловливается наличием в залежи свободной жидкой углеводородной фазы, что означает, что пластовое давление, будучи равным давлению начала конденсации пластового газа, ниже давления начала конденсации пластовой смеси в целом. Область давлений, в которой пластовые массообменные процессы смещены в сторону ретроградной конденсации, достаточно хорошо исследована, поскольку именно при таких давлениях осуществляется во многих случаях разработка месторождений (режим истощения, см. раздел 4.1). На рис. 1.6 – 1.11 приведены зависимости от давления равновесного содержания компонентов $C_1H_4 - C_5H_{12+}$, а также молекулярной массы C_5H_{12+} в газовой фазе газоконденсатной смеси (ГКС), моделирующей на-

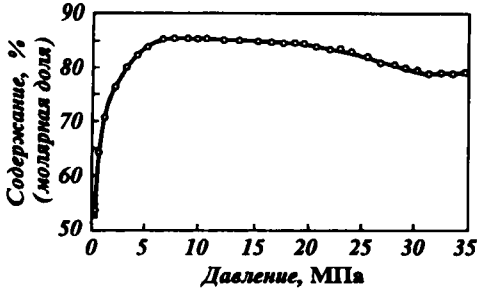


Рис. 1.6. Изменение содержания метана в газовой фазе при истощении системы, содержащей газоконденсатную смесь Печорокожвинского ГКМ (ПКГКМ)

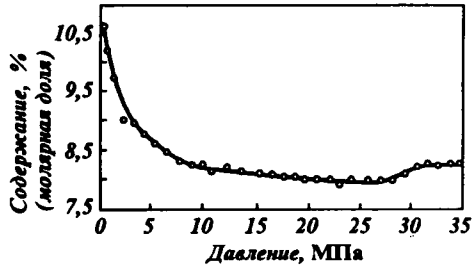


Рис. 1.7. Изменение содержания этана в газовой фазе при истощении системы, содержащей газоконденсатную смесь ПКГКМ

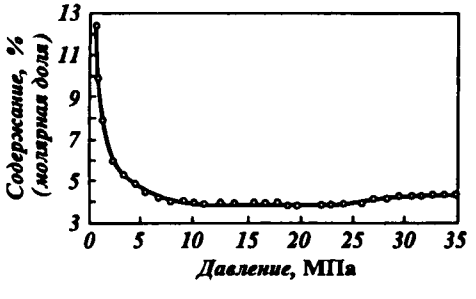


Рис. 1.8. Изменение содержания пропана в газовой фазе при истощении системы, содержащей газоконденсатную смесь ПКГКМ

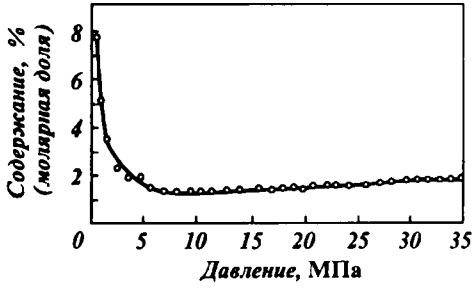


Рис. 1.9. Изменение содержания *н*-бутана в газовой фазе при истощении системы, содержащей газоконденсатную смесь ПКГКМ

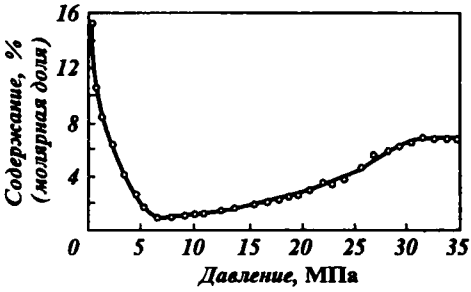


Рис. 1.10. Изменение содержания фракции пентаны плюс вышекипящие в газовой фазе при истощении системы, содержащей газоконденсатную смесь ПКГКМ

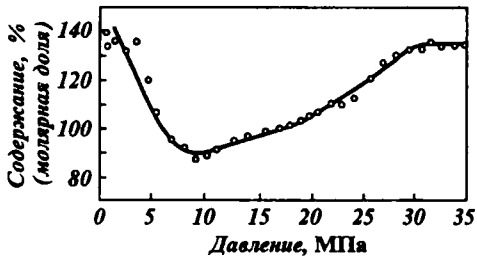


Рис. 1.11. Динамика молекулярной массы фракции пентаны плюс вышекипящие в газовой фазе при истощении системы, содержащей газоконденстную смесь ПКГКМ

турную пластовую смесь Печорокожвинского месторождения ПКГКМ (табл. 1.8). Графики построены по результатам экспериментов, выполненных на сосуде PVT-соотношений. Вид графиков – типичный для газоконденсатных смесей. Обращает на себя внимание резкое увеличение содержания компонентов C_2H_{6+} в газовой фазе смеси после уменьшения давления до значений ниже давления максимальной конденсации. В табл. 1.9 приведены значения последних для всех компонентов смеси.

При разработке газоконденсатных месторождений нормальное испарение ретроградного конденсата наблюдается далеко не во всех случаях, поскольку эффект испарения проявляется лишь при достаточно высоких пластовых температурах (более 50–60 °С) и в коллекторах с не очень низкой проницаемостью. Низкопроницаемые пористые среды обусловливают гистерезисные процессы, смещая область давлений нормального испарения, так что она оказывается за пределами пластовых давлений, в которых осуществляется разработка продуктивного пласта, т.е. лежит ниже давления забрасывания последнего. Область нормального испарения газоконденсатных систем до настоящего времени исследована недостаточно. В то же время роль этой области давлений будет возрастать в связи с объективной необходимостью максимально понижать значения давлений забрасывания газоконденсатных месторождений.

Поэтому в настоящей работе достаточное внимание уделено изучению поведения газоконденсатных систем в области нормального испарения, в

Таблица 1.8

Состав модельной газоконденсатной смеси, % (молярная доля)

Компонент	Содержание	Компонент	Содержание
Метан	78,90	Гексан	1,11
Этан	8,30	Октан	1,59
Пропан	4,30	Нонан	1,02
н-Бутан	1,80	Додекан	1,23
Пентан	0,85	Гептадекан	0,90
Пентан + + высшие	6,70	Всего	100,0

Таблица 1.9

Давление максимальной конденсации компонентов модельной газоконденсатной смеси Печорокожвинского месторождения

Компонент	Молекулярная масса, г/моль	Давление максимальной конденсации при 67 °С, МПа
Этан	30,07	24
Пропан	44,09	17
н-Бутан	58,12	10,5
Пентан + + высшие	133,63	8,4

том числе при воздействии на пласт внешними агентами с целью повышения углеводородоотдачи.

Вступление многих российских ГКМ и НГКМ в завершающую стадию разработки поставило целый ряд вопросов, объединенных проблемой повышения углеводородоотдачи пласта на этой стадии и, в частности, на конечном этапе завершающей стадии. Приобрел практическое значение вопрос о возможности доизвлечения фракции C_{2+} за счет процесса прямого испарения при давлениях ниже давления максимальной конденсации пластовой смеси. В связи с этим возникла необходимость более глубокого исследования процессов, происходящих в газоконденсатном пласте при низких давлениях. Автором с сотрудниками были выполнены эксперименты в сосуде PVT-соотношений и на физической модели пласта, результаты которых позволили более четко представить физику массообменных процессов при низких давлениях в газоконденсатном пласте, разработка которого осуществляется как на режиме истощения, так и с прокачкой внешнего агента. Подробно изучена селективность процесса испарения в этой области давлений. Эксперименты дали возможность предложить методы доразработки газоконденсатного пласта на конечном этапе завершающей стадии его эксплуатации и контроля за полнотой вытеснения пластовой газовой фазы сухим газом.

При разработке газоконденсатного месторождения важно знать реологические характеристики пластовой углеводородной смеси как функцию текущего пластового давления, поскольку последнее меняется (снижается) по мере отбора запасов углеводородов, а разработка с поддержанием пластового давления, как будет показано ниже, является в отечественной практике лишь редким исключением.

Ниже на примере исследования пластовых флюидов Западно-Соплесского ГКМ рассмотрены кратко методика и результаты измерения реологических параметров в условиях, соответствующих пластовым.

Западно-Соплесское газоконденсатное месторождение относится к сложным объектам разработки, поскольку продуктивный пласт залегает на глубинах до 4000 м и более, пластовая температура достигает и в некоторых случаях превышает 90 °С, крайне неравномерен темп падения давления по площади, скважины работают в широком диапазоне депрессий на пласт (1,5 – 20 МПа).

В пластовом флюиде содержатся тяжелые компоненты парафинового ряда, что может приводить к парафиноотложениям не только непосредственно в скважине и коммуникациях, но и в призабойных зонах.

Как известно, при разработке месторождений, содержащих нефтяную оторочку, к которым относится и ЗСГКМ, отмечается заметное превышение содержания жидких углеводородов в продукции скважин по сравнению с результатами соответствующих исследований газожидкостного равновесия рекомбинированных проб пластовых смесей. Этот факт объясняется тем, что или в пласте до начала его разработки присутствует рассеянная пластовая жидкость, или определенная часть пористой среды занята свободной углеводородной фазой. Подвижность такого флюида свидетельствует о том, что его фазовая насыщенность равна или превышает значения порога гидродинамической подвижности, что в условиях малопроницаемого пласта соответствует насыщенностям 30 – 40 % объема пор и выше.

Если в продукции скважин, работающих в центральной части месторождения, содержание C_{17+} не превышает единиц процентов (до 8 %,

массовая доля), то в жидкой углеводородной фазе коллектора количество парафинов может быть в несколько раз больше. Опасность массовой кристаллизации парафинов многократно возрастает для призабойных зон эксплуатационных скважин, поскольку таким участкам коллектора присуще резкое уменьшение площади фильтрации и при выпадении равных количеств твердых углеводородов в удаленном от скважин фрагменте коллектора, и в окрестности скважины доля блокируемого сечения пористой среды в указанной зоне резко возрастает. Накопление высокомолекулярных соединений возможно в призабойной зоне в результате работы при высоких депрессиях, как это отмечалось для Карачаганакского НГКМ.

Из анализа литературных источников по химии нефти следует, что доминирующим фактором, влияющим на фазовое состояние парафинов, является температура. Исходя из того, что при температуре выше 40 – 50 °С парафин растворяется в нефти или смеси нефти и газоконденсата неограниченно, а ЗСГКМ характеризуется относительно высокими пластовыми температурами, можно предположить, что опасность массовой кристаллизации C_{17+} в пласте-коллекторе невелика. Тем не менее ухудшение продуктивных характеристик скважин может наступать из-за пониженной подвижности пластовой жидкости вследствие значительного содержания в ней парафинов.

Эксперименты, проведенные применительно к условиям ЗСГКМ, показали значительное влияние парафинов, имеющихся в газоконденсатной смеси, которое выражается в ухудшении фильтрационно-емкостных свойств пористой среды независимо от того, в какой фазе находятся эти углеводороды. Выпадение в пласте жидких углеводородов, содержащих растворенные парафины, приводит к нарушению линейного закона фильтрации и появлению предельного градиента давления, что может приводить к полной остановке скважины. На Западно-Соплесском месторождении отмечается зависимость между повышенным содержанием парафина в продукции скважин и пониженными коллекторскими свойствами пласта, то есть чем ниже проницаемость участка пласта, тем больше осложнений может быть вызвано явлениями, сопутствующими повышенной парафинонасыщенности пластовой смеси.

Наиболее информативным параметром, который характеризует близость или удаленность состояния от критического (в фильтрационных критериях), является подвижность системы.

Исходя из этого, в качестве объекта изучения мы выбрали "фильтрационную" вязкость пластовых флюидов Западно-Соплесского ГКМ – физический параметр, рассчитываемый из формулы закона Дарси в предположении, что в конкретных условиях опыта эта формула справедлива.

В случае, когда в пористой среде происходит фильтрация флюида, обладающего в определенных условиях неньютоновскими свойствами, фильтрационную вязкость и параметр проводимости $k/\mu_ф$ экспериментально можно определить с точностью до некоторых коэффициентов, которые определяют степень отклонения данной системы от течения жидкости, подчиняющегося закону Ньютона. Газовый конденсат и нефть Западно-Соплесского ГКМ, имеющие в своем составе высококипящие углеводороды, в определенных термобарических условиях, очевидно, могут проявлять неньютоновские свойства, когда отсутствует прямая пропорциональность между скоростью деформации и напряжением сдвига.

Следовательно, экспериментально определенные величины фильтрационной вязкости и параметра проводимости являются функциями степени отклонения системы от ньютоновской:

$$\mu_{ф}^{экс} = a_{\mu} \cdot \mu_{ф}; \tag{1.1}$$

$$k / \mu_{ф}^{экс} = a_{k/\mu} \cdot k/\mu_{ф}, \tag{1.2}$$

где $\mu_{ф}$ и $k/\mu_{ф}$ — фильтрационная вязкость и параметр проводимости для ньютоновской системы; a_{μ} и $a_{k/\mu}$ — коэффициенты, определяющие степень отклонения системы от ньютоновской.

Для проведения исследований была разработана методика, спроектирована и построена портативная экспериментальная установка.

Установка (рис. 1.12) рассчитана на рабочие давления до 60 МПа и температуры до 100 °С. Основной частью установки является сменная насыпная измерительная модель пласта внутренним диаметром 0,4 см и длиной 100 см, расположенная в термостатируемом блоке. Корпусом модели служит трубка из нержавеющей стали, пористой средой — фракция кварцевого песка с размерами зерен 0,06 — 0,50 мм. Конструкция установки предусматривает оперативную смену моделей с различающимися коллекторскими свойствами. Песок предварительно тщательно промывали раствором соляной кислоты и дистиллированной водой с целью удаления глинистых частиц и органики. Такая операция выполнялась с целью получения гарантии, что равновесие в системе жидкость — порода не смещается под влиянием глинистых частиц в сторону твердой фазы.

В качестве термостата при монтаже установки использован блок распространенного хроматографа ЛХМ-8МД, что обеспечило портативность

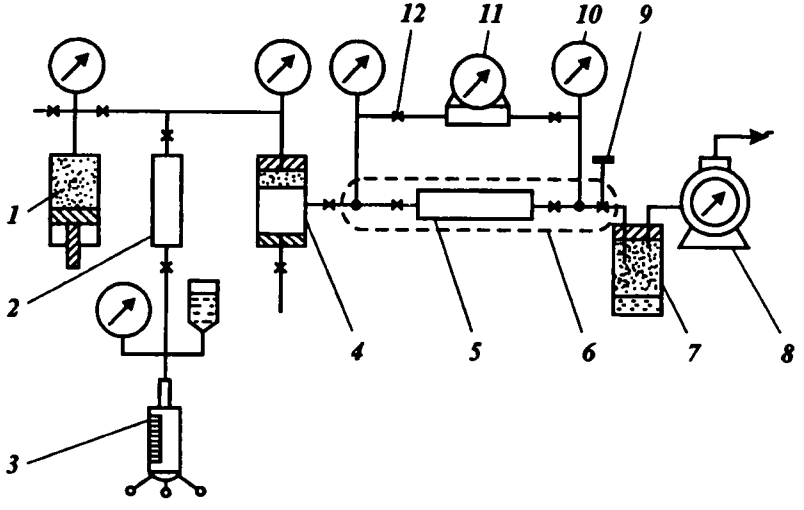


Рис. 1.12. Схема экспериментальной установки:
1 —, контейнер-поджимка; *2* — пробоотборник с конденсатом; *3* — пресс измерительный; *4* — сосуд PVT-соотношений; *5* — измерительная модель пласта; *6* — термостат; *7* — сепаратор низкого давления; *8* — счетчик газовый; *9* — вентиль точной регулировки; *10* — манометр образцовый; *11* — дифманометр; *12* — вентиль игольчатый

основного узла аппарата. Чтобы в этой термостатической камере разместить измерительную модель пласта, последнюю навивали на стандартный фиксирующий цилиндрический каркас для хроматографических колонок.

Перепад давления на модели пласта фиксировали дифференциальным манометром типа ДМ-3577 со вторичным прибором. При превышении перепада давления 0,4 МПа предусматривалась возможность контроля перепада по образцовым манометрам, которыми были оборудованы вход и выход измерительной модели пласта.

На основании результатов предварительной серии экспериментов с использованием дифманометра ДМ-3577 в качестве охранного элемента гидравлической части прибора, предотвращающего попадание флюида в дифманометр, установили разделительный дрип емкостью 50 $см^3$, заполненный толуолом.

Рекомбинированные пробы сырого западно-соплесского конденсата готовили в сосуде PVT-соотношений данной установки. При помощи измерительного электропресса ИП-6 в сосуд подавали стабильный конденсат в количестве, рассчитанном при рабочем давлении загрузки 20 МПа. После этого в сосуд PVT подавалась равновесная газовая фаза при постоянном перемешивании магнитной мешалкой и постоянной температуре опыта 90 °С. После выдержки во времени давление доводили до величины, принимаемой за базовую в конкретной серии опытов.

Методика экспериментальных исследований заключалась в следующем.

После проведения подготовительных операций, предусматривающих промывку модели пласта набором углеводородных растворителей и продувку сухим газом (метаном) с целью регенерации свойств пористой среды, проводили загрузку сосуда PVT-соотношений *4* (см. рис. 1.12) рабочим флюидом. Затем сосуд разогревали до температуры эксперимента (90 °С) и выдерживали для равномерного прогрева и установления термодинамического равновесия в течение четырех часов. Для загрузки использовали следующее оборудование: измерительный пресс ИП-6 *3* с пробоотборником *2*, а также поршневой контейнер-поджимку *1*, необходимый для подачи в сосуд PVT или модель пласта сжатых углеводородных газов.

Окончив этот этап подготовки исходных условий опыта, начинали основную часть эксперимента по определению фильтрационной вязкости и параметра проводимости. Для этого из сосуда PVT-соотношений через разогретую в термостате *6* до рабочей температуры модель пласта проводили фильтрацию исследуемой системы.

Перепад давления, измеряемый дифференциальным манометром *11*, задавали игольчатым вентилем точной регулировки *9*. Далее смесь, вышедшая из модели пласта, поступала в жидкостный сепаратор низкого давления *7*, где система разделялась на жидкую и газовую фазы. Здесь проводили точный замер количества жидкости. Объем газовой фазы измеряли с помощью газового счетчика барабанного типа ГСБ-400 *8*.

Данные, полученные после достижения стационарного режима фильтрации (заданный перепад давления и скорости фаз постоянны), который поддерживался в течение четырех часов, использовались для расчета фильтрационной вязкости и параметра проводимости по формуле Дарси.

На следующем этапе устанавливали другую величину перепада давления, после чего операции и расчеты повторяли. Таким образом, после нескольких опытов по стационарной фильтрации исследователи располагали информацией о зависимости расчетных параметров от перепада давления,

приведенного перепада давления (отношения перепада к общему фону "пластового" давления). Эти данные в последующем анализировали и строили соответствующие графические зависимости.

Экспериментальное и аналитическое определение фильтрационных и реологических характеристик флюида при пластовых давлении и температуре производилось с целью оценки гидродинамических условий фильтрации в разрабатываемой залежи.

Характеристики определяли как для однофазной газоконденсатной смеси — при высоком пластовом давлении, соответствующем начальным условиям залежи, — так и для равновесных фаз при давлениях, соответствующих двухфазной области. Компонентные составы равновесных фаз принимали на основании результатов термодинамических расчетов, используя разработанную специально математическую модель пластовой смеси Западно-Соплесского ГКМ. Поскольку предварительные термодинамические и геохимические (спектрографические) исследования свидетельствовали о существовании термодинамического равновесия в залежи на всех этапах ее разработки, включая начальные (до начала отбора газа и конденсата), при проведении расчетов принималось существование межфазного равновесия в системе. Экспериментальные и аналитические исследования дают близкие результаты. В процессе разработки на режиме истощения по мере снижения пластового давления газоконденсатная и нефтяная системы претерпевают глубокие фазовые превращения. При этом в газоконденсатной зоне увеличивается насыщенность порового пространства жидкой углеводородной фазой, в нефтесодержащей зоне, напротив, происходит дегазация нефти и снижение нефтенасыщенности порового пространства. Одновременно с изменением относительных насыщенностей порового пространства по мере снижения пластового давления происходят изменения плотности и вязкости фаз (табл. 1.10 — 1.13, рис. 1.13 — 1.14). Плотность и вязкость газовой фазы уменьшаются, жидкой фазы, наоборот, увеличиваются, что приводит к резкому увеличению относительной плотности и относительной вязкости жидкой фазы. Следствием таких изменений фазовых насыщенностей, плотности и вязкости фаз является очень значительное ухудшение гидродинамической подвижности жидкой углеводородной фазы и смеси в целом за счет соответствующей динамики фазовых проницаемостей флюидов.

Таблица 1.10

Основные данные экспериментов по фильтрации проб флюидов газоконденсатной залежи Западно-Соплесского ГКМ

Тип флюида	Давление на входе, МПа	Перепад давления, МПа	Вязкость, мПа·с	Параметр проводимости, $\frac{м^2}{Па{\cdot}с} \cdot 10^{-10}$	Плотность флюида, г/см^3, эксперимент (расчет)
Газовая фаза	35,0	0,025	0,0385	20,779	0,304 (0,301)
пробы флюида скв. 6.	35,0	0,068	0,0347	23,054	0,304 (0,301)
Молекулярная масса фракции C_{5+} 140,0 г/моль	35,0	0,125	0,0367	21,793	0,304 (0,301)

Продолжение табл. 1.10

Тип флюида	Давление на входе, МПа	Перепад давления, МПа	Вязкость, мПа·с	Параметр проводимости, $\frac{м^2}{Па{\cdot}с} \cdot 10^{-10}$	Плотность флюида, г/см^3, эксперимент (расчет)
Молекулярная масса фракции C_{5+} 113,8 г/моль	25,0	0,083	0,0227	44,229	0,219 (0,211)
Молекулярная масса фракции C_{5+} 104,3 г/моль	20,0	–	0,0210*	–	0,120 (0,116)
Молекулярная масса фракции C_{5+} 100,1 г/моль	10,0	–	0,015*	–	0,078 (0,074)
Жидкая фаза пробы флюида скв. 6	35,0	0,217	0,0979	8,172	0,499 (0,470)
	35,0	0,346	0,0980	8,163	0,499 (0,470)
Молекулярная масса фракции C_{5+} 171,7 г/моль	35,0	0,420	0,1010	7,921	0,499 (0,470)
Молекулярная масса фракции C_{5+} 152,7 г/моль	25,0	0,238	0,1499	5,337	0,518 (0,503)
	25,0	0,258	0,1503	5,323	0,518 (0,503)
	25,0	0,444	0,1509	5,302	0,518 (0,503)
	15,0	0,105	0,1920	5,229	0,587 (0,550)
Молекулярная масса фракции C_{5+} 147,3 г/моль	15,0	0,218	0,1961	5,122	0,587 (0,550)
	15,0	0,135	0,1892	5,312	0,587 (0,550)
	15,0	0,400	0,1899	5,284	0,587 (0,550)
	10,0	0,045	0,229	4,384	0,572 (0,572)
Молекулярная масса фракции C_{5+} 146,4 г/моль	10,0	0,235	0,228	4,403	0,572 (0,572)
	10,0	0,300	0,232	4,328	0,572 (0,572)
	10,0	0,408	0,234	4,291	0,572 (0,572)

* Вязкость определена вибрационным методом.

Таблица 1.11

Основные данные экспериментов по фильтрации проб флюидов жидкостной зоны Западно-Соплесского ГКМ

Тип флюида	Давление на входе, МПа	Перепад давления, МПа	Фильтрационная вязкость, мПа·с	Параметр проводимости, $\frac{м^2}{Па{\cdot}с} \cdot 10^{-10}$	Плотность флюида, г/см^3, эксперимент (расчет)
Рекомбинированная проба нефти[1]	35,0	0,101	0,1288	10,521	0,482 (0,477)
	35,0	0,129	0,1038	13,049	0,482 (0,477)
	35,0	0,149	0,1092	12,407	0,482 (0,477)
	35,0	0,176	0,1122	12,082	0,482 (0,477)
	35,0	0,250	0,1211	11,187	0,482 (0,477)
Рекомбинированная проба нефти[2]	10,0	0,145	0,5160	2,6245	0,543 (0,521)
	10,0	0,228	0,5178	2,6170	0,543 (0,521)
	10,0	0,384	0,4996	2,7124	0,543 (0,521)

[1] Молекулярная масса жидких углеводородов 197,8 г/моль. Средняя вязкость, эксперимент (расчет): 0,5115 (0,490) мПа·с.

[2] Молекулярная масса жидких углеводородов 199,8 г/моль. Средняя вязкость, эксперимент (расчет): 0,5111 (0,490) мПа·с.

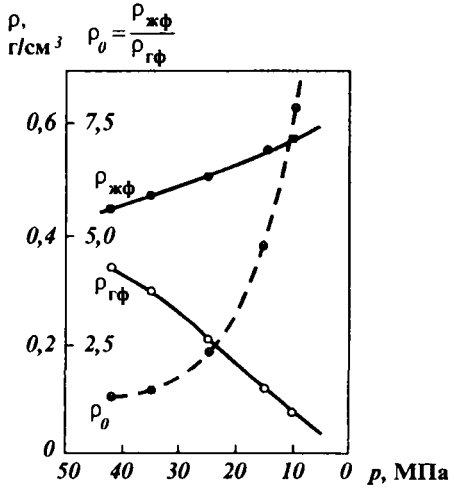


Рис. 1.13. Относительная плотность флюидов Западно-Соплесского ГКМ (ЗСГКМ) в условиях, соответствующих пластовым (газоконденсатная зона)

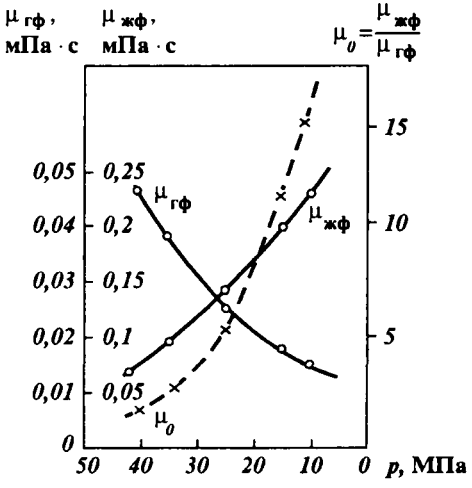


Рис. 1.14. Относительная вязкость флюидов ЗСГКМ в условиях, соответствующих пластовым (газоконденсатная зона)

Таблица 1.12

Относительная плотность флюидов ЗСГКМ в пластовых условиях (расчетные значения)

p, МПа	ρ, г/см³		$\rho_ж/\rho_г$
	Газовая фаза	Жидкая фаза	
42	0,342	0,448	1,310
35	0,301	0,470	1,352
25	0,212	0,503	2,373
15	0,116	0,550	4,741
10	0,074	0,572	7,730

Таблица 1.13

Относительная вязкость флюидов ЗСГКМ в пластовых условиях (расчетные значения)

p, МПа	μ, мПа·с		$\mu_ж/\mu_г$
	Газовая фаза	Жидкая фаза	
42	0,049	0,069	1,408
35	0,038	0,095	2,500
25	0,025	0,140	5,600
15	0,018	0,200	11,11
10	0,015	0,2315	15,43

Все изложенное выше объясняет ухудшение эксплуатационных характеристик продуктивных скважин в процессе разработки залежи, во многих случаях вплоть до прекращения отборов продукции. Это обстоятельство следует рассматривать в качестве определяющего при оценке перспектив воздействия на пласт Западно-Соплесского газоконденсатного месторождения с целью повышения углеводородоотдачи.

1.3

Сопутствующие флюиды (рассеянные жидкие углеводороды, нефть, связанная и пластовая вода)

В большинстве случаев в продуктивном газовом пласте поровое пространство частично занято другими флюидами. Это рассеянные жидкие углеводороды (РЖУ), нефть, связанная и пластовая вода. Количество сопутствующих флюидов и пространственное их распределение в поровом пространстве пласта-коллектора определяются особенностями образования залежи.

1.3.1

Рассеянные жидкие углеводороды, нефть

Результаты газоконденсатных исследований скважин, исследований проб пластовых флюидов, изучение кернового материала, экспериментальные исследования нефтегазоконденсатных систем, а также практика разработки газоконденсатных месторождений свидетельствуют о наличии в газоконденсатной зоне продуктивных пластов жидкой углеводородной фазы еще до начала разработки месторождений.

Так, при выполнении газоконденсатных исследований и одновременно с ними исследований проб пластовых флюидов [22] в ряде случаев на форсированных режимах работы скважин отбор жидкофазных углеводородов превышает равновесное для двухфазной смеси количество, а молекулярная масса и плотность этих углеводородов указывают, что в составе продукции присутствует не просто выпавший газовый конденсат, а именно РЖУ (разумеется, такой вывод делается после исключения других вероятных версий для объяснения данного факта, например, за счет выноса свободной жидкости, находящейся на забое скважины). Далее, при физико-химических исследованиях образцов керна, отобранных в процессе бурения из продуктивной части разреза, обнаруживается, что экстракт представляет собой высокомолекулярную жидкость нефтяного типа, которая не может являться газовым конденсатом. Результаты экспериментов, выполняемых с целью изучения фазовых и термодинамических особенностей нефтегазоконденсатных смесей, свидетельствуют также о том, что поведение типичной для месторождений смеси при фазовых превращениях может быть объяснено только присутствием в системе свободной жидкой фазы при условиях, соответствующих типичным начальным условиям нефтегазоконденсатных систем [30]. Наконец, широко известны результаты разработки нефтегазоконденсантных месторождений, когда поступление в составе продукции скважин высокомолекулярной темной жидкости доказывает вовлечение в процесс фильтрации в пласте углеводородной фазы типа РЖУ, что обусловлено либо относительно высокой насыщенностью пласта РЖУ, либо преодолением порога гидродинамической подвижности

жидкой углеводородной фазой благодаря суммированию насыщенностей РЖУ и выпавшего конденсата, либо, наконец, вымыванием РЖУ законтурной водой при внедрении последней в залежь [32].

Одним из первых промысловых свидетельств наличия в газонасыщенной зоне пласта РЖУ являются данные А.Г. Дурмишьяна об опережающем снижении дебитов газа по сравнению с дебитами углеводородной жидкости (нефти) при эксплуатации в 60-е годы горизонта VI_3 Карадагского ГКМ. Автор [7] объясняет это двухфазным состоянием пластовой углеводородной системы с самого начала разработки и оценивает по керновым данным начальное содержание РЖУ в коллекторах горизонтов VI—VIII месторождения в 30—70 % объема пор. Интересные данные о естественном вовлечении в разработку совместно с выпавшим конденсатом РЖУ содержатся в работах И.А. Леонтьева, В.И. Петренко, Г.В. Рассохина [22, 38], посвященных анализу эксплуатации ГКМ Северного Кавказа и других газодобывающих регионов. Авторами показано, что отбор части РЖУ происходил, например, на начальной стадии эксплуатации Ленинградского, Степновского, Восточно-Камышанского, Оренбургского месторождений и на завершающей стадии эксплуатации Березанского, Мирненского и других ГКМ. Однако лишь по некоторым месторождениям Краснодарского края объемы добычи РЖУ имели промышленное значение. Так, на Староминском ГКМ в 1960—1974 гг. дополнительная добыча углеводородов благодаря поступлению части РЖУ в скважины составила 134 тыс. $м^3$ [22]. В большинстве случаев РЖУ извлекаются только как незначительная по содержанию примесь в составе пластового газового конденсата [34, 35].

Физико-химические особенности газоконденсатных систем, содержащих до начала разработки жидкую углеводородную фазу, впервые исследовали К.В. Покровский и его сотрудники [37]. Например, этими исследователями было установлено, что в залежах VII—VIII горизонтов Карадагского ГКМ давление начала конденсации пластовой смеси точно равно начальному пластовому давлению. Факт равенства давлений свидетельствовал о наличии в пласте жидкой углеводородной фазы, что подтверждалось обнаружением РЖУ в кернах из газоконденсатных зон пластов и открытием нефтяной оторочки; наличие РЖУ в системе, в свою очередь, свидетельствовало о повышении давления начала конденсации системы при наличии жидкой углеводородной фазы. Изучение рекомбинированных проб пластовой газоконденсатной смеси залежи VII горизонтов Карадагского ГКМ в сосуде PVT-соотношений показало, что в присутствии РЖУ нефтяного типа процесс истощения системы сопровождается вдвое более интенсивной конденсацией углеводородов, нежели в отсутствие нефти; несколько интенсифицируется относительная конденсация наиболее тяжелых компонентов фракции C_{5+} (молекулярная масса C_{5+} в газовой фазе при наличии 18,5 % (по объему) нефти в системе на 2,5—5 % меньше, чем в отсутствие нефти).

Особенности фазового поведения и углеводородоотдачи газоконденсатных пластов, содержащих рассеянные жидкие углеводороды, изучали М.Т. Абасов, А.Г. Дурмишьян, А.Г. Ковалев, Н.Г. Куликова, Р.М. Кондрат, И.А. Леонтьев, В.А. Николаев, Ф.Г. Оруджалиев, В.И. Петренко, Г.В. Рассохин, К.В. Покровский, М.С. Разамат и другие исследователи [1, 7, 18, 19, 22, 32, 37]. Установлено, что при наличии РЖУ компонентоотдача пласта на начальных стадиях разработки понижена по сравнению с пластом, лишенным РЖУ. На более поздних стадиях разработки текущая компонентоотдача определяется близостью насыщенности пласта РЖУ к порогу ги-

дродинамической подвижности. При значительном содержании РЖУ возможно возникновение двухфазной фильтрации благодаря суммированию насыщенностей РЖУ и ретроградного конденсата. В этом случае в фильтрацию вовлекается часть ранее не двигавшейся углеводородной жидкости и углеводородоотдача пласта может возрасти. В общем случае, однако, практически всегда существует проблема вовлечения РЖУ в фильтрацию и повышения компонентоотдачи пласта, содержащего такие углеводороды.

Эксперименты свидетельствуют о существовании двойной обратной конденсации в системах, в которых один из компонентов представляет собой полярное вещество [5, 55]. Явление двойной обратной конденсации наблюдали С.Н. Бузинов и В.А. Николаев в совместных с М.А. Оприц исследованиях [3] на установке УФР-1 фазового поведения рекомбинированных проб глубокозалегающего ГКНМ Булла-Море (VII горизонт) — в этом случае в качестве полярного компонента выступали асфальто-смолистые вещества (АСВ), причем ввиду слабой растворимости АСВ в углеводородной смеси часть фазы наблюдалась как отдельная более темная и более тяжелая масса даже при давлениях свыше 70 МПа и температурах порядка 100 °С (начальное пластовое давление в залежи составляло от 45 до 55 МПа).

Этот факт свидетельствует о том, что до начала разработки ГКМ содержащиеся в нем РЖУ могут представлять сложную систему с гравитационным расслоением в соответствии с явлением двойной обратной конденсации.

Следует отметить физико-химическое сходство в конце разработки залежи на режиме истощения таких флюидов, как смесь РЖУ с выпавшим конденсатом газонасыщенной зоны и дегазированная до давления забрасывания нефть зоны нефтяной оторочки: оба флюида имеют близкую или равную критической насыщенность, близкие химический и групповой составы, хотя нефть оторочки имеет несколько более высокие среднюю молекулярную массу, плотность и содержание асфальто-смолистых веществ.

1.3.2

Связанная и пластовая вода

Часть порового пространства углеводородсодержащих коллекторов занята водой, в большей или меньшей степени минерализованной.

В общем случае воды подразделяются на собственные продуктивных пластов (подошвенные, краевые, остаточная), посторонние — верхние и нижние, залегающие вне пределов углеводородсодержащего пласта, и промежуточные.

Подошвенными или краевыми принято называть воды, заполняющие поры коллектора под залежью и вокруг нее. Иногда краевые воды могут залегать и в верхних размытых сводовых частях антиклинальных складок или в головных частях моноклинально залегающих продуктивных пластов. Промежуточными называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в самом продуктивном пласте.

Верхние и нижние воды приурочены к чисто водоносным пластам, залегающим выше и ниже продуктивного пласта.

Продуктивные пласты содержат также воду в углеводородсодержа-

щей части залежи. Эту воду, оставшуюся в залежи со времени ее образования, называют остаточной. Связанные между собой водоносные и продуктивные части пластов представляют единую гидродинамическую систему, и всякие изменения пластового давления и свойств пластовых жидкостей при эксплуатации месторождения происходят не без влияния окружающей залежь водоносной части резервуара. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим углеводороды из пласта в процессе его разработки.

Большое значение для подсчета запасов углеводородов, проектирования разработки месторождений и осуществления различных мероприятий по воздействию на пласт имеет изучение свойств и закономерностей распределения остаточной воды в пористой среде, содержание которой может колебаться от десятых долей до 70 % от объема пор.

Состояние остаточной воды и начальное распределение жидких и газообразных углеводородов и воды в пористой среде пласта определяются многими свойствами пористой среды и пластовых жидкостей — структурой пор и составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т.д.

Начальное распределение углеводородов и остаточной воды в пористой среде пласта имеет чрезвычайно важное значение в процессах фильтрации флюидов в пористой среде и вытеснения углеводородов из пласта. Молекулярная природа поверхности коллекторов зависит от количества, состава и состояния остаточных вод.

Существенное влияние распределение остаточной воды в поровом пространстве оказывает на фазовые проницаемости породы для газообразных и жидких флюидов. Многие другие явления, происходящие в пласте, а именно: смачиваемость пород вытесняющими жидкостями, интенсивность капиллярных процессов, количество и формы существования углеводородов, остающихся в поровом пространстве пласта после истощения пластовой энергии, во многом также зависят от первоначального распределения жидкостей в пласте.

По распространенной гипотезе о происхождении месторождений углеводородов предполагается, что породы большинства нефтяных и газовых коллекторов были вначале заполнены и смочены водой, а углеводороды, по-видимому, появились в пласте в более поздний период. Как отмечалось, вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть полностью удалена из пласта при образовании залежи, и часть ее оставалась в виде остаточной.

По вопросу о том, в каком виде остаточная вода находится в пористой среде и других дисперсных телах, различные исследователи высказывают неодинаковое мнение. Однако большинство из них приходит к заключению о существовании [4]:

1) капиллярно связанной воды, находящейся в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

2) адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды; молекулы адсорбированной воды ориентированы; по свойствам адсорбированная вода значительно отличается от свободной;

3) пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

4) свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной

структуре, захваченной механически; ограничивается менисками на поверхностях раздела вода — нефть (конденсат), вода — газ.

При анализе кернового материала в образце породы обычно определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это объясняется неопределенностью условий существования и классификации остаточной воды и сложностью раздельного определения ее разных видов, так как недостаточно хорошо известно распределение воды и углеводородов в пористой среде.

Вначале предполагалось, что остаточная вода вследствие гидрофильных свойств, например, нефтесодержащих пород, покрывает всю поверхность каналов пористой среды. Исследования М.М. Кусакова и Л.И. Мекеницкой показали, что закономерности распределения связанной воды имеют более сложный характер. Состояние остаточной воды в нефтяном и газовом пластах определяется физико-химическими свойствами жидкостей. Чаще всего сплошная пленка воды между нефтью и твердой фазой отсутствует и большая часть остаточной воды находится в капиллярно-удержанном состоянии. При этом свойства воды имеют решающее влияние на состояние связанной воды. Увеличение концентрации солей в жесткой остаточной воде, первоначально заполнявшей керн, приводит в последующем к увеличению степени гидрофобизации твердой фазы нефтью из-за десольватирующего (т.е. разрушающего сольватные слои) действия ионов солей. Устойчивые пленки воды на поверхности твердого тела возникают только при очень низком значении поверхностного натяжения между водой и нефтью, при слабой минерализации воды. На этом основании можно предполагать, что в пластах, содержащих высокополярные нефти и слабо минерализованные сильно щелочные остаточные воды, последние находятся в капиллярно-удержанном и пленочном состоянии.

Опытами М.М. Кусакова доказано, что сильно минерализованные остаточные воды в газовом коллекторе также не образуют равновесной смачивающей пленки. Это объясняется десольватирующим действием ионов солей, находящихся в остаточной воде. Средняя равновесная толщина слоя слабо минерализованной воды на поверхности кварца на границе с воздухом составляет $5 \cdot 10^{-6}$ см.

Общее количество различных форм остаточной воды в породе зависит также от состава и физических свойств пород и пластовых жидкостей. На рис. 1.15 приведена зависимость остаточной водонасыщенности пород от проницаемости кернов.

Приведенные кривые не универсальны. Для пород с иной структурой пор и содержащих другие количества глинистого материала зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости может количественно отличаться от приведенных. Однако характер зависимости в большинстве случаев тот же — с увеличением проницаемости количество остаточной воды в породе уменьшается.

В пластовой воде присутствует в растворенном состоянии большое количество составных минеральных частей в различных концентрациях. Лишь немногие вещества входят в состав растворов. Это катионы $Na^{\cdot}$, $Ca^{\cdot\cdot}$, $Mg^{\cdot\cdot}$ и анионы Cl', CO_3'' + HCO_3', SO_4''. Остальные вещества присутствуют в воде в незначительных концентрациях. В пластовых водах были встречены следующие катионы и анионы: $K^{\cdot}$, $NH_4^{\cdot}$, $Li^{\cdot}$, $Sr^{\cdot\cdot}$, $Ba^{\cdot\cdot}$, $V^{\cdot\cdot\cdot}$, $Mn^{\cdot\cdot}$, $Fe^{\cdot\cdot}$, BO_3', F', I', Br', SiO_2'.

Аналитические данные по составу и количеству перечисленных ве-

ществ в водах редки и несопоставимы по точности. Мы ограничимся в дальнейшем только шестью основными составными минеральными частями. Каждый анализ соленой воды выражается шестью показателями концентраций по отношению к основным минеральным составляющим. Рекомендуется изображать результаты анализов в виде двух треугольников концентраций — один для катионов, другой для анионов. Для этого показатели концентрации в г/л пересчитывают в мол/л и мол-экв/л. Так как второстепенные составные минеральные части не участвуют в анализе, то почти во всех случаях для получения правильного анализа количество катион-экв/л должно соответствовать количеству анион-экв/л при условии, что пластовая вода не является сильно щелочной или очень кислой. Тогда число эквивалент-катионов и анионов делят на 100 и определяют в абсолютных цифрах эквивалент-проценты для катионов и анионов. Соответственно числу процентов находят для каждого вида воды точку в концентрационных треугольниках катионов $Na-Ca-Mg$ и анионов $Cl-SO_4-CO_3+HCO_3$. Чтобы установить абсолютное содержание растворенных ионов, следует вычислить сумму присутствующих катион-экв/л раствора.

Графическое изображение анализов воды в виде концентрационного треугольника очень наглядно и ясно. Этим методом можно объединить также большое количество анализов для определения содержания в водах катионов как характерного параметра.

Примером таких сводных анализов является рис. 1.16, где сопоставляется содержание катионов в пластовых водах Соединенных Штатов Америки. Содержание Mg во всех водах не превышает 10 % экв, а основная масса катионов находится в ряду $Na-Ca-Mg$. Величина отношения Na/Ca сильно колеблется. Наивысшее содержание Ca встречено в водах юрских

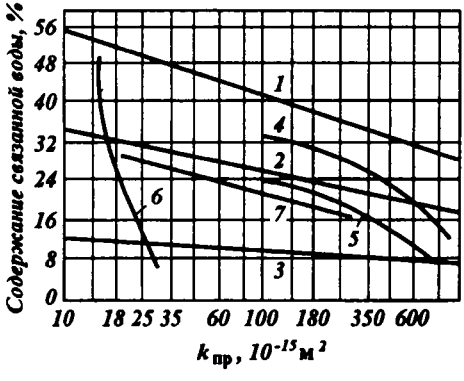


Рис. 1.15. Зависимость остаточной водонасыщенности пород (содержания связанной воды) от их проницаемости:
1 — мелкозернистые пески; *2* — среднезернистые пески; *3* — крупнозернистые пески, известняки и доломиты; *4* и *5* — песчаники различных участков Туймазинского нефтяного месторождения; *6* — известняки Новостепановского месторождения; *7* — известняки Карташевского месторождения

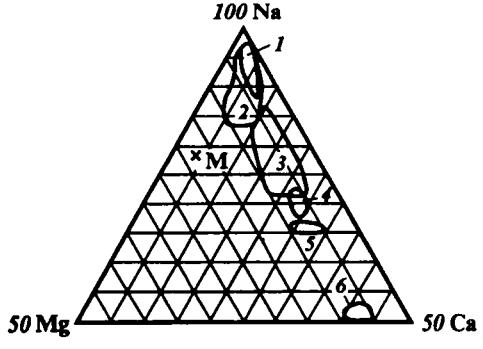


Рис. 1.16. Содержание катионов в пластовых водах нефтяных месторождений Северной Америки:
1 — меловые отложения, песчаник вудбайн, Техас; *2* — третичные отложения, Калифорния; *3* — палеозойские отложения, Оклахома и Канада; *4* — миссисипские отложения Аппалачей; *5* — юрские известняки, Арканзас; *6* — юрские известняки Арканзаса; М — морская вода

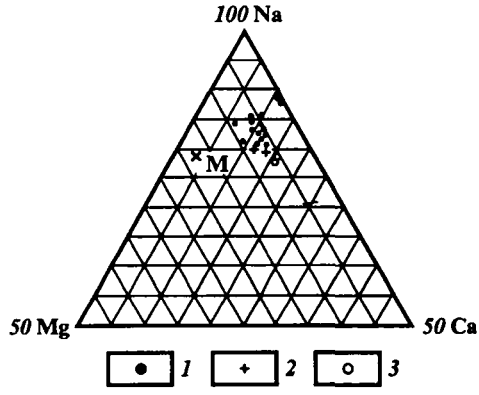


Рис. 1.17. Содержание катионов в пластовых водах палезойских пород Иллинойса:
1 — миссисипские отложения; *2* — отложения девона-силура; *3* — отложения ордовика; М — морская вода

известняков Смаковер. Низкое содержание Са отмечается в третичных слоях Калифорнии и меловых песчаниках Техаса, вудбайн.

Аналогичную картину дает распределение катионов в водах нефтяных месторождений Иллинойса. На рис. 1.17 приведены сводные данные анализов вод из средней части бассейна Иллинойса, графство Марион. Содержание растворенных катионов по всем анализам в среднем составляет примерно 2,0 экв/л. Воды отобраны с глубин от 500 до 1500 м. Анионы на 99 % состоят из хлора.

Анионный состав пластовых вод характеризуется, как правило, резким преобладанием Cl (рис. 1.18).

На завершающей стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений, как правило, происходит внедрение пластовых вод в продуктивную часть коллектора. Результатом является повышение водонасыщенности обводнившихся и близких к ним зон порового пространства залежи, в том числе и участков, где начальная водонасыщенность не превышала единиц процентов. Такой процесс, очевидно, влияет на перераспределение установившегося положения фаз в пористой среде, усиливая роль водонасыщенности.

Опыт разработки газоконденсатных месторождений в условиях обводняющегося пласта российские специалисты стали приобретать с 1962 г., когда началось массовое обводнение скважин на Ленинградском, Каневском, Кущевском и других месторождениях Краснодарского края. В об-

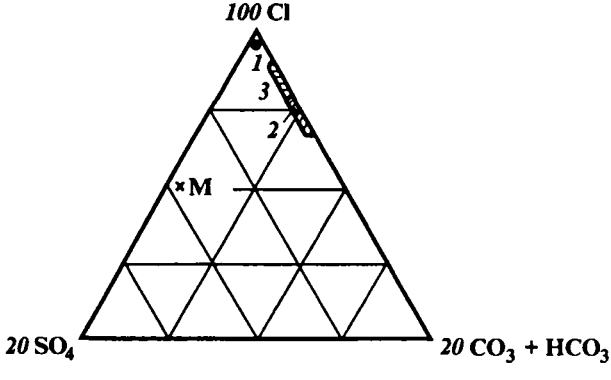


Рис. 1.18. Анионный состав пластовых вод месторождения Шток-штадт (Германия):
1 — пехельборнские слои, олигоцен, 1800—1700 м; *2* — гидробиенские слои, миоцен, 1600—800 м; *3* — раннетретичные слои, миоцен+плиоцен, 600—400 м; М — морская вода

щем случае результатом обводнения разрабатываемой залежи является снижение газо- и конденсатоотдачи из-за защемления ГКС в пористой среде, выход из строя или по меньшей мере ухудшение продуктивных характеристик скважин. На практике последствия обводнения можно компенсировать регулированием фронта продвижения пластовых вод различными методами при условии качественного контроля динамики продвижения вод.

Информация о потенциальном внедрении воды в природную залежь важна как при проектировании разработки, так и на последующих стадиях эксплуатации месторождения. На поздней стадии разработки применяются разнообразные способы повышения углеводородоотдачи пласта, эффективность которых зависит от отношения необводненной и обводненной площадей залежи и перемещения контурных и подошвенных вод.

В процессе эксплуатации Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, начавшейся в октябре 1968 г., отмечаются водопроявления, связанные с поступлением к забоям скважин пластовых вод и получением в продукции пласта конденсата водяного пара.

С начала эксплуатации месторождения до 1975 г. обводнения скважин не наблюдалось. Применяемые гидродинамические методы контроля за водопроявлениями указывали на наличие в составе продукции лишь конденсационных и техногенных вод. С 1975 г. на месторождении начались регулярные водопроявления.

На степень и характер продвижения пластовых вод в залежь влияет неоднородность разреза, сложенного породами с различной степенью трещиноватости, уплотненности, закарстованности и глинистости. Вода поступает неравномерно как по площади, так и по разрезу. Основные пути внедрения воды проходят в средней части продуктивной толщи, представленной в основном карбонатами в интервале от верхневизейских до московских отложений. В этом разрезе содержатся высокопроницаемые закарстованные интервалы, наиболее опасные в смысле внедрения воды и, кроме того, зоны повышенной трещиноватости.

Проведение широкомасштабных солянокислотных обработок способствует фильтрации пластовых вод, поскольку это может приводить к образованию новых путей продвижения воды в результате растворения карбонатов по карстовым каналам, порам и трещинам. В 1975 г. с водой работали три скважины с дебитами до 5 м^3/сут. В 1976 г. число таких скважин увеличилось до одиннадцати. За период 1975—1977 гг. суммарные объемы добытых пластовых вод возросли от 1,3 до 19,4 тыс. м^3/год, а в 1978—1979 гг. снизились до 11,1 тыс. м^3/год. Указанное снижение общих объемов поступления пластовой воды объясняется остановкой скв. 33 и 140, в продукции которых выносились до 45 м^3/сут воды. Кроме того, в нескольких скважинах, работающих с пластовой водой, в этот период замеров дебитов не производилось, а по другим скважинам были снижены депрессии.

В последующие годы отмечалось закономерное увеличение числа скважин, работающих с водой, и общих объемов воды. Так, в течение 1980 г. число таких скважин увеличилось до 23. Далее приведены данные о водопроявлениях за период с 1975 по 1980 г.

Год	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Число скважин, работающих с водой	3	11	20	20	22	23
Объем воды, тыс. м^3/год	1,3	11,6	19,4	10,2	11,1	22,7

К концу этого периода суммарные объемы добываемой воды незначительны, поскольку количество конденсационных вод (31,9 тыс. $м^3$) превышает объем пластовой воды (22,7 тыс. $м^3$).

Внедрение пластовых вод в залежь, усилившееся с 1984 г., вызвало ухудшение продуктивности скважин и увеличение темпа падения пластового давления. До 1984 г. давление снижалось в основном равномерно со средним темпом 0,15 – 0,25 МПа в месяц (по скважинам северного купола). Скважины южного купола, вводимые в эксплуатацию с 1973 г., показали более высокий темп понижения пластового давления из-за разницы отношений отборов к запасам и ограниченной гидродинамической связи между куполами.

В 1984 – 1985 гг. темп падения давления возрос до 0,3 – 0,4 МПа в месяц, а по некоторым скважинам достиг 1 МПа в месяц. К 1986 г. наибольший темп падения давления отмечался по скважинам УКПГ-4, где практически все скважины содержали в продукции пластовую воду, что объясняется хорошими коллекторскими свойствами пористой среды в направлении выхода на газоводяной контакт. По-видимому, основной причиной повышения темпа падения давления следует считать отключение части запасов углеводородов от зоны дренирования в результате избирательного продвижения пластовых вод.

С 1985 по 1989 г. основная область обводнения сформировалась от скв. 26 до 188, далее – в восточном направлении и на запад от скв. 188 за счет обводнения скв. 7, 129 и 133. Проявился также локальный очаг обводнения в районе скв. 101.

По залежи со стороны восточного крыла сформировалась обширная зона обводнения по карбонатным отложениям верхневизейского и московского ярусов. Обнаружено появление воды на все более высоких отметках, в ряде случаев на 300 м выше ГВК (минус 3350 м), что говорит об увеличении темпов продвижения пластовых вод за последний период.

Кроме того, получена информация об обводнении значительной части продуктивной толщи не только в зоне дренирования отдельных работающих скважин, но и на межскважинном пространстве. Об этом свидетельствует получение притока воды при испытании ряда скважин с рабочими интервалами, расположенными выше ГВК.

Для контроля за водопроявлениями на месторождении используется в основном гидрохимический метод, впервые применяемый на газоконденсатных месторождениях Кубани и впоследствии усовершенствованный. Такой метод позволяет определять момент появления воды на забое скважины, тип обводнения и динамику процесса. Кроме того, по гидрохимическим данным осуществляется прогноз обводнения конкретных скважин, что позволяет выработать оптимальный технологический режим их эксплуатации. Возможности метода этим не исчерпываются.

Основа применения метода – различие состава вод разных типов, таких как пластовые, техногенные и конденсационные.

Наиболее отличаются по химическому составу пластовые и конденсационные воды. Первые представлены концентрированными растворами хлорида натрия с минерализацией до 270 г/л. Пластовые воды подразделяются на краевые и подошвенные.

Краевые воды Вуктыльского НГКМ имеют хлоридно-натриевый состав (минерализация 240 – 270 г/л). Плотность вод – 1,16 – 1,18 $г/см^3$, а со-

держание бромидов несколько меньше по сравнению с подошвенной водой (40 – 185 мг/л против 250 – 612 мг/л).

Подошвенные воды представлены крепкими хлоридно-натриевыми рассолами с минерализацией 217 – 270 г/л (плотность 1,15 – 1,18 г/см^3). Содержание йода в подошвенных и краевых водах составляет соответственно 12 – 16 и 2,5 – 5,8 мг/л.

Конденсационные воды – это водяной пар, растворенный в пластовой газовой углеводородной фазе, конденсирующийся при поступлении в скважину. В основном такие воды имеют весьма низкую минерализацию, но в определенных термобарических условиях (при высоких давлениях и температурах) могут иметь в своем составе соли. На химический состав конденсационных вод влияют техногенные воды (например, фильтрат бурового раствора), примеси пластовых вод, в том числе связанная вода. Типичными для Вуктыла считаются конденсационные воды с минерализацией до 1 г/л, а в отдельных случаях – до 10 г/л. Гидрохимическая характеристика основных типов пластовых вод Вуктыльского НГКМ приводится в табл. 1.14.

В результате анализа гидрохимических показателей, получаемых по мере разработки месторождения, выявлена динамика химического состава воды, содержащейся в продукции скважин. Основной тип попутных вод – слабоминерализованные (до 10 мг/л) смеси конденсационных вод и в меньшей степени фильтрата бурового раствора и продуктов реакций, происходящих при солянокислотных обработках. Отмечается тенденция к постепенному уменьшению доли извлекаемых объемов воды, содержащих конденсационные и техногенные воды с увеличением относительных объемов пластовых вод или смесей с преобладанием последних.

В соответствии с проектом "Конденсат-2" на опытном участке УКПГ-8, ограниченном по площади скважинами 7, 127, 128, 150, 254 и 133, в продуктивные отложения московского яруса закачивается сухой тюменский газ. В качестве нагнетательных используются скважины 128, 270, 269 и 273. Эксплуатационные скважины опытного участка – 150, 127, 158, 129, 7, 151, 130, 131, 100 и 133. Структурная карта опытного участка изображена на рис. 1.19.

Таблица 1.14

Характеристика попутных вод Вуктыльского НГКМ

Гидрохимические характеристики	Пластовые воды		Конденсационные воды
	подошвенные	краевые	
Химический состав	Cl; Na	Cl; Na	HCO_3; $HCO_3 - Cl$, реже $Cl - HCO_3$; Na
Минерализация, г/л	217 – 170, реже до 285	240 – 270	В основном < 1
Плотность, г/см^3	1,15 – 1,19	1,16 – 1,18	1,00
Отношения:			
r Na/Cl	0,78 – 0,75	0,90 – 0,94	Обычно > 0,35
r Na/(Ca + Mg)	3,50 – 7,00	9,20 – 14,20	> 0,80
$r\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$	0,19 – 0,56	0,35 – 0,63	> 0,60
r Cl/Br	258 – 611	860 – 4000	–
Содержание, мг/л:			
Br	250 – 612	40 – 185	–
I	До 12 – 16	2,5 – 5,8	–

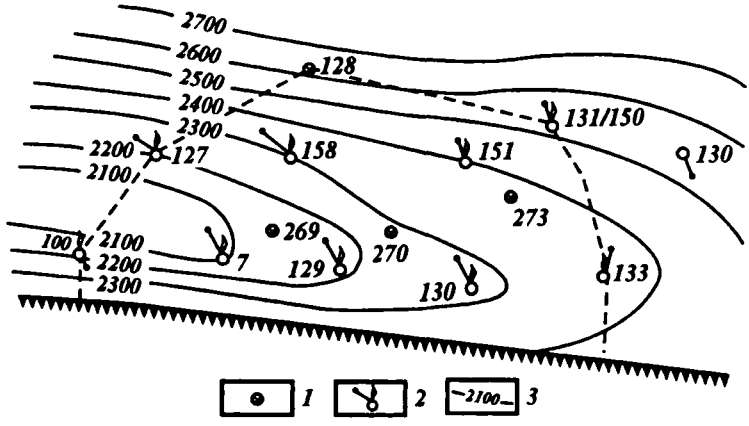


Рис. 1.19. Структурная карта опытного участка в районе УКПГ-8 Вуктыльского НГКМ.
Скважины: *1* — нагнетательные, *2* — добывающие; *3* — изогипсы, м

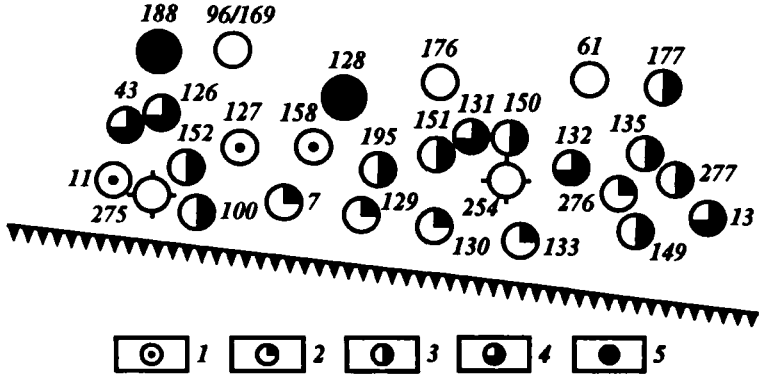


Рис. 1.20. Фрагмент карты водопроявлений, район опытного участка УКПГ-8 Вуктыльского НГКМ:
1 — конденсационные воды с минерализацией до 1 г/л; *2* — конденсационные воды с минерализацией до 10 г/л; — смесь конденсационных и пластовых вод; — смесь пластовых, конденсационных вод и продуктов солянокислотных обработок; *5* — пластовые воды; цифры — номера скважин

Для выбранного участка характерно относительно равномерное распределение пластового давления по площади московских отложений, что, по-видимому, должно обеспечить и равномерное продвижение газа при его закачке в пласт. В 1991 г. прогнозное отклонение от среднеарифметического значения пластового давления в московских отложениях опытного участка УКПГ-8 не превысило 0,11 МПа.

На рис. 1.20 изображен фрагмент карты водопроявлений на опытном участке УКПГ-8 по состоянию на конец 1990 г., из которого видно, что воды того или иного типа выносятся почти всеми скважинами участка. Скв. 128, находящаяся на восточной границе опытного участка, работала до перевода в нагнетательные пластовой водой, для остальных скважин ха-

рактерно присутствие в различных соотношениях смесей конденсационных пластовых вод и продуктов реакций, происходящих в ходе солянокислотных обработок. Не отмечено присутствие воды лишь в скв. 254.

По скв. 133, вскрывающей отложения московского, башкирского и серпуховского ярусов на южной границе опытного участка, в 1992 г. наблюдалось заметное снижение продуктивности, связанное с продвижением пластовой воды из башкирского яруса, динамика поступления которой отражена в табл. 1.15.

При маломеняющемся дебите газа в течение 1990 г. и даже снизившемся на 0,09 м^3/сут притоке воды отмечено возрастание минерализации и соответственно плотности воды, что свидетельствует об увеличении доли пластовой воды в ее смеси с конденсационными водами. В 1992 г. дебит по газу снизился до 293 тыс. м^3/сут, а минерализация воды достигла 81,6 г/л. К 01.05.93 г. с различной примесью пластовой воды (от 4 % и выше) работают 54 эксплуатационные скважины. Добыча воды за четыре месяца 1993 г. составила 11063,7 т, что соответствует уровню 1992 г.

Усиливающаяся тенденция к обводнению продуктивного пласта Вуктыльского НГКМ обусловила необходимость постановки экспериментальных исследований особенностей процесса извлечения двухфазной углеводородной смеси из пористой среды, содержащей воду.

В ходе реализации программы исследований, выполнявшихся под руководством автора, решались следующие задачи:

разработка методики экспериментальных исследований в обводненном пласте, обеспечивающей минимальную неоднородность распределения водонасыщенности по длине модели пласта;

разработка методики и экспериментальное изучение процесса изобарического вытеснения двухфазной ГКС сухим газом как в сухой пористой среде, так и при различных значениях водонасыщенности;

проведение экспериментов на установке фазовых равновесий по исследованию влияния степени минерализации пластовой воды, находящейся в контакте с двухфазной газоконденсатной смесью, на межфазное распределение углеводородов.

Пластовые воды, находящиеся в жидкой фазе, можно разделить на две части: гидродинамически свободную и связанную.

Связанная остаточная вода — суммарная неснижающаяся водонасыщенность пористой среды, при которой эта фаза теряет подвижность; для нее эффективная проницаемость равна нулю. Связанная вода удерживается в породе-коллекторе поверхностно-молекулярными и капиллярными силами. Различают прочно связанную воду, представленную слоями толщиной в несколько молекул, и рыхло связанную воду. Последняя испытывает сорбционное давление до 0,1 МПа. Прочно связанная вода испытывает дав-

Таблица 1.15

Дата исследования	Дебит		Минерализация, г/л	Плотность воды, г/см^3	Отношения		
	газа, $\frac{\text{тыс.м}^3}{\text{сут}}$	воды, $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$			$r\frac{\text{Na}}{\text{Cl}}$	$r\frac{\text{Cl}}{\text{Br}}$	$r\frac{\text{SO}_4\cdot 100}{\text{Cl}}$
05.12.90	330	1,20	35,00	0,934	0,84	–	0,19
03.12.91	335	1,11	48,12	0,974	0,84	823,2	0,33
17.12.92	293	0,94	81,60	1,000	0,97	4676,8	0,09

ление — от 1 МПа на ее верхней границе и до 100 МПа непосредственно у поверхности контактирующей с ней породы.

В пористой среде природных залежей могут существовать водонасыщенные линзы, часть воды в которых является остаточной (так как в процессе формирования залежи осталась невытесненной углеводородами), но не связанной, поскольку свободна в гидродинамическом смысле.

На количество связанной воды может оказать существенное влияние процесс испарения воды за геологическое время, следствием чего являются меньшие значения водонасыщенности в реальных газовых пластах по сравнению с определенными по коллекторским свойствам образцов пористой среды.

Приведем в качестве примера (табл. 1.16) результаты исследования кернового материала, отобранного из московского яруса опытного участка УКПГ-8, отведенного под закачку сухого газа (скв. 269 и 270, нагнетательные). На достоверности информации о содержании в керне связанной воды положительно сказалось то, что фильтрат бурового раствора и промывочной жидкости практически не проник в керн, что подтверждено многочисленными исследованиями. В табл. 1.16 приведены результаты определения коллекторских свойств и водонасыщенности образцов керна (для каждого долбления величины усреднены).

Для исследованных кернов характерна неоднородность как по коллекторским свойствам, так и по насыщенности водой и углеводородами.

Из анализа литературных источников следует, что с уменьшением абсолютной проницаемости содержание связанной воды увеличивается. На рис. 1.21 изображены результаты исследований, устанавливающих связь между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью. Зависимость содержания воды в кернах Вуктыльского ГКМ от их пористости выявлена сотрудниками СеверНИПИгаза. Для различных месторождений эти зависимости могут различаться при одной и той же проницаемости вследствие различия в структуре внутреннего пространства пористой среды, гидрофильности или гидрофобности, минерализации и некоторых других факторов, среди которых следует отметить и геологический возраст пород.

Таблица 1.16

Результаты определения водонасыщенности и коллекторских свойств кернового материала скв. 269, 270

Номер долбления	Интервал отбора, м	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-15} м^2	Углеводородонасыщенность, %	Водонасыщенность, %
		Скважина 269			
1	2600–2608	7,5	6,9	4,2	3,7
2	2615–2620	5,5	0,8	8,3	5,2
3	2620–2626	2,8	0,1	7,9	19,0
4	2626–2635	5,0	4,0	6,2	4,0
5	2635–2649	6,2	9,8	7,4	10,6
6	2649–2664	6,1	7,2	7,4	11,6
		Скважина 270			
1	2790–2804	4,0	0,7	14,6	10,9
2	2812–2828	3,9	3,5	11,6	13,1
3	2828–2840	1,6	0,002	21,1	11,4
4	2840–2853	3,0	0,02	26,1	26,1
5	2853–2866	2,3	0,1	31,8	19,5

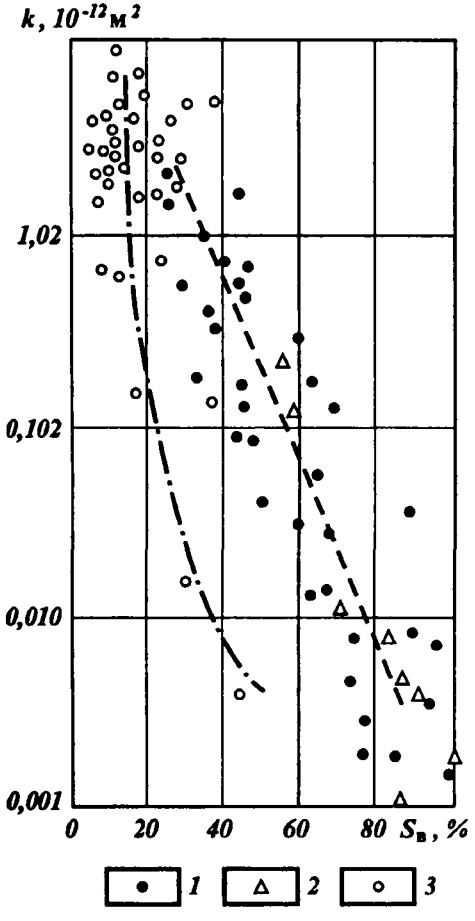
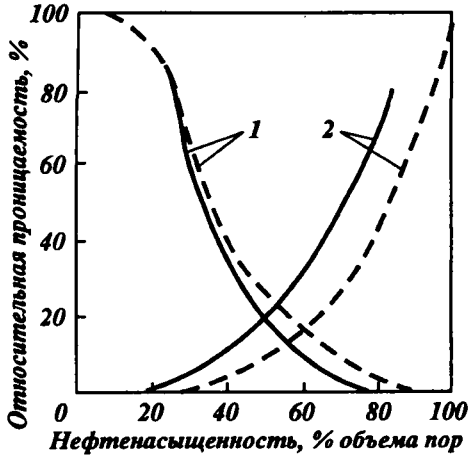


Рис. 1.21. Зависимость содержания связанной воды $S_в$ от проницаемости кернов k для различных месторождений:
1 — Анахуак; *2* — Томболл; *3* — Ист-Тексас

Рис. 1.22. Относительные фазовые проницаемости газа (*1*) и нефти (*2*) при наличии 15–25 % объема пор связанной воды (сплошные линии) и в ее отсутствие (пунктирные линии)

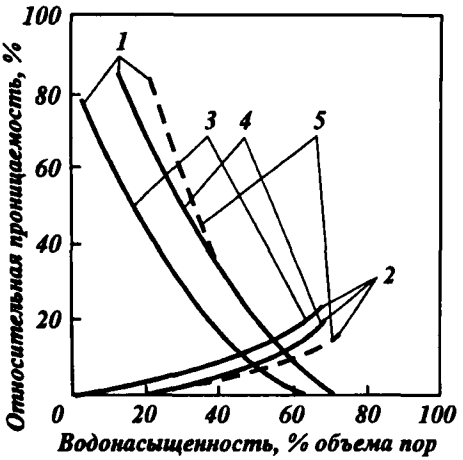


Первая работа, в которой исследовались основные факторы, определяющие условия движения трехфазных систем в пористых средах, была опубликована в США М. Левереттом и У. Льюисом в 1941 г. В частности, была исследована зависимость относительных проницаемостей газовой и жидкой фаз от нефтенасыщенности при наличии и отсутствии связанной воды.

Модель пласта, принятая в этом исследовании, представляла собой разборную бакелитовую трубу длиной 1,8 м, диаметром 0,05 м. Пористой средой служил отмытый кварцевый песок проницаемостью от 5,4 до $16{,}2 \cdot 10^{-12}$ м² и пористостью от 41 до 44 %. Фильтрация с линейной скоростью около $6 \cdot 10^{-5}$ м/с проводилась снизу вверх в вертикально установленной модели пласта. Моделью нефти служил керосин в смеси с моторным маслом, газа — азот, воды — 0,9 %-ный раствор хлорида натрия.

Измерение относительных проницаемостей проводили методом стационарной фильтрации. На рис. 1.22 показана зависимость фазовых проницаемостей газа и нефти от нефтенасыщенности при наличии 15–25 % объема пор связанной воды и в ее отсутствие. При наличии в порах некоторого количества связанной воды уровень значений относительных проницае-

Рис. 1.23. Относительные фазовые проницаемости нефти (*1*) и воды (*2*) при наличии 5 % (*3*), 10 % (*4*) и 20 % (*5*) объема пор связанной воды



мостей "нефти" превышает величины относительных проницаемостей этой фазы, полученные на "сухом" образце. Газопроницаемости, определенные по данным совместной фильтрации фаз в "сухой" среде, больше относительных проницаемостей газовой фазы в водонасыщенной пористой среде. Влияние третьей фазы ощущается во всем диапазоне изменения нефтенасыщенности.

Б. Кодлом описаны эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей воды и нефти при фильтрации в пористой среде с различной водонасыщенностью. Автором был взят образец песчаника, в котором последовательно методом центрифугирования создавались водонасыщенности, равные соответственно 20, 10 и 5 % объема пор. Для каждого из этих значений были получены зависимости относительных фазовых проницаемостей нефти и воды от насыщенности (рис. 1.23). Экспериментальные точки, как и на рис. 1.22, не показаны. Из анализа графиков следует, что связанная вода влияет на вид кривых относительных фазовых проницаемостей. С увеличением содержания связанной воды фазовые проницаемости для нефти возрастают, а для воды уменьшаются, причем степень этого изменения различна для разных значений содержания связанной воды.

1.4

Режимы разработки

1.4.1

Газовые месторождения

Динамика проектных и фактических отборов газа из недр месторождения определяется конкретными геолого-промысловыми и региональными особенностями объекта разработки. В зависимости от активности подошвенных и законтурных вод при отборе газа проявляет себя в залежи либо га-

зовый, либо водонапорный режим. Практика разработки свидетельствует о том, что чисто газовый режим встречается относительно редко. Как правило, по мере снижения давления в продуктивном пласте в него внедряется внешняя по отношению к пласту вода.

Газовый режим

Газовым (газонапорным) называют режим эксплуатации месторождения, при котором пластовые флюиды поступают в добывающие скважины под воздействием энергии сжатого природного газа. Естественно, что падение давления в поровом пространстве коллектора обусловливает упругое расширение скелета вмещающих залежь горных пород. Однако основным источником энергии, благодаря которому пластовые флюиды фильтруются к забоям добывающих скважин, при газовом режиме является энергия содержащегося в пласте сжатого газа.

Поскольку от режима эксплуатации залежи зависят как система размещения скважин на месторождении, схема подготовки газа к транспорту и схема транспорта, так и технико-экономические показатели разработки, то обычно режим работы объекта стремятся обосновать как можно раньше после открытия залежи. При этом используются методы аналогии объектов региональной системы добычи газа, геолого-промысловые данные о залежи (ФЕС, насыщенность порового пространства РЖУ и водой, особенности ГВК и ГНК), а также данные опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

Газовый режим разработки месторождения характеризуется постоянством газонасыщенного объема порового пространства залежи (с отмеченной выше оговоркой, касающейся упругого расширения вмещающих пород). Поэтому графическая зависимость приведенного давления $p/z = f(Q)$ представляет собой гипотенузу прямоугольного треугольника с катетами $(p/z)_{нач}$ и $Q_{нач}$. Здесь p — текущее пластовое давление, z — текущее значение коэффициента сжимаемости пластового газа, Q — текущий накопленный отбор газа, $Q_{нач}$ — начальные суммарные запасы газа в залежи.

С.Н. Закиров и Б.Б. Лапук отмечали [14], что прямолинейность зависимости p/z от Q в рассматриваемых координатах является необходимым, но недостаточным условием проявления газового режима. Из опыта разработки газовых месторождений следует, что в ряде случаев указанная зависимость может быть прямолинейной и при водонапорном режиме. Прямолинейность зависимости может быть в этом случае вызвана изменением темпа отбора газа, как показали своими исследованиями Ф.А. Требин и В.В. Савченко [14].

Режим работы залежи после начала ее эксплуатации определяется видом рассмотренной графической зависимости $p/z = f(Q)$, построенной по результатам систематического измерения текущего пластового давления с использованием данных о количестве добытого газа и текущем коэффициенте сжимаемости газа при данном пластовом давлении. Поскольку прямолинейная зависимость графика еще не является доказательством проявления газового режима, такой график может быть получен и в случае водонапорного режима при постоянном темпе отбора газа из залежи.

С другой стороны, следует отметить, что в пластах с крупными зонами слабопроницаемых коллекторов кривая приведенного давления на начальной стадии отбора запасов газа может демонстрировать более резкое

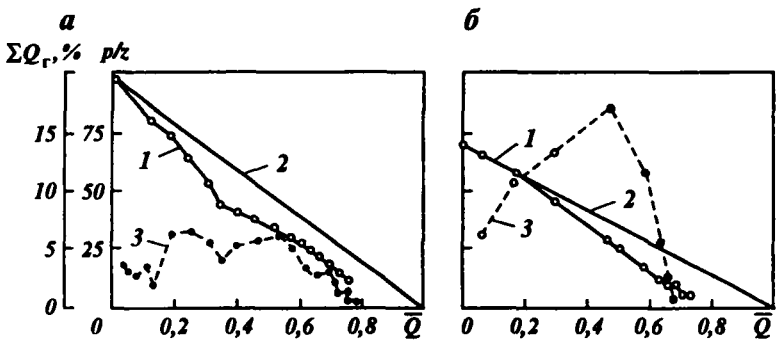


Рис. 1.24. p/z **– зависимость для залежей Верхне-Омринского (*а*) и Вой-Вожского (*б*) месторождений:**
1 – фактическое снижение приведенного давления; *2* – линия газового режима; *3* – динамика темпов отбора газа ($\Sigma Q_г$) из залежей

снижение, чем это отвечает ожидавшемуся ее линейному положению. Причиной являются меньшие объемы текущих дренируемых запасов по сравнению с оцененными общими запасами газа в залежи. Когда давление в высокопроницаемых областях пласта в ходе разработки залежи существенно понизится, в эти области начнет поступать газ из слабопроницаемых областей, и в дальнейшем будет наблюдаться выполаживание кривой приведенного давления, ее стремление выйти на ожидавшуюся зависимость.

На рис. 1.24 представлены примеры зависимости приведенного давления от объема отобранного газа для газовых месторождений Верхне-Омринского и Вой-Вожского (Республика Коми). При газовом режиме работы залежи здесь наблюдается более резкое, чем ожидалось, падение давления. Объяснение кроется в том, что часть начальных запасов газа располагалась в слабопроницаемых зонах продуктивных отложений. Когда в ходе разработки залежей возникли гидродинамические условия (благодаря достаточно значительному снижению давления в дренировавшейся с самого начала области), слабопроницаемые области стали отдавать газ. Соответствующий период разработки виден на графиках – отсюда кривые стали выполаживаться. Тем не менее часть запасов осталась заблокированной в области плохих коллекторов (кривые давления идут параллельно ожидавшимся графикам, но при продолжении до оси отборов отсекают участки, которым соответствуют запасы меньше начальных).

Водонапорный режим

Динамика в содержании попутной воды в продукции скважин и в подъеме ГВК свидетельствует о проявлении водонапорного режима.

П.Т. Шмыгля справедливо квалифицирует упруговодонапорный режим как наиболее общее проявление внешнего источника энергии разрабатываемого газового пласта [56]. При таком понимании выделяемый иногда жестководонапорный режим является лишь частным случаем упруговодонапорного режима, поскольку изменение темпов отбора газа из залежи немедленно вызывает проявление упругой составляющей в балансе сил, обеспечивающих фильтрацию флюидов.

Наиболее ранним признаком поступления в залежь воды является понижение уровня в пьезометрических скважинах, пробуренных на водоносный пласт или в законтурную область пласта-коллектора, являющуюся ближайшей к залежи частью водонапорного бассейна. Чем больше фонд пьезометрических скважин, тем точнее можно оценить текущий объем внедрившейся в газонасыщенную зону воды.

Источником дополнительной информации о режиме работы газоносного пласта являются также данные геофизических исследований скважин, а именно данные о подъеме ГВК (ГНК).

Далее свидетельством поступления в залежь воды могут быть промысловые данные по обводнению продукции скважин. Эти данные включают как результаты контроля за содержанием воды в продукции скважин, так и результаты химического анализа попутной воды (по динамике содержания, например, ионов хлора). Располагая информацией о составе подошвенной и законтурной воды, можно судить как о фактах внедрения этих вод в газонасыщенную область, так и о количестве поступающей воды, если систематически контролировать состав попутной воды добывающих скважин, начиная с периферийных.

На рис. 1.25 показаны возможные виды зависимости $p/z = f(Q)$ при разработке газовых залежей, в том числе в случае водонапорного режима. В зависимости от геологической и гидрогеологической обстановки, а также от динамики темпа отбора флюидов из пласта приведенное давление p/z может монотонно снижаться, может также после снижения давления демонстрировать стабилизацию и даже рост.

Рассматривая эти варианты, Г.В. Рассохин [22] писал о затухающем или активизирующемся упруговодонапорном режиме.

При водонапорном режиме приток газа к забоям скважин обусловливается как энергией давления сжатого газа, так и напором продвигающейся в газовую залежь контурной или подошвенной воды. Продвижение воды в газовую залежь приводит к замедлению темпа падения пластового давления.

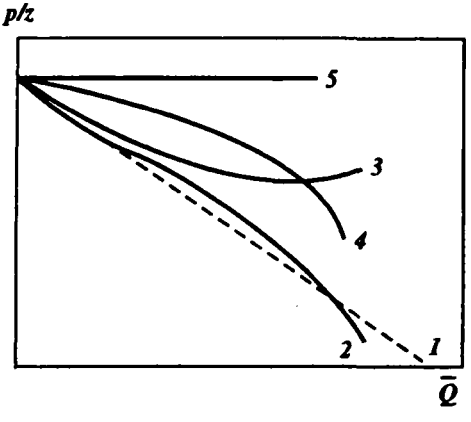


Рис. 1.25. Возможные виды p/z-зависимостей для газовых залежей.
Режим: *1* — газовый; *2, 4* — затухающий и *3* — активизирующийся упруговодонапорный; *5* — жесткий водонапорный

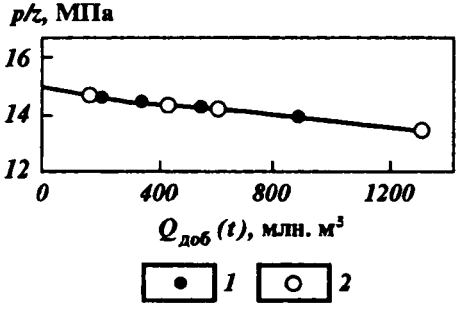


Рис. 1.26. Зависимости $p/z = f\ [Q_{доб}(t)]$ для залежей 2 и 3 в III горизонте Анастасиевско-Троицкого месторождения:
1 — залежь 2; *2* — залежь 3

Довольно часто при разработке месторождений природных газов в условиях водонапорного режима давление сначала падает, как при газовом режиме. Это явление объясняется тем, что в начальный промежуток времени в газовую залежь поступает мало воды по сравнению с начальным газонасыщенным объемом порового пространства. Поэтому вначале поступление воды незначительно влияет на темп падения пластового давления. Дальнейшее поступление воды в залежь приводит к заметному замедлению темпа падения пластового давления. Как пишет С.Н. Закиров, складывается впечатление, что месторождение вначале разрабатывается при газовом, а затем при водонапорном режиме [13, 14].

Наиболее характерной для газовых месторождений является величина средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления. Физический смысл этого понятия следующий. Это такое давление, которое установится в газовой залежи после достаточно длительного простаивания всех эксплуатационных скважин (предполагается, что за время простаивания не происходит заметного продвижения границы раздела газ – вода).

Как показал С.Н. Закиров, изменение во времени среднего пластового давления ($\overline{p}$) в случае газового режима определяется следующим уравнением:

$$\overline{p}(t) = (p_н / z_н - p_{атм} Q_{доб}(t) / \alpha\Omega_н) z(\overline{p}), \qquad (1.1)$$

где $p_н$ – начальное пластовое давление; $Q_{доб}$ (t) – количество суммарно добытого газа ко времени t, приведенное к атмосферному давлению $p_{атм}$ и пластовой температуре $T_{пл}$; $\alpha\Omega_н$ – газонасыщенный объем порового пространства залежи; α – коэффициент газонасыщенности; $\Omega_н$ – поровый объем залежи; $z_н$ и $z(\overline{p})$ – соответственно коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре $T_{пл}$ и давлениях $p_н$ и $p(t)$.

Из приведенного уравнения следует, что для газового режима характерна прямолинейность зависимости $p/z(p) = f(Q_{доб}(t))$. При водонапорном режиме зависимость $p/z(p) = f(Q_{доб}(t))$ отклоняется от соответствующей зависимости, справедливой для газового режима.

Таким образом, при водонапорном режиме начальный участок кривой зависимости средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства газовой залежи пластового давления от количества добытого газа во многих случаях может описываться формулой, справедливой для газового режима. В ряде случаев (при хорошей проницаемости пласта, малом темпе разработки газовой залежи) вода поступает в газовую залежь настолько интенсивно, что водонапорный режим проявляется уже на ранней стадии разработки. На рис. 1.26 дан пример графика $p/z = f(Q)$, полученного при разработке Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения (Краснодарский край). Прямолинейный характер графика мог бы свидетельствовать о газонапорном режиме работы залежи. Однако фактически отбор газа сопровождался активным подъемом воды – фильтрационные сопротивления были незначительными вследствие хороших коллекторских свойств вмещающих залежь пород.

Правильное определение режима месторождения и темпа продвижения воды в процессе разработки газовой залежи имеет большое значение при проектировании, анализе и прогнозе перспектив разработки газового месторождения. Знать количество поступившей в газовую залежь воды необ-

ходимо при определении запасов газа по данным о количестве отобранного газа и изменении во времени среднего пластового давления.

От темпов продвижения контурной или подошвенной воды зависит темп падения пластового давления. Темп падения пластового давления непосредственно влияет на падение дебитов газовых скважин, а следовательно, на число необходимых скважин для обеспечения запланированного отбора газа из месторождения. Темп падения пластового давления определяет продолжительность периодов бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации, постоянной и падающей добычи газа, эффективной работы установок низкотемпературной сепарации газа, изменение во времени потребной мощности установок искусственного холода, мощности дожимной компрессорной станции.

Таким образом, режим месторождения и связанные с ним темпы падения пластового давления непосредственно влияют на технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

Проявление водонапорного режима оказывает благоприятное влияние на эти показатели. Однако проявление водонапорного режима приводит к некоторым отрицательным последствиям, которые необходимо учитывать при проектировании и осуществлении процесса разработки газового месторождения. Прежде всего, в результате продвижения воды в газовую залежь часть скважин обводняется и вместо них приходится бурить новые скважины.

Вследствие изменчивости коллекторских свойств продуктивных отложений по площади газоносности, а также при неравномерном распределении отборов газа по площади залежи газовые скважины могут обводняться преждевременно. Неоднородность продуктивных отложений по мощности и неравномерность их дренирования по разрезу могут приводить к быстрому продвижению воды по наиболее проницаемым и дренируемым прослоям, пропласткам, пачкам, что также вызывает преждевременное обводнение скважин. Это ухудшает технико-экономические показатели разработки месторождения.

До недавнего времени считалось, что при разработке газовых месторождений, достаточно однородных по коллекторским свойствам и с высокими пластовыми давлениями, газоотдача в условиях водонапорного режима может достигать 95—98 %. Однако лабораторные исследования и промысловые наблюдения последних лет показывают, что газоотдача обводненной зоны месторождений значительно меньше и в отдельных случаях может снижаться до 50 %. По данным, например, А.А. Аксенова, А.Г. Габриэляна, Р.А. Пецюхи и В.И. Соболева, достигнутый или ожидаемый коэффициент газоотдачи по месторождениям природного газа Нижнего Поволжья изменяется в пределах от 0,48 до 0,92.

Следовательно, снижение коэффициента газоотдачи пласта — второе отрицательное последствие проявления водонапорного режима.

При решении вопросов размещения скважин на площади газоносности, очередности ввода их в эксплуатацию необходимо учитывать продвижение контурных или подошвенных вод. При проектировании и осуществлении разработки газового месторождения необходимо стремиться к обеспечению равномерного стягивания контуров водоносности. Продвижение воды в газовые залежи регулируют, устанавливая соответствующие дебиты газовых скважин, буря дополнительные скважины или закрывая не-

которые скважины, в зависимости от характера продвижения контурных вод.

В условиях водонапорного режима процесс обводнения газовых скважин и месторождения — это естественный процесс. Поэтому при проектировании и осуществлении разработки месторождения природного газа следует предусматривать такое число эксплуатационных скважин, такое размещение их на структуре и соответствующие технологические режимы эксплуатации, систему обустройства газового промысла, значения коэффициента газоотдачи, которые обеспечили бы наилучшие экономические показатели.

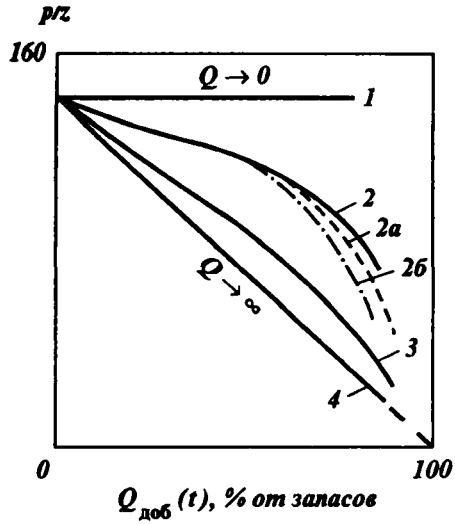


Рис. 1.27. Примеры зависимостей $p/z = f(Q_{доб}(t))$ для газовой залежи:
1 — при водонапорном режиме и бесконечно малом темпе отбора газа; *2, (2а, 2б)*; *3* — при водонапорном режиме и реальных темпах разработки; *4* — при газовом режиме, а также при бесконечно большом темпе разработки залежи в условиях водонапорного режима

Систему обустройства нефтяных промыслов всегда проектируют в предположении добычи нефти вместе с попутной водой. Обустройство же газовых промыслов позволяет отделять от газа лишь незначительное количество влаги. Поэтому обводняющиеся газовые скважины быстро выходят из эксплуатации. Естественно, что это иногда отрицательно сказывается на коэффициенте газоотдачи. Вопросы отбора газа при наличии воды разработаны слабо. Для предотвращения обводнения газовых скважин рекомендуются изоляционные работы. Находят применение при эксплуатации обводненных скважин плунжерные подъемники и даже глубинные насосы, используются различные пены для удаления воды с забоев скважин. Перспективны, по-видимому, методы изоляции притока воды путем закачки специальных пен. Таким образом, третье отрицательное последствие проявления водонапорного режима связано с осложнениями, возникающими при эксплуатации скважин и системы обустройства промысла.

На практике режим месторождения природного газа устанавливается следующим образом. Промысловые данные об изменении среднего пластового давления $\bar{p}(t)$ и о количестве добытого газа $Q^*_{доб}(t)$ обрабатываются в координатах $\bar{p}(t)\big|z(\bar{p})/Q^*_{доб}(t)$ (здесь $z(\bar{p})$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении $\bar{p}$ и пластовой температуре; $Q^*_{доб}(t)$ — количество суммарно добытого газа к моменту времени t, приведенное к атмосферному давлению и стандартной температуре). Если в указанных координатах отмеченные промысловые данные ложатся на прямую, это указывает на проявление газового режима. Если с какого-то момента темп падения приведенного среднего пластового давления $\bar{p}\big|z/(\bar{p})$ начинает замедляться, это свидетельствует о начале заметного поступления воды в залежь (рис. 1.27).

1.4.2

Месторождения газоконденсатного типа

В отличие от чисто газовых месторождений газоконденсатные разрабатываются для получения не только газа, но и высокомолекулярных компонентов — газового конденсата, ценнейшего сырья нефтехимического производства. Нередко конденсат является основным целевым сырьем. Поэтому режимы разработки газоконденсатных месторождений следует оценивать как способы добычи и газа, и — особенно — конденсата.

Разработка на истощение

Газоконденсатные залежи в их начальном — на момент открытия — состоянии характеризуются высокими пластовыми давлениями, достигающими обычно нескольких десятков мегапаскалей. Встречаются залежи с относительно низкими (8—10) и очень высокими (до 150—180 МПа) начальными пластовыми давлениями. Основные запасы углеводородов в залежах газоконденсатного типа приурочены к объектам с начальными пластовыми давлениями 30—60 МПа. В отечественной газопромысловой практике разработка газоконденсатных месторождений осуществлялась до недавнего времени на режиме использования только естественной энергии пласта. Такой режим ("истощения") требует для своей реализации минимальных капитальных вложений и относительно умеренных текущих материальных и финансовых затрат. В истории разработки газоконденсатного месторождения, как и при разработке чисто газового, происходит последовательная смена нескольких характерных периодов: освоения и пробной эксплуатации; нарастающей, максимальной, падающей добычи; завершающий период. В отличие от разработки чисто газовой залежи в данном случае приходится иметь дело с продукцией, постоянно изменяющей свой состав. Это связано с явлениями ретроградной конденсации пластовой углеводородной смеси при снижении пластового давления. Высокомолекулярные углеводородные компоненты смеси после снижения давления в залежи ниже давления начала конденсации $p_{н к}$ переходят в жидкую фазу, которая остается неподвижной практически на всем протяжении разработки месторождения в силу низкой фазовой насыщенности (не более 12—15 % объема пор), намного меньшей порога гидродинамической подвижности (40—60 %).

Отбор углеводородов из газоконденсатного пласта на режиме истощения сопровождается массообменными явлениями в углеводороднасыщенном поровом пространстве коллектора, которые соответствуют процессу дифференциальной конденсации смеси. В области высоких давлений (обычно выше 15—20 МПа) состав отбираемой из пласта продукции скважин изменяется практически таким же образом, как при контактной конденсации смеси. Процесс контактной конденсации отличается от процесса дифференциальной конденсации тем, что снижение давления в системе проводится путем изотермического увеличения объема системы. Этот процесс исследуют либо расчетным путем, используя данные о константах межфазного равновесия составляющих смесь индивидуальных углеводородных компонентов, либо на сосуде фазовых равновесий с раздвижными поршнями. Следует отметить, что процесс контактной конденсации в газопромысловой практике не встречается, но иногда используется при ис-

следовании межфазного массообмена в силу простоты и достаточно высокой степени соответствия пластовым явлениям, особенно для повышенных пластовых давлений.

Г.С. Степанова и В.Н. Шустеф подробно изучали особенности процесса дифференциальной конденсации вуктыльской пластовой смеси, выполняя одновременно для сравнения расчеты по контактной конденсации [47]. По данным этих исследователей, граничное давление, ниже которого расчетные составы газовой фазы для дифференциального и для контактного процессов несколько различаются, равно приблизительно 20 МПа.

В качестве примера разработки на режиме истощения можно рассмотреть эксплуатацию запасов углеводородов Вуктыльского газоконденсатного месторождения. История разработки этого месторождения (Республика Коми) началась с открытия в середине 60-х годов крупнейших в европейской части России залежей углеводородов в пермско-каменноугольных карбонатных отложениях. Месторождение приурочено к брахиантиклинали субмеридионального простирания площадью более 250 км^2 и амплитудой свыше 1500 м (по подошве ангидритовой пачки кунгурского яруса). Складка располагается в осевой части Верхнепечорской впадины Предуральского Краевого прогиба (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция). Западное крыло складки крутое (до 70 – 90°), свод узкий гребневидный; в приосевой части складки это крыло нарушено надвигом, падающим на восток под углом 65 – 70°. Амплитуда вертикального смещения около 600 м. Восточное крыло складки относительно пологое (20 – 25°).

В геологическом разрезе присутствуют ордовикско-силурийские, каменноугольные, пермские и триасовые отложения, перекрытые четвертичными. Установлены две газоконденсатные залежи. Основная залежь приурочена к органогенным известнякам и образовавшимся по ним вторичным доломитам визейско-артинского возраста. Продуктивная толща по вертикали составляет около 800 м; она перекрыта 50 – 100-метровой пачкой трещиноватых аргиллитов верхнеартинского подъяруса и гипсово-ангидритовой толщей кунгурского яруса, являющейся хорошей покрышкой. Открытая пористость коллекторов изменяется от 5 – 6 до 22 – 28 %, проницаемость колеблется от $10^{-15} - 10^{-16}$ до $(4 - 8) \cdot 10^{-12}$ м^2. Залежь массивная, сводовая, тектонически ограниченная. Глубина залегания кровли резервуара 2100 – 3300 м. Имеется нефтяная оторочка.

Пластовая газоконденсатная смесь характеризовалась следующим начальным усредненным составом, % (молярные доли): метан 74,6; этан 8,9; пропан 3,8; бутаны 1,8; пентан плюс вышекипящие 6,4; азот 4,5. Конденсат имел начальную плотность около 0,745 г/см^3, содержание в нем метановых углеводородов составляло, % (молярные доли), 71; ароматических 11,9; нафтеновых 17,1. В конденсате было от 0,5 до 1,2 % парафина, от 0,02 до 0,09 % серы. Нефть нефтяной оторочки легкая (плотность 0,826 – 0,841 г/см^3), высокопарафинистая (4,0 – 8,1 %), содержание серы в ней от 0,15 до 0,22 %.

Начальные запасы газа на Вуктыльском месторождении составляли 429,5 млрд. м^3, конденсата 141,6 млн. т. Начальная характеристика пластовой системы оценивалась следующими средними величинами: пластовое давление 36,3 МПа, температура 62 °С, давление начала конденсации пластовой углеводородной смеси 32,4 МПа, конденсатогазовый фактор 360 г/см^3.

Разработка Вуктыльского НГКМ была начата в 1968 г. Генеральный план расстановки скважин на месторождении формировался в соответст-

вии с принципами, обоснованными в проектах ОПЭ и разработки. Бурение эксплуатационных скважин было начато в 1968 г. Залежь разбуривалась без отступлений от генерального плана, не считая необходимых уточнений, связанных с рельефом местности и выдачей резервных точек взамен ликвидированных скважин.

Совмещение ОПЭ с разведкой позволило из 44 разведочных скважин использовать 28, т.е. 21 скважину перевести в эксплуатационные, шесть — в контрольно-наблюдательные и одну — в пьезометрические.

Темпы ввода скважин в эксплуатацию резко отставали от проектных, в то же время объемы добычи газа и конденсата соответствовали проекту.

Первые четыре года разрабатывался только северный купол, в котором сосредоточена основная доля запасов газа и конденсата. Южный купол введен в разработку в 1973 г. Среднесуточные дебиты поддерживались на максимально возможном уровне. При этом большинство скважин (около 80 %) работало одновременно по лифтовым трубам и затрубному пространству и при максимально допустимых депрессиях, составляющих от 6 до 8 МПа. Диапазон дебитов в тот период был очень большой — от 200 до 2000 тыс. м^3/сут. По 15 скважинам среднегодовой дебит был более 1000 тыс. м^3/сут, по 40 скважинам от 500 до 1000 тыс. м^3/сут.

Учитывая большой этаж газоносности и сложное строение месторождения, для наблюдения за поведением пластового давления по залежи результаты всех замеров приводили к средневзвешенной по запасам плоскости с отметкой минус 3025 м. Распределение давления по скважинам до начала разработки месторождения определялось положением скважин на структуре и отметкой вскрытых интервалов. Среднее начальное пластовое давление на средневзвешенной плоскости составило 36,3 МПа.

Эксплуатационное бурение позволило к началу 80-х годов довести фонд действующих скважин до полутора сотен. Тем не менее, поскольку бурение отставало от проектных объемов отбора газа, скважины работали с относительно большими депрессиями. К этому периоду времени на месторождении были достигнуты максимальные отборы газа — 18—19 млрд. м^3 в год. С 1982—1983 гг. начался период падающей добычи (рис. 1.28, табл. 1.17).

Таблица 1.17

Динамика показателей разработки Вуктыльского НГКМ

Показатель	Год разработки						
	1968 IV кв.	1970	1975	1980	1985	1990	1995
Извлечение газа, млрд. м^3	0,06 0,5	6,7 8,0	18,7 18,0	19,045 18,900	15,436 15,326	6,537 7,730	2,815 2,249
Извлечение конденсата, млн. т	0,02 0,18	2,4 2,8	3,7 3,56	1,705 1,900	0,719 0,460	0,3203 0,200	0,2155 0,0789
Среднегодовой фонд действующих скважин	2 3	15 49	59 63	102 118	145 140	166 155	159 155
Средний дебит одной скважины, тыс. м^3/сут	70 500	1100 528	910 830	539 —	306 —	115 —	70 47
Коэффициент эксплуатации скважин	—	0,87 0,85	0,969 0,95	0,983 —	0,982 —	0,917 —	0,694 0,850
Коэффициент использования фонда скважин	—	0,62 —	0,69 —	0,840 —	0,866 —	0,848 —	—

Примечание. В числителе фактические показатели, в знаменателе — проектные.

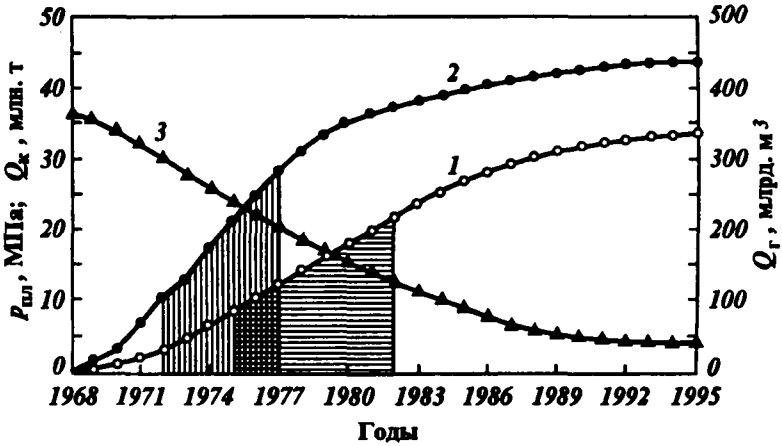


Рис. 1.28. Динамика некоторых технологических показателей при разработке Вуктыльского НГКМ:
1 — накопленная добыча газа, млрд. м^3; *2* — то же конденсата, млн. т; *3* — средневзвешенное пластовое давление, МПа. Вертикальной штриховкой обозначен период максимальных годовых отборов конденсата, горизонтальной — газа

Освоение запасов углеводородов такого сложного глубокозалегающего месторождения, как Вуктыльское, с высоким начальным пластовым давлением, значительным содержанием конденсата в пластовой смеси, большим этажом газоносности, низкопроницаемыми трещиноватыми коллекторами потребовало постановки целого ряда новых технико-технологических задач. В проектах ОПЭ и разработки месторождения были обоснованы, а затем, с конца 60-х годов, реализованы на практике следующие решения:

разработка продуктивного пласта большой толщины (до 1500 м) одной сеткой скважин;

отбор запасов в зонах повышенной продуктивности скважинами увеличенного диаметра (219 мм);

центральная расстановка скважин;

высокая подвеска лифтовой колонны;

транспорт нестабильного конденсата в однофазном состоянии на большие расстояния до перерабатывающего завода.

В условиях карбонатных коллекторов большой толщины были отработаны двухэтапная солянокислотная обработка скважин; методы их вскрытия, освоения и глушения.

Разработка газоконденсатных залежей, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам (на Вуктыле средняя проницаемость около 10^{-14} м^2), — одна из наиболее сложных газопромысловых проблем. Особенно острой она становится после вступления месторождения в завершающую стадию эксплуатации, когда энергетические возможности пласта в основном уже исчерпаны.

Несмотря на все принятые меры, включая использование перечисленных выше прогрессивных технико-технологических решений, к концу разработки Вуктыльского месторождения на режиме истощения в недрах этого объекта добычи газа и газового конденсата остаточные запасы газа составят несколько десятков миллиардов кубометров (порядка 10 % от на-

чальных запасов), жидких углеводородов — около 100 млн. т (порядка 70 % начальных запасов).

Известно, что в условиях низкопроницаемых коллекторов иногда невозможно отобрать с достаточной полнотой не только жидкие углеводороды, но и газ из-за резкого снижения фазовых проницаемостей при выпадении ретроградного конденсата в призабойных зонах скважины. Именно это обстоятельство побудило специалистов отказаться от разработки на режиме истощения месторождения Нокс-Бромайд: лабораторные исследования показали, что такой режим позволит отобрать лишь небольшую часть от запасов не только конденсата, но и газа (газоотдача не превысит 13 %).

С целью изучения особенностей отбора газоконденсатной смеси из пласта, характеризующегося низкими коллекторскими свойствами, автором совместно с сотрудниками была реализована специальная исследовательская программа.

Предпринятые широкомасштабные экспериментальные исследования процесса испарения выпавшего конденсата при реализации режима истощения газоконденсатной системы в диапазоне давлений от $p = p_1 > p_{нк}$ до $p = p_2 = 1$ МПа впервые позволяют подвергнуть анализу результаты опытов, в которых процесс проводился до состояния глубокого истощения системы, причем проницаемости физических моделей пласта существенно различались. Использовали две модели длиной 1,002 м, диаметром 0,387 м и с одинаковой пористостью — 24,8 %. В одних случаях модели пласта содержали связанную воду, в других были сухими (по воде) (табл. 1.18)

Эксперименты проводились применительно к условиям последнего этапа завершающей стадии разработки Вуктыльского НГКМ ($T_{пл}$ = = 62 °С = const). Были сформулированы следующие исследовательские задачи.

1. Определение области давлений максимальной конденсации (то есть начала процесса нормального испарения) компонентов пластовой углеводородной смеси путем моделирования режима разработки залежи на истощение с использованием модельной газоконденсатной системы (ГКС), физических моделей пласта и сосуда PVT-соотношений. Решение этой задачи необходимо для определения диапазона пластовых давлений, при которых можно ожидать проявления эффекта нормального испарения ГКС в условиях Вуктыльского НГКМ.

2. Исследование процесса нормального испарения выпавшего конденсата в пористых средах с различными проницаемостью и водонасыщенностью. Решение этой задачи необходимо для оценки зависимости интенсивности испарения компонентов выпавшего конденсата от таких параметров

Таблица 1.18

Эксперименты по испарению выпавшего конденсата

Номер эксперимента	Номер модели пласта	Проницаемость, 10^{-15} м^2	Водонасыщенность, %
2	Бомба PVT	—	—
2а	КД-2·3	64	0
3	КД-6·7	9,1	0
3а	КД-2·3	64	10
3б	КД-6·7	9,1	30
4	КД-2·3	64	30
4а	КД-6·7	9,1	10

пласта-коллектора, как проницаемость и водонасыщенность, что существенно при доразработке истощенной газоконденсатной залежи.

В качестве модели пластовой ГКС использованы во всех случаях многокомпонентные смеси алкановых углеводородов, близкие по своим физико-химическим свойствам к пластовой смеси исходного (до начала разработки) состава Вуктыльского НГКМ, имеющей следующие характеристики: содержание C_1 – 79,1; C_2 – 8,8; C_3 – 3,9; C_4 – 1,8; C_{5+} – 6,4, % (молярная доля); молекулярная масса C_{5+} приблизительно 115 г/моль; конденсатогазовый фактор около 330 г/м^3; давление начала конденсации около 25 МПа; давление максимальной конденсации 6 ± 1 МПа.

Изучение процессов фильтрации модельной ГКС на режиме истощения, а также создание водонасыщенности физических моделей пласта проводились по разработанной во ВНИИГАЗе методике с использованием соответствующей экспериментальной установки [5].

Результаты исследований обрабатывали с помощью ЭВМ и специально разработанной программы расчетов всех рассматриваемых при моделировании параметров.

Для удобного (в рамках данной работы) анализа результатов исследований выполненные эксперименты сгруппировали в следующие серии (см. табл. 1.18):

исследование влияния проницаемости "сухой" (без связанной воды) пористой среды на компонентоотдачу (эксперименты 2, 2а, 3);

то же для пористой среды, содержащей 10 % от объема пор связанной воды (опыты 3а, 4а);

то же для пористой среды, содержащей 30 % от объема пор связанной воды (эксперименты 4, 3б).

Рассмотрим особенности углеводородоотдачи истощаемого газоконденсатного пласта, пористая среда которого является "сухой", то есть не содержит связанную воду. Данный случай имеет не только теоретическое, но и практическое значение, поскольку содержание связанной воды во многих газоконденсатных залежах весьма незначительно (единицы процентов объема пор). Целесообразность проведения экспериментов без связанной воды обусловлена также необходимостью оценить влияние пористой среды на массообменные процессы при сравнении результатов с данными, полученными на бомбе PVT.

На рис. 1.29 – 1.33 представлены отдельные результаты сравнения динамики состава продукции истощаемого пласта и некоторых параметров добываемой смеси для моделей пласта с различной проницаемостью (сосуд PVT-соотношений можно условно рассматривать как образец пористой среды с весьма высокой проницаемостью, например, $10^{-10} - 10^{-11}$ м^2). Из сравнения графиков следует, что с уменьшением проницаемости от $10^{-10} - 10^{-11}$ м^2 (эксперимент № 2) до $64 \cdot 10^{-15}$ м^2 (№ 2а) и далее до $9{,}1 \cdot 10^{-15}$ м^2 (№ 3) происходит снижение давления максимальной конденсации компонентов пластовой смеси. Особенно это проявилось у низкомолекулярных компонентов.

Для исследования типичных, но сравнительно "легких" газоконденсатных смесей (молекулярная масса фракции C_{5+} в смеси исходного состава равна 115 г/моль) наблюдается интенсивный рост содержания в продукции компонентов C_{2+} после снижения пластового давления ниже давления максимальной конденсации, причем вне зависимости от проницаемости пористой среды. Вследствие проявления эффекта нормального испарения кон-

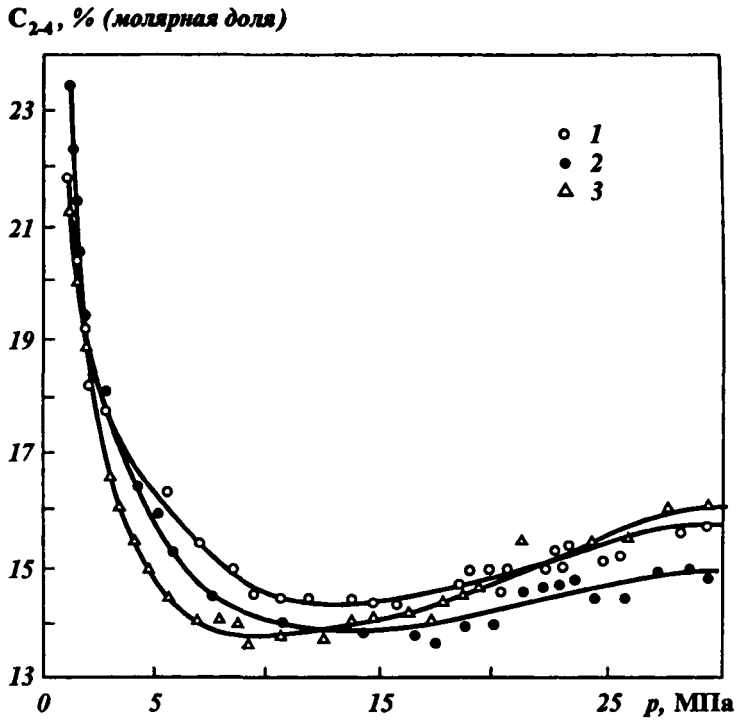


Рис. 1.29. Зависимость содержания фракции C_{2-4} в равновесной газовой фазе от "пластового" давления:
1 — сосуд PVT-соотношений; пористая среда без связанной воды с проницаемостью: *2* — $64 \cdot 10^{-15}$ м^2; *3* — $9{,}1 \cdot 10^{-15}$ м^2

денсатогазовый фактор продукции после снижения давления ниже давления максимальной конденсации вновь возрастает (рис. 1.31), достигая вдвое больших, чем при давлении максимальной конденсации, значений к концу отбора пластовой смеси ($p \approx 1$ МПа). КГФ растет за счет компонентов C_5 и C_7; декан (C_{10}) практически не испаряется. При этом молекулярная масса фракции C_{5+} почти монотонно снижается во всей области давлений, от $p_{нк}$ до $p \approx 1$ МПа (рис. 1.33).

Если поведение кривой "содержание фракции C_{2-4}, % как функции пластового давления" аналогично поведению соответствующей кривой для фракции C_{5+} (график КГФ), то и зависимость молекулярной массы фракции C_{2-4} также аналогична этим двум кривым; в области давлений ниже давления максимальной конденсации молекулярная масса C_{2-4} вновь увеличивается, в отличие от этого параметра для стабильного конденсата.

Сопоставление результатов экспериментов на физических моделях пласта с бомбовыми данными показывает, что пористая среда в обследованном диапазоне не препятствует процессу нормального испарения выпавшего конденсата, хотя некоторые детали массообменных процессов в пустотелом сосуде PVT-соотношений и в пористой среде, естественно, различаются. Так, представляет интерес область давлений от 8—10 до 13—15 МПа (рис. 1.32, 1.33). Здесь заметно нарушается монотонный характер уменьшения молекулярной массы стабильного конденсата (фракция C_{5+}),

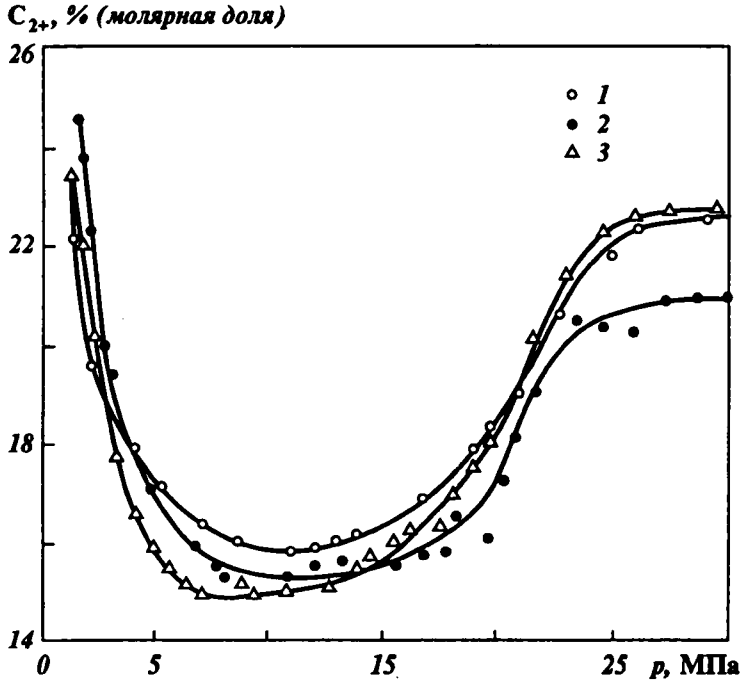


Рис. 1.30. Зависимость содержания C_{2+} от давления.
Условные обозначения см. рис. 1.29

что обусловливается вступлением в область максимальной конденсации фракции промежуточных углеводородов (см. рис. 1.29). По-видимому, смещение равновесия для этих углеводородов в сторону (нормального) испарения оказывает влияние на конденсацию легкой части фракции C_{5+}, близкой по химическому составу к промежуточным углеводородам: конденсация C_{5+} заметно затормаживается, причем более заметно в пористой среде с меньшей проницаемостью, по сравнению с сосудом PVT-соотношений (см. рис. 1.33).

Рассмотрим особенности углеводородоотдачи истощаемых газоконденсатных пластов, различающихся коллекторскими свойствами (проницаемостью), пористая среда которых содержала связанную воду в количестве 10 % объема пор (см. табл. 1.29). В данном случае сосуд PVT не рассматривается, сравниваются лишь эксперименты с частично водонасыщенными пористыми средами, различающимися проницаемостью ($64 \cdot 10^{-15}$ м^2 — эксперимент № 3а; $9{,}1 \cdot 10^{-15}$ м^2 — эксперимент № 4а).

Анализ результатов показал, что зависимости состава продукции и ее параметров от давления близки к тем, что характеризуют процесс истощения сухой пористой среды. Известно, что связанная вода, как правило, занимает наиболее мелкие поры, "выключая" их таким образом из процесса фильтрации и ухудшая сорбционные свойства коллектора. Поэтому присутствие воды в определенной степени сгладило различия между пористыми средами с большей и меньшей проницаемостями. Тем не менее и в этом случае для более проницаемой пористой среды зависимость содержа-

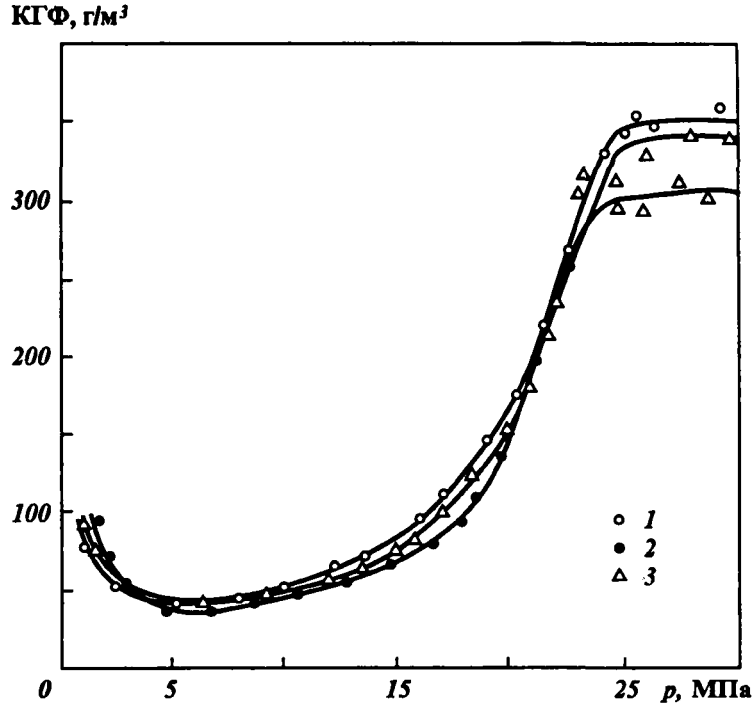


Рис. 1.31. Зависимость КГФ от пластового давления.
Условные обозначения см. рис. 1.29

ния, в частности, углеводородов C_{2-4} в продукции от текущего давления в "пласте" расположена несколько выше (рис. 1.34).

Графики зависимости молекулярных масс фракций от текущего пластового давления также аналогичны тем, что получены на "сухих" пористых средах.

Результаты экспериментов 4 и 3б (см. табл. 1.18), выполненных на тех же моделях пласта, но при более высоком содержании связанной воды в их пористых средах (30 % объема пор), в данной работе не приведены, так как они в значительной мере аналогичны результатам исследований на "сухих" моделях.

Повышенное содержание связанной воды лишь еще больше сглаживает различия между пористыми средами с большей и меньшей проницаемостями.

Таким образом, анализируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы.

Процесс глубокого истощения газоконденсатной системы типа вуктыльской до давления порядка 1 МПа, моделируемый как в сосуде PVT-соотношений, так и в пористых средах с различной проницаемостью и водонасыщенностью, начиная с давления максимальной конденсации (т. е. при $p \approx 5 - 7$ МПа), характеризуется наличием области нормального испарения для компонентов от C_5 до $C_8 - C_9$.

Компоненты жидкой фазы пластовой смеси в процесс нормального испарения вовлекаются тем активнее, чем ниже их молекулярная масса.

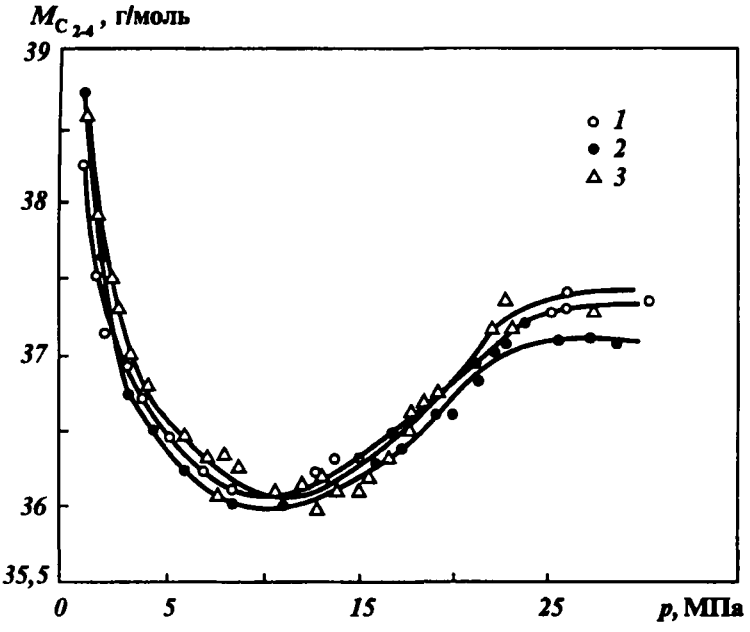


Рис. 1.32. Зависимость молекулярной массы C_{2-4} от давления.
Условные обозначения см. рис. 1.29

При значениях молекулярной массы выше 100 г/моль выход компонентов мало изменяется в процессе снижения пластового давления от 5—7 до 1 МПа, а резкое снижение в продукции доли компонентов C_{10+} позволяет утверждать, что практического значения добыча этой высокомолекулярной части пластовой смеси в области давлений нормального испарения иметь не может, в отличие от легкой части пластовой смеси (фракции C_2-C_9).

Значения проницаемости, а также водонасыщенности вмещающей газоконденсатную смесь пористой среды в исследованной области практически не влияет на особенности процессов дифференциальной конденсации и нормального испарения газового конденсата.

Таким образом, при той газоконденсатной характеристике, какую имеет вуктыльская пластовая углеводородная смесь, динамика фазовых проницаемостей в пористой среде с типичными коллекторскими свойствами не столь драматична, как при разработке месторождения Нокс-Бромайд. Из средних по проницаемости и пористости объемов порового пространства вуктыльского пласта-коллектора на завершающей стадии разработки будут извлекаться углеводороды, в том числе за счет процесса нормального испарения. Естественно, в худших по сравнению со средними зонах коллектора возможны явления, из-за которых часть запасов углеводородов будет блокирована и составит неизвлекаемые пластовые потери. На снижение потерь, в том числе и этих, направлено предложенное ВНИИГАЗом и реализуемое на Вуктыле в районе УКПГ-8 и УКПГ-1 воздействие на пласт сухим неравновесным газом (см. разд. 2.4 и 5.3).

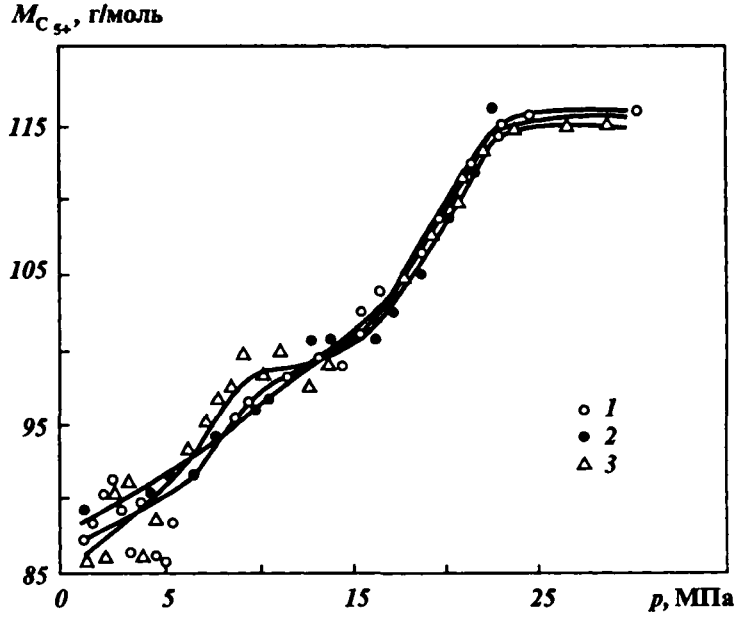


Рис. 1.33. Зависимость молекулярной массы C_{5+} от давления.
Условные обозначения см. рис. 1.29

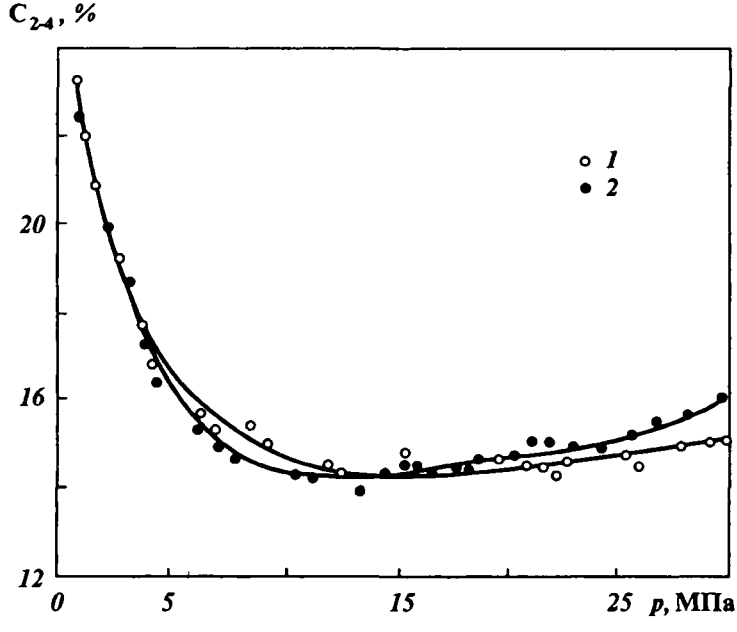


Рис. 1.34. Зависимость содержания фракции C_{2-4} от давления в пористой среде, содержащей 10 % от объема пор связанной воды.
Проницаемость: *1* — $64 \cdot 10^{-15}$ м^2; *2* — $9{,}1 \cdot 10^{-15}$ м^2

Сайклинг-процесс

Увеличение коэффициента конденсатоотдачи, а нередко и газоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений может быть достигнуто путем возврата в пласт в течение определенного периода времени добытого газа, из которого предварительно извлечены компоненты C_{2+} или C_{3+}. Такой режим разработки, обеспечивающий отбор пластового газа с начальным высоким или слабо уменьшающимся содержанием конденсата (благодаря поддержанию давления) получил название сайклинг-процесса. Впервые применять его начали в конце 30-х годов, в годы второй мировой войны, когда резко возросла потребность в жидких углеводородах как сырье для производства моторных топлив, а потребность в углеводородном газе, напротив, несколько уменьшилась. В 1944 г. в США функционировали 37 установок для осуществления сайклинг-процесса при общем количестве разрабатываемых газоконденсатных месторождений 224. Обратная закачка «отбензиненного» газа применялась в тот период времени не только в США, но и в Канаде и ряде других газодобывающих стран, причем даже на таких газоконденсатных месторождениях, начальное содержание конденсата в газе которых составляло всего 150—180 г/м^3. По окончании войны вследствие заметного изменения структуры потребления углеводородов и соответствующей динамики цен на жидкие и газообразные углеводороды объемы обратно нагнетаемого в пласт газа резко снизились. Удовлетворительные технико-экономические показатели при реализации сайклинг-процесса стали получать только на ГКМ с начальным содержанием конденсата в газе не ниже 250—300 г/м^3. Основной упор делался на реализацию вариантов частичного сайклинг-процесса, когда объем возвращаемого в пласт газа меньше объема газа, отбираемого из пласта. Одновременно значительно возросла доля нагнетаемых в пласт неуглеводородных газов. В целом, однако, количество объектов, на которых применялся сайклинг-процесс, очень сильно уменьшилось. Тем не менее часть газоконденсатных месторождений США, Канады, некоторых других стран разрабатывались и продолжают разрабатываться в режиме обратного нагнетания газа. Накопленный опыт применения сайклинг-процесса в различных условиях и на месторождениях с разными геолого-промысловыми характеристиками потребовал более глубокого обоснования каждого проекта разработки, предусматривавшего возврат в пласт газа. Стала очевидной необходимость тщательного изучения характера неоднородности пласта — потенциального объекта нагнетания сухого газа. С другой стороны, исследования ВНИИГАЗа доказали, что, во-первых, частичный сайклинг-процесс при низких пластовых давлениях может по своим показателям не уступать процессу при высоких, близких к начальному, давлениях, а во-вторых, можно повысить эффективность процесса, если учитывать состав пластовой смеси. Речь идет о целесообразности использования влияния промежуточных углеводородов (этан-пропан-бутановой фракции) на испаряемость ретроградного конденсата в газовую фазу в послепрорывный период. При этом было показано, что испарение ретроградного конденсата — весьма длительный процесс, и в течение многих лет после прорыва закачанного газа возможно получать из скважин продукцию с высоким промышленным содержанием конденсата.

В связи с тем, что в рыночных условиях при колебаниях спроса на газ и жидкие углеводороды повышается вероятность реализации на россий-

ских газоконденсатных месторождениях сайклинг-процесса, мировой опыт его применения представляет большой интерес [10, 26, 44].

Ниже анализируются результаты осуществления сайклинг-процесса за рубежом, а также результаты единственного, практически реализованного в странах СНГ сайклинг-процесса на Новотроицком ГКМ (Украина).

Опыт проектирования разработки крупнейшего газоконденсатного месторождения Канады Кэйбоб чрезвычайно интересен в смысле комплексного решения проблемы использования полезных ископаемых с учетом требований по охране недр и окружающей среды.

Газоконденсатное месторождение Кэйбоб, открытое в сентябре 1961 г., расположено в провинции Альберта, в 300 км к северо-западу от г. Эдмонтона. Продуктивные отложения, сложенные в основном пористыми доломитами, приурочены к рифогенному массиву верхнего отдела свиты Свон Хиллс, образующему вытянутую с северо-запада на юго-восток структуру длиной около 60 км и шириной 3,5–9 км. Эти отложения осложнены межрифовым каналом значительных размеров, положение которого четко не зафиксировано. Створ канала заполнен плотными известняками. По всей площади месторождения, пласты которого регионально погружаются в юго-западном направлении с наклоном 1,05 м/км, продуктивные отложения подстилаются темными битуминозными карбонатами нижнего отдела свиты Свон Хиллс средней мощностью 33 м. Наряду с плотными известняками здесь представлены и пористые доломиты. Мощность продуктивного горизонта изменяется в пределах от 0 до 109 м. Покрышкой залежи служат плотные битуминозные известняки свиты Беверхилл Лейк. Таким образом, ловушка газа и конденсата на месторождении Кэйбоб образовалась в результате литологического выклинивания и литологического экранирования в подошве и кровле.

Начальное пластовое давление в газоконденсатной залежи, приведенное к абсолютной отметке средневесовой плоскости массива 2307 м, составляет 32,4 МПа. Пластовая температура (T = 114 °С), как и давление, аномально высокая для глубин залегания около 2300–2350 м. Запасы пластового газа площади В составляли 93,5 млрд. м^3, в том числе запасы товарного сухого газа – 63,3 млрд. м^3, конденсата (C_{5+}) – 40,6 млн. м^3, сжиженных газов (C_3-C_4) – 20,5 млн. м^3, серы – 21,1 млн.т. В целом по месторождению запасы пластового газа были равны 110,6 млрд. м^3, конденсата – 48 млн. м^3.

Газоконденсатная залежь Кэйбоб массивная. На западе она ограничена пересечением кровли рифа с ГВК, а на востоке – выклиниванием свиты Свон Хиллс, замещающейся плотными известняками. По данным исследования скважин, после вскрытия водонасыщенных отложений выявилось постепенное снижение пористости и проницаемости в направлении с северо-востока на юго-запад. Это снижение обусловлено как увеличением доли плотных рифогенных известняков, так и уменьшением пористости доломитовых интервалов. Средние значения пористости и проницаемости водоносной зоны составляют 6 % и $25\cdot10^{-15}$ м^2. По данным замеров давления в скважинах, расположенных за пределами ГВК, установили взаимодействие водоносных зон пласта Д-3 месторождения Пайн-Крик и Беверхилл Лейк месторождения Кэйбоб. Отбор 6,72 млрд.м^3 газа из залежи Д-3 (Пайн-Крик) обусловил снижение давления на 0,34 МПа.

Расчеты показали, что в Пайн-Крик вторглось 16,54 млн. м^3 воды, в том числе 10,32 млн. м^3 – из зоны, подстилающей залежь Д-3. Остальная

вода поступила из сопредельных водоносных областей, главным образом рифовой зоны Беверхилл Лейк. Это подтверждается снижением давления в залежи (площадь В) на 4,1 МПа.

Продуктивность и приемистость рассчитывались на основании данных по исследованию скважин с использованием известной степенной зависимости дебита от разности квадратов пластового и забойного давлений. Результаты обработки данных исследования применялись для построения карты равной производительности скважин, с помощью которой определяли параметр C в уравнении притока для неисследованных скважин. Максимально допустимая депрессия устанавливалась, исходя из необходимости предотвращения образования конуса воды, на уровне 0,012 МПа/м в продуктивной мощности ниже нижних перфорационных отверстий. Допускалось превышение этого значения вплоть до 0,023 МПа/м.

Газоконденсатная система месторождения Кэйбоб была недонасыщена высококипящими углеводородами — давление начала конденсации находилось на уровне 23,4 МПа. Компонентный состав пластовой смеси приведен в табл. 1.19.

Хотя в интервале снижения давления 32,4—23,4 МПа жидкая фаза в пласте не образуется, дальнейший отбор газоконденсатной смеси сопровождается интенсивным выпадением конденсата вплоть до давления максимальной конденсации $p_{м\,к}$ = 8,1—8,4 МПа. Максимальная доля углеводородонасыщенного порового объема, занятая выделившимся стабильным конденсатом, составляет 5,0 %. В соответствии с изотермой текущего конденсатосодержания коэффициент извлечения стабильного конденсата при разработке на режиме истощения ($p_{ист}$ = 4,1 МПа) без учета продвижения подошвенной воды составляет 63—65 %. Такая сравнительно высокая конденсатоотдача обусловлена сильным недонасыщением пластовой смеси, в результате которого около 17 % от запасов конденсата отбирается до начала выпадения его в пласте. Высокая концентрация в пластовой смеси сероводорода, пропан-бутанов и конденсата определяет сравнительно низкое соотношение между объемами остаточного (сухого) и жирного газов — молярная доля остаточного газа в смеси даже при $p_{м\,к}$ не превосходит 0,712.

Таблица 1.19

Компонентный состав пластовой смеси

Компонент	Содержание компонента	
	% (молярная доля)	$см^3/м^3$ газа
Азот	1,12	—
Углекислый газ	3,42	—
Сероводород	16,70	—
Метан	58,56	—
Этан	7,56	—
Пропан	3,12	114,0
н-Бутан	1,66	71,4
Изобутан	0,78	33,5
н-Пентан	0,78	38,0
Изопентан	0,67	33,0
Гексан	1,21	67,1
Гептан + высшие	4,42	295
Всего	100,00	562

Физико-химические свойства пластовой смеси

Плотность газа, кг/м^3	1,03
Псевдокритическая температура, К	491
Псевдокритическое давление, МПа	5,32
Вязкость газа при давлении 32,2 МПа, мПа·с	0,036
Содержание сжиженных газов, см^3/м^3	219
Содержание конденсата (C_{5+}), см^3/м^3	434
Содержание серы, г/м^3	225

Для изучения процессов вытеснения газа водой, жирного газа сухим, а также некоторых сопутствующих им явлений пользовались различными математическими моделями. Основные расчеты технологических показателей разработки были выполнены применительно к трехмерной трехфазной модели. Математическая модель описывает нестационарное течение двух- или трехфазной системы с учетом вязкости, капиллярных и гравитационных сил. Все агенты считаются сжимаемыми, а их свойства (объемный фактор, вязкость) полагаются однозначными функциями давлений. Фазовые проницаемости задаются в виде функций. При решении данной задачи использовалась концепция «вертикального равновесия», позволяющая свести трехмерную фильтрацию к двухмерной. Согласно этой концепции, потенциалы фаз $\Phi_{жг}$, $\Phi_{сг}$ и $\Phi_{в}$ — постоянны по мощности пласта. Это означает, что давление по вертикали (мощности) изменяется по законам гидростатики, т. е. пластовая система находится в состоянии капиллярно-гравитационного равновесия. Строго говоря, данная концепция равнозначна допущению о бесконечно большой проницаемости — по вертикали. На практике же достаточным основанием для использования «вертикального равновесия» является высокая проницаемость по вертикали, существенное проявление гравитационных эффектов, низкие вязкости агентов и т. п. Все эти условия характерны для месторождения Кэйбоб, в связи с чем концепцию «вертикального равновесия» применили для расчетов продвижения подошвенной воды в залежь, а также перемещения границы газ — газ при процессе рециркуляции газа. В результате решения соответствующей системы уравнений получается распределение насыщенностей (площадное) в каждой ячейке моделируемой области фильтрации. Допущение вертикального равновесия позволяет установить распределение насыщенности и по мощности залежи (высоте ячейки). Таким образом, метод вертикального равновесия позволяет существенно облегчить (не в ущерб точности результатов) решение задачи.

На основании приведенной методики произвели расчеты продвижения воды в газонасыщенную часть залежи, а также текущего объемного коэффициента охвата. Кроме того, с помощью метода материального баланса рассчитали показатели добычи газа и конденсата для различных способов разработки месторождения. В указанных расчетах были сделаны следующие допущения.

1. Для различных вариантов процесса обратной закачки сухого газа начальная мощность промысла по газу устанавливалась на уровне 133 % от номинальной пропускной способности газоперерабатывающего завода без дополнительного бурения эксплуатационных скважин.

2. Для вариантов разработки на режиме истощения, а также истощения с компенсацией пиковых нагрузок за счет резервных мощностей ГПЗ и закачкой избыточных объемов газа в пласт в периоды пониженного потребления предусматривалась мощность промысла по газу, обеспечиваю-

щая удовлетворение пиковых потребностей с бурением при необходимости дополнительных скважин.

3. Расход газа на топливо и собственные нужды промысла принимался на уровне 5 % от суммарного объема остаточного газа.

4. Среднее пластовое давление однозначно определяет состав продукции скважины. Испарение выпавшего конденсата не принимается в расчет при определении добычи конденсата.

5. Вторжение воды так же влияет на состояние пластовой газоконденсатной системы, как и закачка газа; поэтому под коэффициентом охвата понимается отношение объема порового пространства, занятого закачиваемым газом и вторгшейся водой, к суммарному поровому объему, занятому углеводородами.

6. Учет влияния темпа вторжения воды обеспечивается проведением расчетов для различных факторов обводнения. Фактору обводнения (ФО-0) соответствует газовый режим, т. е. продвижение воды отсутствует. При ФО-1 вода продвигается с темпом, рассчитанным по упомянутой методике на основании приведенных исходных данных. При ФО-2 темп вторжения воды в 2 раза превышает предыдущий.

7. Закачка газа прекращается по достижении коэффициента охвата, равного 55 %, для всех вариантов.

8. В период доразработки на истощение соотношение отборов сухого и жирного газов поддерживается таким же, каким оно является в момент прекращения рециркуляции.

9. Давление при режиме истощения залежи, исходя из минимально допустимого давления на устье 2,1 МПа, составляет 4,1 МПа для всех вариантов.

10. Суточный темп отбора газа в период доразработки определялся из условий контракта на продажу в объеме 1/8400 от извлекаемых запасов газа.

Результаты тщательного математического моделирования процесса разработки площади В месторождения Кэйбоб свидетельствуют о безусловной перспективности способа разработки при частичной закачке газа даже в условиях, когда разработка на режиме истощения характеризуется сравнительно высокой конденсатоотдачей,

При разработке газоконденсатного месторождения Нокс-Бромайд, залегающего на большой глубине (4600 м), с поддержанием давления путем рециркуляции газа повышалась не только конденсатоотдача, но и газоотдача. Именно поэтому оправданы чрезвычайно высокие капиталовложения для поддержания давления на месторождении (стоимость одной скважины Нокс-Бромайд достигала 1 млн. долл.).

Месторождение расположено в штате Оклахома (США). Открытое в 1956 г., оно разрабатывалось на режиме истощения с 1960 до 1962 г. За этот период было добыто 538 млн. м^3 газа и 480 тыс.м^3 конденсата. Продуктивные горизонты месторождения II и III представлены весьма плотными песчаниками с низкими коллекторскими свойствами (пористость 4,5 – 6,8 %, проницаемость 45,10^{-15} м^2, водонасыщенность 11 %). Структура представляет собой вытянутую с северо-запада на юго-восток антиклиналь размерами 16×2 км. Запасы газа в двух горизонтах составляли 8,1 млрд.м^3, запасы – конденсата (точнее, широкой фракции C_{3+}) – около 6 млн. м^3. Содержание фракции C_{3+} в газе горизонта II – 1030 см^3/м^3, в газе горизонта III – 510 см^3/м^3.

Начальное пластовое давление (расчетное) было равно 65,7 МПа, пластовая температура 114 °С. Давление начала конденсации $p_{нк}$ пластового газа горизонта II равно 45,1 МПа, горизонта III Р 38,9 МПа. Отметим, что, наряду со значительным превышением пластового давления над гидростатическим (в 1,3—1,4 раза), пластовой газоконденсатной системе было свойственно исключительно большое недонасыщение конденсатом: $p_{нк}$ отличается от $p_{пл}$ для горизонта II на 20,6 МПа, а для горизонта III на 26,8 МПа.

Лабораторные и промысловые исследования показали, что специфические особенности строения песчаника свиты бромайд обусловливают резкое снижение его фазовой проницаемости для газа по мере выпадения конденсата в пласте. При изучении шлифов кернов было обнаружено наличие на зернах песчаника конденсатной пленки, резко снижающей проницаемость породы. Полученная исследователями кривая фазовой проницаемости по газу свидетельствовала о том, что фильтрация газа практически прекращается по достижении насыщенности жидкой фазой 50 %. Именно в результате этого ожидался исключительно низкий коэффициент газоотдачи при разработке на режиме истощения (11 %). Иными словами, выпадающий в призабойной зоне конденсат "запирает" газ в залежи. По данным расчетов, разработка на режиме истощения позволяла добыть всего около 900 млн. м^3 газа и 850 тыс. м^3 конденсата: тем самым рентабельная разработка месторождения прекратилась бы уже в 1965 г. В то же время разработка при поддержании давления обеспечивала извлечение 5 млрд. м^3 газа и 5,25 млн. м^3 конденсата. Давление в пласте (в призабойной зоне) следовало поддерживать более высоким, чем $p_{нк}$. По-видимому, в данном случае оптимальным условием является $p_{заб} > p_{нк}$ (выпадающий в призабойной зоне конденсат, несмотря на высокую насыщенность, остается малоподвижным или вообще неподвижным в связи с крайне низкими фильтрационными характеристиками среды).

Согласно проекту разработки с рециркуляцией газа, из десяти имеющихся эксплуатационных скважин три предполагалось перевести под нагнетание. Объем закачки намечался на уровне 450—600 тыс. м^3/сут, темп отбора — 400—500 тыс. м^3/сут. Около 20 % закачиваемого газа приобретается со стороны; этот газ компенсирует уменьшение объема добываемого его количества за счет выделения конденсата, расхода на топливо, а также изменения сжимаемости газа по мере выделения конденсата.

При довольно низкой продуктивности скважин на месторождении Нокс-Бромайд предполагалось широко использовать мероприятия по интенсификации притока и, в первую очередь, гидроразрыв пласта. Успешное проведение в 1960 г. на скважинах Нокс-Бромайда гидроразрыва впервые в мире было осуществлено на глубине 4600—4800 м. Применение процесса рециркуляции на этом месторождении, несмотря на огромные трудности технического, технологического и экономического характера, лишний раз подтверждает большие возможности этого способа разработки.

В качестве интересного примера разработки газоконденсатного месторождения с применением обратной закачки газа можно привести месторождение Ла Глория, на котором поддерживалось давление в течение 8 лет. В то время это был один из самых больших проектов по закачке газа с целью получения конденсата в штате Техас.

Залежь приурочена к структуре овальной формы. Продуктивная площадь составляет 1070 га. Этаж газоносности около 100 м.

В процессе разведки залежи и эксплуатационного бурения было пробурено около 40 скважин.

Глубина залегания продуктивного горизонта в центре структуры 1955 м. Средняя мощность песчаника в этой зоне 10 м. Средняя пористость его 22,2 %, проницаемость $0{,}52 \cdot 10^{-12}$ м^2. Начальное пластовое давение 23,9 МПа, температура 95 °С. Содержание связанной воды оценивалось в 20 %.

Запасы газа в залежи равнялись 3,95 млрд. м^3 (при нормальных условиях). Запасы конденсата (пропан+) составляли 1,07 млн. м^3. Из этого количества пентаны + составляли 0,639 млн. м^3, изо- и нормальные бутаны 0,178 млн. м^3 и пропан 0,252 млн. м^3.

Закачка газа на месторождении Ла Глория началась в мае 1941 г. К этому времени на месторождении было шесть продуктивных и две нагнетательные скважины. В последующие годы число эксплуатационных скважин увеличилось до восьми, а нагнетательных до четырех. В течение первых 4 лет из пласта в среднем отбиралось 1415 тыс. м^3/сут газа. В дальнейшем ввиду того, что нагнетаемый сухой газ стал прорываться в эксплуатационные скважины, отбор из пласта уменьшили до 595 тыс. м^3/сут.

За все время нагнетания в пласт было возвращено 97 % добытого сухого газа. Для обслуживания установки газ получали со стороны.

Благодаря малым темпам отбора и возврату практически всего добытого сухого газа пластовое давление снизилось очень незначительно. Поэтому было предотвращено выпадение конденсата в пласте и его потери. Это подтверждается тем, что в продукции скважины, пробуренной в заключительной стадии процесса в зоне, не охваченной нагнетанием сухого газа, содержание конденсата не отличалось от начального.

В процессе закачки газа с целью контроля за его перемещением по пласту из каждой скважины раз в три месяца отбирались пробы газа для определения содержания конденсата.

Исследования показали, что в зоне, охваченной закачкой газа, коэффициент вытеснения достигал 80 %. Коэффициент охвата при выбранном расположении нагнетательных и эксплуатационных скважин по расчетам составлял 85 %.

Следовательно, в результате проведения процесса из пласта было добыто 68 % первоначально содержащегося конденсата. При последующей эксплуатации пласта на истощение было добыто еще 20,8 % конденсата. Всего из пласта было отобрано 88,8 % первоначально содержащегося конденсата (C_{5+}).

Нагнетание сухого газа прекратили в середине 1949 г., когда содержание конденсата в продукции резко уменьшилось.

При разработке отечественных газоконденсатных месторождений неоднократно предпринимались попытки реализовать сайклинг-процесс, однако, как правило, дело ограничивалось физическим или математическим моделированием, а также проведением технико-экономических расчетов.

Одним из возможных объектов применения сайклинг-процесса было крупнейшее в европейской части России Вуктыльское газоконденсатное месторождение. Во ВНИИГАЗе были выполнены расчеты по извлечению конденсата из Вуктыльского месторождения при закачке сухого газа на различных уровнях пластового давления.

Обший коэффициент извлечения конденсата для Вуктыльского месторождения за счет его растворения в сухом газе согласно расчетам не превышал 70—75 %, т.е. по сравнению с разработкой на истощение коэффи-

циент извлечения конденсата мог быть увеличен на 30—35 %. Объясняется это значительным утяжелением фракционного состава конденсата, выпавшего в пласте, в процессе закачки сухого газа. Автор расчета Г.С. Степанова полагала, что достичь такого увеличения коэффициента извлечения выгоднее при "меньшем" объеме закачиваемого газа, т.е. при более высоком давлении. В этом случае и фракционный состав добываемого конденсата будет тяжелее и, следовательно, коэффициент извлечения его из газа на промысловых установках будет выше. Если закачка газа осуществляется при давлении 5—6 МПа, то в газовую фазу переходят фракции конденсата, выкипающие до 150—180°С (т.е. бензиновые фракции), в количестве около 60 г/м. Низкие давления на устье эксплуатационных скважин приводят к необходимости компримирования газа и его последующего охлаждения. Для выделения конденсата в этом случае необходимо осуществлять сепарацию при достаточно низких температурах — в пределах минус 40 — минус 50 °С или применять процесс адсорбции. Если же газ закачивать при пластовых давлениях выше 20 МПа, то для создания низких температур в сепараторе можно использовать турбодетандеры.

Одним из авторов работы [52] была обоснована схема использования турбодетандера при относительно низких пластовых давлениях (около 10 МПа). При этом трубодетандер устанавливался перед дожимной компрессорной станцией. В условиях Вуктыльского месторождения такая схема позволила определенное время вести подготовку газа и конденсата к транспорту более эффективно.

Основной недостаток, мешающий внедрению турбодетандеров для создания низких температур, — это изменяющийся перепад давления на турбодетандере при снижении давления в залежи. Если закачка газа будет осуществляться в течение длительного времени, турбодетандеры экономически окажутся значительно выгодней, чем холодильные установки. Для максимального извлечения конденсата из добываемого газа следует применять процессы низкотемпературной масляной адсорбции или короткоцикловой адсорбции. Тогда потери конденсата будут минимальными и эффект от закачки сухого газа в пласт будет наибольшим.

Как известно, сайклинг-процесс на Вуктыльском месторождении не был осуществлен и с 1968 г. оно разрабатывалось на режиме истощения. Основными причинами для отказа от возврата газа в пласт стали опасения низкого охвата пласта (не более 20 %) нагнетаемым агентом в условиях резко неоднородного трещиноватого коллектора; решение остановиться на способе разработки более экономичном с точки зрения материальных и финансовых затрат; отсутствие в стране налаженного производства высоконапорного компрессорного и трубопроводного оборудования; психологическая неподготовленность специалистов вести разработку на ином, нежели истощение, режиме отбора запасов.

Открытие уникальных по запасам газоконденсатных месторождений с высоким содержанием в газе ценных высокомолекулярных углеводородных компонентов (табл. 1.20) побудило газовиков России, а также Казахстана вновь обратиться к проблеме разработки ГКМ с поддержанием пластового давления. Были выполнены технико-экономические оценки и подготовлены проектные решения, согласно которым реализация сайклинг-процесса на Уренгойском, Карачаганакском и других ГКМ обеспечивала увеличение конденсатоотдачи продуктивных пластов не менее чем на 10 %. Практически, однако, до настоящего времени нет уверенности в том, что

Таблица 1.20

Характеристика крупнейших ГКМ

Месторождение	Глубина залегания продуктивных отложений, м	Начальные параметры				Конденсатоотдача на режиме истощения (ожидаемые средние величины)
		Давление, МПа (среднее)	Температура, °С (средняя)	КГФ, г/м^3 (максимальный на пластовый газ)	Запасы газа, млрд. м^3	
Астраханское (Россия)	3870 – 4100	61,2	106	224	$2 \cdot 10^3$ (верхнебашкирские отложения)	64
Карачаганакское (Казахстан)	3730 – 4950	57	80	780	884	23
Уренгойское, валанжин, III и IV объекты (Россия)	2790 – 3036	30,1	86	250	$1{,}95 \cdot 10^3$	52
Ямбургское (Россия)	2525 – 2918	31,6	65	275	$1{,}44 \cdot 10^3$	68

предусмотренное проектами разработки этих объектов нагнетание сухого газа будет осуществлено. Кроме тех причин, что воспрепятствовали внедрению сайклинг-процесса на Вуктыльском месторождении, в последние годы стала играть важную роль еще одна — экспортные обязательства по поставкам крупных объемов природного газа в европейские страны при одновременном снижении финансируемых потребностей в газе.

И все же в странах СНГ несколько лет назад удалось довести до практического осуществления один проект разработки ГКМ на режиме сайклинг-процесса, хотя и с задержкой во времени и при давлении в пласте, меньшем проектного, — на Новотроицком месторождении на Украине. Проект был подготовлен специалистами ВНИИГАЗа и УкрНИИгаза под руководством С.Н. Бузинова, И.Н. Токоя, Е.И. Степанюка.

Новотроицкое газоконденсатное месторождение открыто в 1966 г., когда был получен приток газа с конденсатом из скв. № 4, и введено в разработку на истощение в 1974 г.

Газоконденсатная залежь приурочена к отложениям нижнего карбона горизонта В-23 визейского яруса, залегает в интервале глубин 3280 – 3390 м. Начальные запасы газа утверждены в объеме 11 620 млн. м^3, конденсата 5200 тыс. т (извлекаемые 2590 тыс. т). Начальное содержание конденсата в отсепарированном газе 454,5 г/м^3, начальное пластовое давление составляло 35,6 МПа. Средняя эффективная мощность продуктивного пласта 16 м, средняя проницаемость $1{,}02 \cdot 10^{-12}$ м^2.

К моменту подсчета запасов газа (1973) считалось, что Новотроицкое поднятие достаточно детально изучено; оно представлялось асимметричной брахиантиклинальной складкой, разделенной единственным тектоническим нарушением, подсеченным скв. 4, на два блока (северо-западный и юго-восточный). Эти представления о геологическом строении были приняты за основу при составлении проекта разработки 1976 г.

Бурение эксплуатационных скважин внесло существенное изменение в представление о геологическом строении залежи. В 1984 г. при анализе раз-

работки месторождения был пересмотрен весь имеющийся геологический материал и выполнены новые структурные построения. Для более уверенной корреляции разрезов скважин, помимо стратиграфических границ внутри стратиграфических комплексов, были выбраны хорошо выдержанные по площади реперные пласты, что позволило более детально проследить характер изменения мощностей в разрезах скважин и точнее определить глубины подсечения ими тектонических нарушений.

На основании новых для того времени представлений о строении Новотроицкого месторождения юго-восточная часть залежи характеризовалась относительно простым строением. Северо-западная часть складки отличалась вместе с тем очень сложным блоковым строением, которое, несмотря на большое число пробуренных скважин, оставалось не до конца выясненным. Блоковое строение в этой части месторождения затрудняло размещение системы нагнетательных и эксплуатационных скважин.

Таким образом, геологическое строение Новотроицкой залежи оказалось значительно сложнее, чем предполагалось по результатам разведочных работ (когда было пробурено 16 скважин). По данным бурения эксплуатационных и нагнетательных скважин был выявлен ряд нарушений, блоков и локальных поднятий в пределах площади газоносности.

За период разработки месторождения на истощение (1974—1979 гг.) из месторождения было добыто 2144 млн. м^3 газа и 658,2 тыс. т конденсата, при этом пластовое давление снизилось на 7,5 МПа. Отбор газа был на 320 млн. м^3 выше проектного. Содержание конденсата в пластовом газе уменьшилось до 317 г/м^3 а потери его в пласте составили около 1500 тыс. т.

В связи с отставанием обустройства в период 1979—1981 гг. месторождение находилось в консервации. За это время вследствие проявления водонапорного режима пластовое давление в залежи увеличилось с 27,4 до 28,1 МПа. Подъем ГВК составил около 7 м.

Закачка сухого газа в пласт была начата в июне 1981 г. Добыча сырого газа осуществлялась из четырех скважин, а закачка — в две нагнетательные скважины № 30 и 36. Приемистость нагнетательных скважин в начале закачки соответствовала проектной. Однако впоследствии было отмечено существенное ее снижение, обусловленное загрязнением призабойных зон скважин компрессорным маслом. Поэтому начали проводить периодическую продувку нагнетательных скважин в газопровод. При этом приемистость скважины улучшалась, но полного восстановления не происходило.

На основе новых представлений о геологическом строении месторождения были пересмотрены первоначальные проектные решения по числу нагнетательных и эксплуатационных скважин, объемам добычи и закачки газа. Объем закачки газа был установлен в количестве 230 млн. м^3.

В 1984 г. был проведен детальный анализ обводнения залежи. С помощью математического моделирования воспроизведена 9,5-летняя история разработки месторождения, определены эффективные параметры водоносного пласта. Сопоставляя геологические построения с данными материального баланса, оценили среднюю остаточную газонасыщенность обводненного порового объема — 0,54, причем 7 % порового пространства занято выпавшим конденсатом. Столь высокое значение средней остаточной газонасыщенности свидетельствовало о том, что за фронтом обводнения газ

оставался не только в защемленном состоянии. Подъем ГВК составил около 30 м.

Динамика добычи газа и конденсата приведена в табл. 1.21. На 01.09.87 из месторождения было извлечено 3948 млн. м^3 газа и 1169 тыс.т конденсата. Суммарная добыча конденсата за период сайклинг-процесса составила 510,8 тыс. т, закачка сухого газа в пласт — 1443 млн.м^3.

Сравнение двух технологий — сайклинг-процесса и истощения — было проведено по добыче конденсата при условии одинаковой накопленной добычи. В табл. 1.21 приведены данные по дополнительной добыче конденсата при сайклинг-процессе по отношению к разработке залежи на истощение. Вариант истощения был рассчитан с найденными по истории разработки эффективными параметрами водоносного пласта.

Фактическое состояние фонда скважин на 01.09.87 было следующим:

эксплуатационные:

действующие № 10, 13, 16, 34, 37;

в ожидании ремонта № 4, 17,

нагнетательные:

действующие № 30, 31, 33, 35, 38, 39;

в ожидании ремонта № 40,

наблюдательные:

№ 6, 9, 12, 36, 42.

Скв. 10, 16 работали с высоким содержанием конденсата (375÷425 г/м^3). Это было обусловлено образованием "конденсатного вала" вблизи забоев этих скважин в результате продвижения контурных вод. Продукция скв. 34 в течение 1984—1985 гг. постепенно осушалась (до 166 г/м^3). Во второй половине 1986 г. к ее забою также подошел "конденсатный вал", в связи с чем удельный выход конденсата повысился до 250 г/м^3. Более всего оказалась осушена продукция скв. 13: доля сухого газа составляла 79 %.

Подготовка газа для закачки в пласт осуществлялась методом низкотемпературной сепарации с охлаждением газа пропановой холодильной установкой. Газоконденсатная смесь из эксплуатационных скважин поступала на УКПГ, где в сепараторах первой ступени при давлении 12,5 МПа и

Таблица 1.21

Динамика добычи газа и конденсата по Новотроицкому ГКМ

Годы	Добыча газа, тыс. м^3		Закачка газа в пласт, тыс. м^3		Добыча конденсата, т		Дополнительная добыча конденсата, тыс. т
	годовая	с начала эксплуатации	годовая	с начала эксплуатации	годовая	с начала эксплуатации	
1974	4 500	4 500					
1975	524 262	528 762			168 151	168 151	
1976	574 241	1 103 003			194 288	362 439	
1977	477 822	1 580 825			153 407	515 846	
1978	277 074	1 857 899			77 430	593 376	
1979	238 662	2 096 561			54 160	647 436	
1980	33 001	2 129 562			6 500	653 936	
1981	225 057	2 354 619	150 116	150 116	53 450	707 386	5,0
1982	210 030	2 564 649	147 735	297 851	53 060	760 446	8,0
1983	244 743	2 809 392	205 226	503 117	69 720	830 166	13,5
1984	314 422	3 123 714	257 845	760 962	105 257	935 423	38,5
1985	351 457	3 475 171	289 400	1 050 362	97 840	1 033 263	23,5
1986	283 180	3 758 351	237 340	1 287 702	73 740	1 107 003	28,1
						Итого:	116,6

температуре 298 К происходило отделение капельной жидкости от газа. После этого газ подавался в теплообменник, где охлаждался за счет холода, получаемого от пропановой холодильной установки и при давлении 10,5 – 11,0 МПа направлялся в низкотемпературный сепаратор второй ступени, где происходило разделение сконденсировавшейся жидкости и газа. Отсепарированный газ при температуре 263 – 258 К и давлении 10,5 – 11,0 МПа содержал 30 – 32 г/м^3 конденсата. С целью повышения извлечения конденсата технология низкотемпературной подготовки газа была дополнена абсорбцией в потоке. В качестве абсорбента был использован тяжелый конденсат I ступени сепарации. Это дало возможность дополнительно извлечь 10 – 17 г/м^3 конденсата из газа, закачиваемого в пласт.

Закачка газа в пласт осуществлялась тремя газомоторными компрессорами 10ГКНА 1/(100 – 12) – (200 – 275) производительностью 480 – 620 тыс. м^3/ сут. каждый, работающими параллельно. В процессе эксплуатации компрессорной станции был выявлен и устранен ряд факторов, снижающих работоспособность компрессоров: заменены втулки компрессорных цилиндров; изменена конструкция поршней и сальников штока; удвоена подача лубрикаторной смазки поршней, заменена запорная арматура обвязки компрессоров на импортную; установлены фторопластовые фильтры конструкции УкрНИИгаза на входе газа в компрессоры и на линиях нагнетания в скважины; изготовлено и установлено общестанционное загрузочное кольцо для обкатки компрессоров после ремонтов, предусмотрены дренаж для удаления жидкости из обвязки узла продувки всасывающего коллектора, а также буферных емкостей; произведен ремонт фундаментов и опор.

Экономическая оценка разработки Новотроицкого месторождения показывала высокую себестоимость добычи газа и конденсата. Однако опыт реализации проекта весьма ценен для газопромысловиков.

Анализ разработки Новотроицкого ГКМ позволил сделать следующие выводы.

1. Новотроицкое месторождение характеризуется сложным геологическим строением, выявленным в процессе осуществления сайклинг-процесса и существенно повлиявшим на первоначальные проектные решения. Для обеспечения разработки месторождения в режиме сайклинг-процесса необходимо было провести детальную разведку залежей как разведочными, так и опережающими эксплуатационными скважинами.

2. На месторождении сайклинг-процессу предшествовала разработка в режиме истощения. В условиях проявления водонапорного режима это привело к защемлению значительных количеств газа за фронтом вытеснения. Наиболее высокий технологический и экономический эффект мог быть получен при применении сайклинг-процесса без предварительного отбора газа.

3. При подготовке проекта необходимо предусматривать обвязку нагнетательных и эксплуатационных скважин по одной схеме – как на нагнетание, так и на отбор. Это позволит осуществлять оперативное регулирование разработки, очистку забоя скважин и т.д.

4. При проектировании установок подготовки газа для осуществления сайклинг-процесса в зависимости от конкретных условий и возможностей необходимо:

а) применять установки с низкотемпературной абсорбцией при давлении около 11,0 МПа;

б) использовать установки низкотемпературной сепарации при давлении максимальной конденсации 5,5–6,5 МПа с турбодетандером с последующим поджатием газа до давления 11,0 МПа компрессором, находящимся на одном валу с турбодетандером (наиболее экономичный вариант);

в) устанавливать перед компрессорной станцией фильтры для очистки газа от твердых примесей, а после компрессорной станции – маслоуловители для защиты нагнетательных скважин от масла, попадающего в газ при его компримировании.

5. Разработка Новотроицкого месторождения в режиме сайклинг-процесса при существовавших оптовых ценах предприятий на газ и конденсат являлась убыточной.

Для газоконденсатных месторождений, на которых планируется внедрение сайклинг-процесса, необходимо устанавливать льготные индивидуальные оптовые цены предприятий.

Автор настоящей работы полагает, что возможности сайклинг-процесса изучены и используются недостаточно. Это касается, например, области применения данной технологии при умеренных и низких пластовых давлениях, в частности, на завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений, а также особенностей ее применения на месторождениях с разными составами пластовых углеводородных смесей.

В связи с этим были предприняты широкомасштабные теоретические и экспериментальные исследования.

Был изучен механизм и эффективность углеводородоотдачи при закачке в газоконденсатную залежь сухого газа на различных стадиях истощения пласта.

С использованием метода, основанного на концепции давления схождения, и уравнения состояния Пенга–Робинсона проведено математическое моделирование природной газоконденсатной системы. В качестве примера были взяты термобарические условия и состав углеводородной смеси, характерные для одного из месторождений Днепрово-Донецкой впадины (Западного свода Березовского газоконденсатного месторождения). Углеводородная система имела следующий начальный состав: C_1 – 81,2 %; C_2 – 7,32 %; C_3 – 3,13 %; C_4 – 1,12 % и C_5 – 6,14 %, углеводороды C_{5+} моделировались тремя фракциями: $Ф_1$ – 18 % ($M_{мол}$ = 107); $Ф_2$ – 79 % ($M_{мол}$ = = 161) и $Ф_3$ = 3 % ($M_{мол}$ = 237). Начальные пластовые давление и температура равнялись соответственно 51 МПа и 113 °С.

Были получены данные по динамике конденсатогазового фактора (КГФ) и насыщенности порового пространства жидкой фазой. Давление начала конденсации практически равняется начальному пластовому давлению. Начальный КГФ составляет 420 г/м^3. При давлении максимальной конденсации 7,7 МПа КГФ = 45 г/м^3. Максимальное значение насыщенности порового пространства жидкой фазой достигает 12 %. Коэффициент извлечения углеводородов C_{5+} при истощении до 2 МПа при данных пластовых термобарических условиях не превышает 32 %.

Процесс закачки в пласт сухого газа был рассмотрен при следующих пластовых давлениях: 22; 16; 7,7; 6 и 3 МПа. При давлениях 22 и 16 МПа система находится на ветви ретроградной конденсации (рис. 1.35, *а*). Давление максимальной конденсации составляет 7,7 МПа, и при давлениях 6 и 3 МПа система расположена на ветви прямого испарения. Конденсатогазовый фактор пластового флюида при давлениях 16 и 3 МПа одинаков.

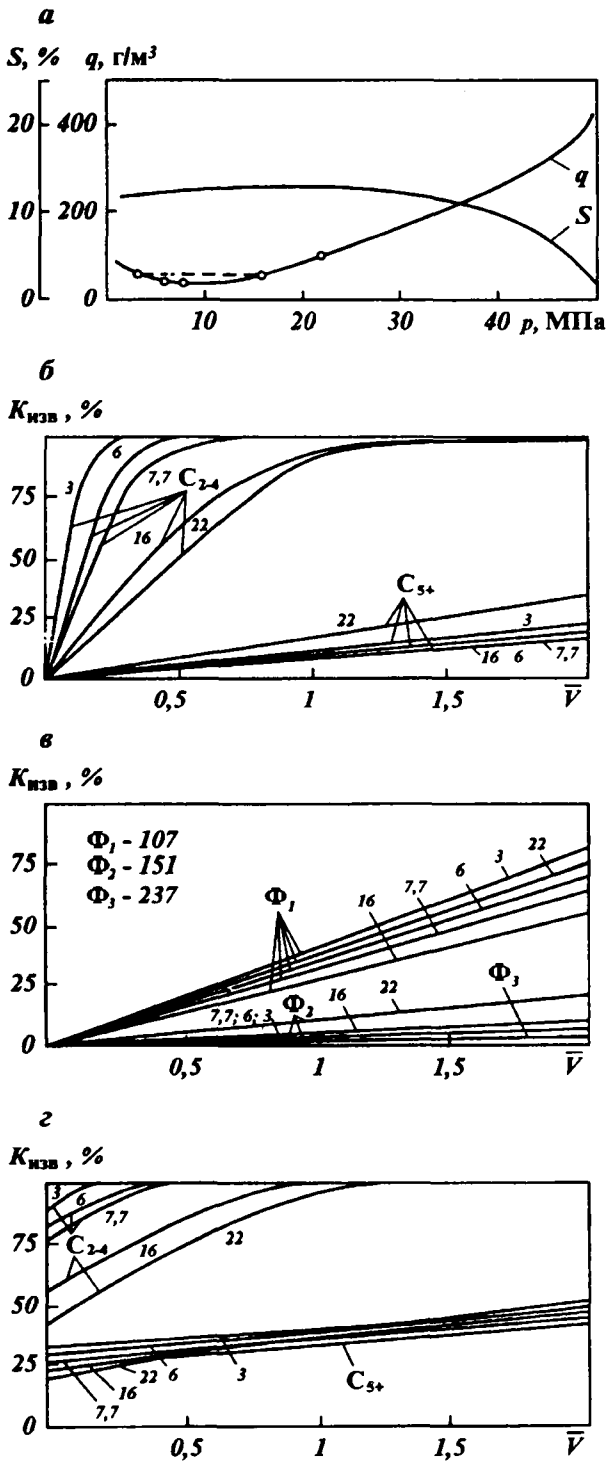


Рис. 1.35. Газоконденсатная характеристика q и график изменения насыщенности S системы жидкой фазой в процессе дифференциальной конденсации (*а*), динамика при различных давлениях воздействия: углеводородоотдачи пласта от текущих запасов (*б*), извлечения высококипящих фракций от текущих запасов (*в*), углеводородоотдачи пласта от начальных запасов (*г*)

Методика расчета процесса вытеснения сухим газом пластовой системы основана на решении дифференциальных уравнений многокомпонентной фильтрации безытерационным численным методом в допущении изотермичности процесса, локального термодинамического равновесия и справедливости обобщенного закона Дарси для фаз.

Расчеты были проведены для линейной модели пласта длиной 3 м, пористостью 25 % и проницаемостью $4{,}7 \cdot 10^{-15}$ м^2, заполненной при выбранных давлениях смесями, соответственно моделирующими пластовую смесь. Сухой газ моделировался метаном.

Метан в процессе фильтрации вытесняет равновесную пластовую газовую фазу и вызывает интенсивный массообмен между фазами, приводящий к существенному испарению ретроградного конденсата и снижению насыщенности порового пространства модели пласта углеводородной жидкостью. При этом насыщенность жидкой фазой всегда существенно ниже "критической", т.е. жидкая фаза неподвижна и весь массоперенос происходит в газовой фазе.

Прокачка двух поровых объемов метана при давлении 22 МПа позволяет извлечь практически 100 % C_2-C_4 и 32 % углеводородов C_{5+}. При этом фракция Φ_1 ($M_{мол}$ = 107) извлекается на 72 %, Φ_2 ($M_{мол}$ = 161) – на 19 %, а Φ_3 ($M_{мол}$ = 237) – на 9 %. При более низких пластовых давлениях прокачка двух поровых объемов модели пласта дает существенно более низкое извлечение углеводородов C_{5+}, а тяжелая фракция Φ_3 ($M_{мол}$ = 237) практически не вытесняется.

Для сравнения эффективности процесса при разных пластовых давлениях следует привести объемы закачиваемого газа к одной единице измерения. В качестве такой единицы выбрано необходимое количество метана для прокачки одного порового объема пласта при давлении 22 МПа.

Расчеты показывают (рис. 1.35, *б*), что для давления 3 и 6 МПа (ветвь прямого испарения) для полного извлечения углеводородов C_2-C_4 требуется существенно меньшее количество закачиваемого газа. Компоненты C_5-C_8 (рис. 1.35, *в*) извлекаются при давлениях ниже давления максимальной конденсации полнее, чем при давлениях до максимальной конденсации (в исследуемом диапазоне). И лишь наиболее тяжелые фракции ($M_{мол}$ = 161 и выше) эффективно переходят в газовую фазу при более высоких пластовых давлениях. Так, для добычи всех запасов углеводородов C_2-C_4 следует прокачать 0,3 относительной единицы измерения объема закачиваемого метана при давлении 3 МПа и около двух – при давлениях 16 и 22 МПа. Прокачка двух относительных единиц измерения метана позволяет извлечь 80 % фракции Φ_1 при давлениях воздействия 3 МПа, 65 % при 6 МПа, 60 % при 7,7 МПа, 57 % при 16 МПа и 72 % при 22 МПа. В целом, с учетом дополнительного извлечения при истощении до более низких давлений, при равном количестве закачиваемого сухого газа извлечение углеводородов C_{5+} в диапазоне давлений 3–7,7 МПа соизмеримо с извлечением при воздействии в диапазоне давлений 7,7–22 МПа (рис. 1.35, *г*).

Таким образом, исследования, с одной стороны, показали, что воздействие на газоконденсатный пласт неравновесным газообразным агентом (сухой газ) в областях прямого испарения не снижает удельную компонентоотдачу (на 1 м^3 закачиваемого газа) пласта по сравнению с воздействием при более высоких пластовых давлениях. С другой стороны, технико-экономические показатели такого процесса, особенно для месторождений с целевыми продуктами углеводородов C_2-C_8, могут оказаться существенно

выше за счет снижения объемов консервируемого газа, возможности бескомпрессорной закачки и более высокого коэффициента охвата.

Был выполнен также большой объем теоретических и экспериментальных исследований с целью научного обоснования таких методов повышения конденсатоотдачи при разработке ГКМ, которые базируются на учете особенностей группового и компонентного состава пластовой углеводородной смеси, что позволяет повысить степень извлечения высокомолекулярных углеводородов этой смеси.

Как известно, многообразие составов природных газов определяет — наряду с особенностями вмещающих горных пород и термобарических условий залежей — физическое состояние в пласте газовой смеси, наличие и относительное содержание жидкой, а иногда твердой фазы в смеси. Естественно, что от состава углеводородной смеси зависит и конденсатоотдача пласта при разработке его на режиме истощения.

Среди других составляющих особую роль в природных газовых смесях играют промежуточные углеводороды — этан, пропан, изо- и нормальный бутан. Суммарное их содержание в газовых смесях газовых залежей составляет в среднем до 5 %, газоконденсатных 5—30 %; в растворенных газах нефтяных месторождений содержится от 10—20 до 85—95 % промежуточных углеводородов [46, 16]. Количественное содержание в природных газах низкомолекулярных гомологов метана, в частности фракции C_2-C_4, определяется условиями образования газовой и жидкой углеводородной смеси из органического вещества осадочных нефтегазоматеринских пород, а также условиями миграции и накопления углеводородов в пористых пластах залежей. Значительное влияние на физико-химические свойства и фазовое состояние и поведение пластовых газов углеводородов фракции C_2-C_4 обусловлено тем, что эти компоненты достаточно легко переходят из газового состояния в жидкое и обратно при изменении в пласте термобарических условий (табл. 1.22). Соответственно вовлекаются в межфазный массообмен другие компоненты смеси, в первую очередь с относительно близкими к промежуточным углеводородам свойствами. По данным работ [31, 45] существует прямая связь между содержанием в пластовой газовой смеси фракции C_2-C_4 и выходом стабильного конденсата (C_{5+}) на первом этапе разработки некоторых ГКМ основных газодобывающих регионов стран СНГ.

Результаты статистического анализа данных разработки ГКМ России

Таблица 1.22

Некоторые физико-химические свойства низкомолекулярных алканов

Показатели	Алканы					
	метан	этан	пропан	изобутан	нормальный бутан	нормальный пентан
Химическая формула	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*н*-C_5H_1
Молекулярная масса	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15
Температура кипения при давлении 0,1 МПа, °С	−161,3	−88,6	−42,2	−10,1	−0,5	+36,2
Критические параметры:						
температура, К	190,8	305,3	369,9	408,1	425,2	469,7
давление, МПа	4,63	4,87	4,25	3,65	3,80	3,37
плотность, кг/м^3	163,5	204,5	218,5	221,0	226,1	227,8
Теплота испарения при давлении 0,1 МПа, кДж/кг	570	490	427	352	394	341

и некоторых других стран СНГ, а также экспериментальные данные изучения поведения рекомбинированных проб пластовых газоконденсатных смесей с использованием сосудов PVT-соотношений позволили специалистам ВНИИГАЗа в свое время предложить обобщенную зависимость средних потерь стабильного конденсата (C_{5+}) в пласте от потенциального содержания конденсата в газе начального состава. Однако этой зависимости не всегда соответствуют газоконденсатные смеси, в которых значительно содержание неуглеводородных компонентов и (или) фракции C_2-C_4, или, напротив, содержание последней ниже "среднего". Во ВНИИГАЗе автором с сотрудниками исследована зависимость растворимости углеводородов C_{5+} в газе от содержания в смеси фракций C_2-C_4. Установлено, что давление начала конденсации смеси в большой степени зависит от содержания в смеси промежуточных углеводородов: чем их больше, тем при меньшем давлении начинается переход системы в двухфазное состояние. Таким образом, компоненты C_2, C_3, C_4 способствуют смещению равновесия в газоконденсатной смеси в сторону газовой фазы. Отсюда становится понятным механизм влияния промежуточных углеводородов на конденсатоотдачу пласта при прочих равных условиях.

В процессе экспериментальных и аналитических исследований по проблеме повышения конденсатоотдачи пласта на завершающей стадии разработки ГКМ ВНИИГАЗом были предложены методы воздействия на газоконденсатный пласт путем нагнетания газообразных агентов, обогащенных промежуточными углеводородами [48, 49, 53, 45]. Сущность воздействия заключается в значительном смещении фазового равновесия в пластовой двухфазной системе в сторону жидкой фазы, что позволяет вовлечь в разработку запасы ретроградного углеводородного конденсата.

Дальнейшие исследования ВНИИГАЗа показали, что во многих случаях весьма технологичными являются методы воздействия на газоконденсатный пласт, основанные на принудительном смещении равновесия в сторону газовой фазы. Эти методы позволяют как повышать на 10–20 % продуктивность добывающих скважин, так и извлекать не менее 10–15 % ретроградного углеводородного конденсата, относимого при обычной разработке месторождений на режиме истощения к неизвлекаемым потерям. Физическое и математическое моделирование свидетельствовало о возможности (учитывая роль промежуточных углеводородов в массообменных процессах) установления оптимальной области пластовых давлений в ходе отбора запасов углеводородов на режиме истощения, когда следует осуществлять нагнетание газообразного агента для более эффективного извлечения ретроградного конденсата путем его испарения.

В развитие изложенных идей и на базе накопленного опыта изучения роли промежуточных углеводородов в конденсатоотдаче пласта было осуществлено физическое моделирование процессов разработки ГКМ, пластовая смесь которых содержит разное количество этан-пропан-бутановой фракции. Все исследования можно разделить на два этапа. На первом из них были проведены два эксперимента по истощению гипотетической модельной ГКС в сосуде PVT-соотношений. В первом опыте система, состав и основные параметры которой приведены в табл. 1.23, содержала промежуточные компоненты C_3, C_4. Во втором опыте данные углеводороды в исходной ГКС отсутствовали, их долю в составе смеси восполнили метаном (табл. 1.24). Истощение ГКС как в первом, так и во втором случае проводилось от давления $p_{пл}$ = 25 МПа при температуре 80 °С, что вполне ти-

Таблица 1.23

Расчетный состав модельной газоконденсатной смеси (опыт 1). КГФ 373,51 г/м³, молекулярная масса конденсата 90,85 г/моль

Компонент	Метан	Этан	Пропан	*н*-Бутан	Пентан	Гексан	Октан
Содержание компонента, %	76	0	10	5	3	3	3

Таблица 1.24

Расчетный состав модельной газоконденсатной смеси (опыт 2). КГФ 373,51 г/м³, молекулярная масса конденсата 90,85 г/моль

Компонент	Метан	Этан	Пропан	*н*-Бутан	Пентан	Гексан	Октан
Содержание компонента, %	91	0	0	0	3	3	3

пично для среднестатистического состояния газоконденсатного объекта. Ограничение максимального темпа падения пластового давления в опытах обеспечивало равновесный межфазный массообмен.

Результаты экспериментов наглядно демонстрируют роль промежуточных углеводородов в удерживании компонентов C_{5+} в газовой фазе на начальной стадии отбора пластовой ГКС .

Однако дальнейшее снижение давления приводит к тому, что уже при $p_{пл}$ = 14 МПа происходит инверсия зависимостей. Более значительное накопление ретроградных углеводородов C_{5+} в начале истощения во втором эксперименте обеспечило больший потенциал для их последующего перехода в газовую фазу при вступлении системы в область прямого испарения, причем данное явление нашло свое проявление не только в количественном отношении, но и в качественном.

Следует иметь в виду возможное влияние ретроградного конденсата в жидкой фазе ГКС как на величину $p_{мк}$, так и на интенсивность прямого перехода жидких компонентов в газовую фазу. Безусловную роль в рассматриваемых явлениях играют также качественные характеристики фракции C_{5+}, отличающейся намеренно упрощенным составом и невысокой молекулярной массой, и фракции промежуточных углеводородов, не имеющей в своем составе этана.

Рассматриваемые экспериментальные данные были соотнесены с результатами соответствующих термодинамических расчетов (рис. 1.36), позволивших дополнительно продемонстрировать роль пропан-бутановой фракции в межфазных массообменных процессах при истощении ГКС. Для расчетов было взято три варианта состава исходной ГКС (табл. 1.25), первые два из которых полностью аналогичны уже приводившимся модельным системам (см. табл. 1.23, 1.24).

Таблица 1.25

Состав газоконденсатной системы в расчетах дифференциальной конденсации

Компонент	Содержание, % (молярные доли)		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Метан	91,0	76,0	61,0
Пропан	0	10,0	20,0
Бутан	0	5,0	10,0
Пентан	3,0	3,0	3,0
Гексан	3,0	3,0	3,0
Октан	3,0	3,0	3,0

Из рис. 1.36 видно, что потери конденсата на начальной стадии отбора пластовой смеси при "недостаточном" содержании компонентов C_3-C_4 в исходной ГКС возрастают пропорционально площади между кривыми, соответствующими "'менее благоприятным" и "более благоприятным" с точки зрения присутствия C_3-C_4 условиям эксперимента. Рассмотрение графических зависимостей, построенных на основании аналитических расчетов, позволило выявить более четкую, по сравнению с экспериментальны-

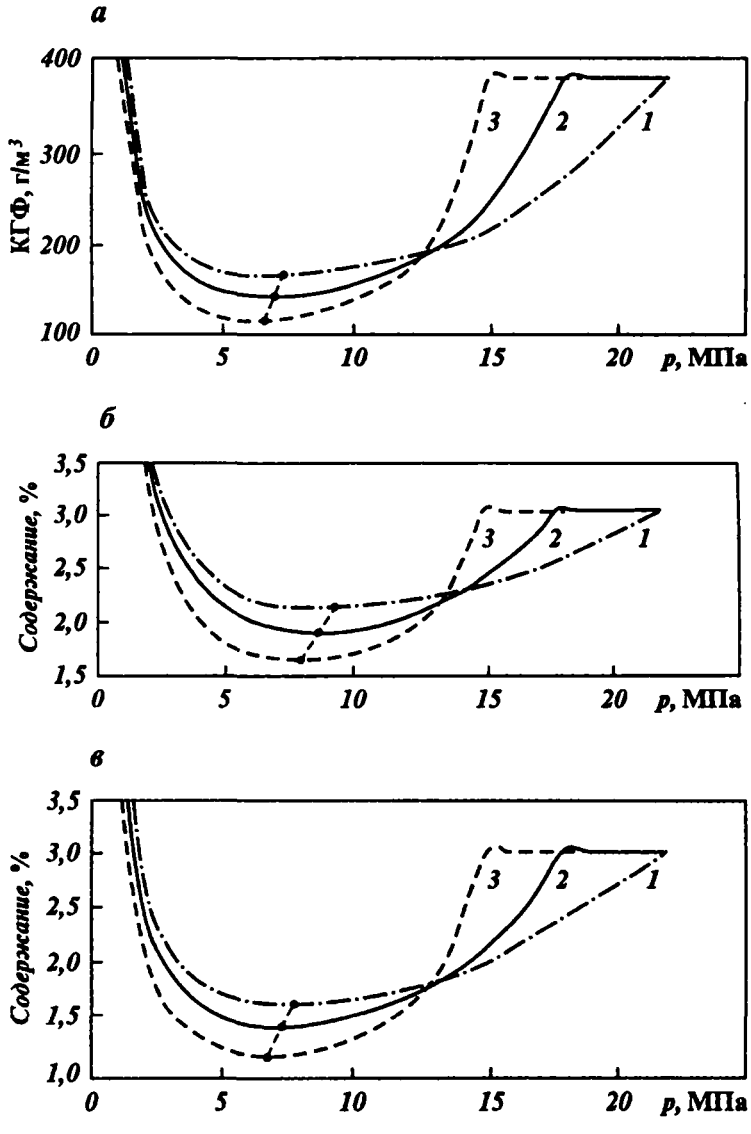


Рис. 1.36. Зависимость параметров от давления при температуре 80 °С:
а — конденсатогазового фактора, *б* — содержания C_{5+}, *в* — содержания C_6, *г* — содержания C_8; *1, 2, 3* — варианты (см. табл. 1.25)

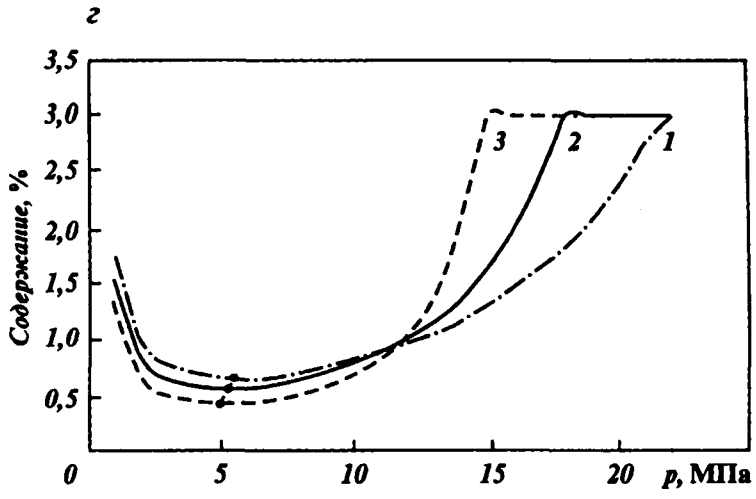


Рис. 1.36. Продолжение

ми данными, зависимость $p_{нк}$ фракции C_{5+} от величины пластового давления. Следует отметить достаточно хорошее совпадение экспериментальных результатов с расчетными данными.

Таким образом, исследования ВНИИГАЗа показали, что для повышения конденсатоотдачи пласта при разработке газоконденсатных месторождений возможно использование сайклинг-процесса не только в его "классических" вариантах. Предложенные новые варианты частичного поддержания пластового давления с учетом состава пластовой смеси предусматривают нагнетание газа на той стадии истощения объекта, когда природное количество этан-пропан-бутановой фракции в смеси обеспечивает повышенное содержание конденсата (фракции C_{5+}) в равновесной газовой фазе. Если природного количества $C_2 - C_4$ недостаточно, возможно до нагнетания сухого газа создание в истощенном пласте оторочки из газа, обогащенного этими компонентами. По существу, речь идет об оптимизации частичного сайклинг-процесса. На такой способ разработки газоконденсатных месторождений автором и группой специалистов получен патент [45].

Поддержание давления путем нагнетания воды

Одним из возможных способов повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений могло бы быть заводнение продуктивных пластов по аналогии с нефтяными и газовыми залежами. Однако применительно к газоконденсатным залежам этот способ воздействия далеко не универсален и требует специального рассмотрения с учетом особенностей конкретного продуктивного пласта.

Одной из наиболее важных геолого-промысловых характеристик залежи является глубина ее залегания. Для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей она варьирует от менее 1000 до 6000 м и более. При небольших отступлениях обычно выдерживается прямая зависимость начального пластового давления, начального содержания конденсата в газе и обратная зависимость пористости, а также проницаемости от глубины зале-

гания продуктивных отложений. Серьезной проблемой является эксплуатация скважин на месторождении при наличии в их продукции значительного количества свободной жидкости (углеводородного конденсата, нефти, воды). Особенно усугубляется эта проблема при больших глубинах залегания объекта разработки, поскольку отечественные газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения эксплуатируются, за редким исключением, на режиме использования только естественной энергии пласта и на определенной стадии отбора запасов углеводородов снизившееся забойное давление не обеспечивает вынос жидкости на поверхность, дебит скважины падает, и в конце концов скважина может остановиться.

Таким образом, поддержание пластового давления при разработке месторождения является средством не только повышения углеводородоотдачи пласта, но и сохранения работоспособности добывающих скважин.

Примеры различных, достаточно широко применяемых за рубежом вариантов поддержания давления в залежи нагнетанием газа были рассмотрены выше (в предыдущем разделе).

Закачка воды в продуктивные газоконденсатные и нефтегазоконденсатные пласты также может в конкретных случаях явиться приемлемым способом повышения эффективности разработки объекта. Однако отмеченные выше особенности глубокозалегающих продуктивных пластов и скважин обычно ограничивают возможности искусственного заводнения. Иногда препятствием для данного метода воздействия может явиться резкая неоднородность и трещиноватость пород, поскольку лабораторные эксперименты указывают на быстрые прорывы воды в этом случае к добывающей скважине. Тем не менее предложены варианты технологий разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, позволяющие достаточно успешно применять заводнение в условиях конкретных объектов.

Ниже излагаются результаты некоторых теоретических, экспериментальных и промысловых исследований по проблеме повышения эффективности разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей и поддержания работоспособности добывающих скважин путем воздействия на залежь нагнетанием воды или путем регулирования отборов пластовых флюидов.

В.Н. Мартос проанализировал результаты использования заводнения при разработке ряда отечественных и зарубежных нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений [10, 26]. В отличие от газоконденсатных месторождений, при этом важна последовательность отбора запасов углеводородов, изначально представленных не только газовой фазой в пластовых условиях, но и жидкой. Если запасы жидких углеводородов (нефти) достаточно велики, то иногда именно эти углеводороды представляют основной объект эксплуатации.

В промышленных масштабах впервые в России на Бахметьевском месторождении было применено барьерное заводнение в 60-е годы. Нефтегазовая залежь $Б_1$ тульского горизонта приурочена к брахиантиклинальной складке с пологим восточным (1,5 – 2°) и крутым западным (до 40°) крыльями. Продуктивный пласт залегает на глубинах 1000 – 1100 м. В разрезе насчитывается до шести слоев мелко- и среднезернистых, неравномерно консолидированных песчаников, различающихся переменной толщиной. Эти слои расчленены глинами и алевролитами. Наиболее выдержаны по площади три верхних слоя, причем два из них изолированы от остальной толщи

глинистым пропластком толщиной от 1 до 6 м. Соответственно в продуктивном интервале выделяют верхнюю пачку $Б_1^1$, включающую два первых песчаных слоя, и нижнюю $Б_1^2$, объединяющую остальные.

Начальное положение ВНК в обеих пачках было одинаковым, на абсолютной отметке минус 913 м. ГНК занимал различное положение: в пачке $Б_1^1$ на отметке минус 875 м, в пачке $Б_1^2$ — минус 860 м. Этаж нефтеносности составлял соответственно 38 и 53 м, газоносности 69 и 50 м. Отношение объемов газовых и нефтяных зон равнялось 1,2 и 0,2, причем 80 % всех запасов нефти было сосредоточено в нижней пачке. Начальное пластовое давление составляло 10,4 МПа.

Нефть нафтенометановой природы характеризовалась в пластовых условиях начальными вязкостью 4,5 мПа·с и плотностью 0,808 г/см^3. Объемный пластовый фактор нефти был равен 1,11, газонасыщенность нефти — 60 м^3/т. Давление насыщения было близко к начальному пластовому давлению.

Согласно первоначальному варианту, разработку залежи предполагали вести путем отбора только нефти при консервации газовой шапки, поддерживая давление нагнетанием воды за контур нефтеносности. На восточном крыле структуры с основными запасами нефти пробурили три ряда эксплуатационных скважин, сосредоточив их преимущественно в пределах чисто нефтяной зоны пачки $Б_1^2$. Чтобы избежать загазовывания нефтяной оторочки, скважины центрального ряда предполагалось эксплуатировать при забойных давлениях не ниже давления в газовой шапке.

В промышленную разработку залежь ввели в 1955 г., однако проектные показатели не были выдержаны: закачка воды не компенсировала отборов нефти. К 1960 г. пластовое давление снизилось на 1 МПа, начали загазовываться скважины внутреннего ряда. Некоторые скважины с особенно высокими газовыми факторами остановили и законсервировали. В этой ситуации специалисты института "ВолгоградНИПИнефть" предложили наряду с законтурным применить барьерное заводнение. Несмотря на неравномерность ряда «барьерных» скважин, задержки в освоении и в темпах нагнетания воды, закачка воды в зону нефтегазового контакта благоприятно повлияла на динамику отборов нефти и нефтеотдачу. Согласно прогнозу, конечная нефтеотдача должна была составить примерно 70 % от начальных запасов. В 1970 г. была введена в эксплуатацию газовая шапка, что стало возможным благодаря барьерному заводнению. Наблюдениями за скважинами внешнего и среднего рядов, которые испытывали влияние барьерного заводнения, было установлено, что отсеченный водой газ перемещается в глубь оторочки. По этой причине газовые факторы скважин временно возрастали до нескольких тысяч м^3/т. За газом двигался нефтяной вал. После его подхода к скважинам газовые факторы резко снижались, а дебиты скважин нередко превышали начальные величины. Геофизическими исследованиями был установлен характер растекания воды на подошве пласта. Возможно, на него повлияла не только гравитация, но и слоистая неоднородность нижней пачки. Было также установлено, что продвижение воды в газонасыщенную зону шло неравномерно: в нижней, более проницаемой пачке фронт воды продвигался быстрее, нежели в верхней пачке.

Опыт применения барьерного заводнения на Бахметьевском месторождении весьма полезен, несмотря на ряд недостатков системы разработки, поскольку продемонстрировал реальные возможности повышения углеводородоотдачи пластов.

Несомненный интерес представляет описанный В.Н. Мартосом опыт применения барьерного заводнения при разработке крупной нефтегазоконденсатной залежи месторождения Адена (США, Колородо, округ Морган). Моноклинально залегающий продуктивный пласт дакота мелового возраста представлен мелкозернистыми песчаниками со средней пористостью 19,7 % и проницаемостью $356 \cdot 10^{-15}$ м^2. Угол падения пласта около 0,5°, средняя глубина залегания минус 1725 м, средняя толщина 9 м. Размеры залежи в плане 5,5×11 км, площадь нефтеносности 3410 га, газоносности 1880 га.

Начальное пластовое давление составляло 10,7 МПа, температура 81,4 °С. Плотность нефти 0,8096 г/см^3, вязкость при пластовых условиях 0,35 мПа·с. Газонасыщенность нефти при начальных пластовых условиях была равна 89 м^3/м^3. Геологические запасы нефти оценены в 22,1 млн. м^3.

Газоконденсатная зона залежи была открыта в мае 1953 г., нефтяная — в ноябре 1953 г. К середине 1954 г. на месторождении имелось 170 нефтяных и 15 газовых скважин. По первоначальному плану залежь предполагалось разрабатывать на нефть с консервацией газовой шапки, причем давление поддерживать не предполагалось.

За первые 9 мес разработки нефтяной оторочки пластовое давление понизилось на 0,52 МПа. Нефтяные скважины вблизи ГНК вступали в работу с повышенным газовым фактором и быстро загазовывались. Быстро возрастал газовый фактор и на скважинах, удаленных от начального ГНК. Анализ динамики показателей эксплуатации скважин свидетельствовал о том, что основные энергетические ресурсы пласта обусловлены сжатым газом газовой шапки и растворенным в нефти газом. Из-за пологого залегания пласта режим газовой шапки оказался малоэффективным, наблюдалась тенденция к загазовыванию нефтяной оторочки вследствие локальных прорывов газа по высокопроницаемым пропласткам.

Лабораторные опыты на кернах, отобранных из продуктивного объекта, показали, что эффективное извлечение остаточных запасов нефти должно обеспечить заводнение. Было установлено также, что линейное заводнение в данном случае целесообразнее площадного.

При составлении проекта вторичной разработки залежи рассматривали два варианта. По первому из них предполагалось осуществить приконтурное заводнение, по второму — барьерное. После тщательного изучения преимуществ и недостатков этих вариантов был выбран второй — барьерное заводнение.

Согласно принятому проекту в зоне контакта газ — нефть были пробурены 24 нагнетательные скважины. Кроме того, под нагнетание переоборудовали восемь эксплуатационных скважин. Закачку воды начали 1 июля 1957 г. Темп нагнетания за 6 мес возрос с 6350 до 11 900 м^3/сут. К ноябрю 1957 г. между нефтяной и газовой зонами был образован сплошной водяной барьер. Пластовое давление начало повышаться.

Первоначально общую нефтеотдачу после окончания заводнения оценивали в 55 %. Фактический ход разработки показал, однако, что отдельные участки в пределах нефтяной оторочки слабо реагировали на закачку воды. Было установлено также, что в подошве продуктивного интервала имеется малопроницаемый пропласток, не охваченный вытеснением. С учетом этих обстоятельств было подсчитано, что коэффициент нефтеотдачи по различным участкам составит от 55 до 40 % при среднем значении 47 %.

Ход разработки и достигнутые результаты подтвердили рациональность барьерного заводнения на месторождении Адена. По расчетам, эксплуатацией залежи на истощение можно извлечь максимум 30 % геологических запасов нефти. Таким образом, дополнительный прирост нефтеотдачи за счет закачки воды уже к середине 1965 г. составил 10 %, а общий прирост — 17 %. Однако выигрыш, полученный благодаря применению барьерного заводнения, этим не исчерпывается. В период разработки залежи на истощение промысел испытывал значительные затруднения, связанные с загазовыванием скважин. Скважины приходилось останавливать из-за превышения предельно допустимых газовых факторов. Поддерживать нормированный темп извлечения нефти при достигнутой нефтеотдаче 12 % оказалось невозможным. Это означало, что срок разработки залежи растянулся бы на долгие годы. Барьерное заводнение радикально изменило положение дел на промысле. Указанные затруднения отпали вскоре после закачки воды.

Наряду с интенсификацией добычи нефти представилась возможность ввести в эксплуатацию газоконденсатную зону, что повысило экономичность системы разработки. Ликвидация прорывов газа в нефтяную зону улучшила коэффициент его утилизации.

Несмотря на высокую оценку эффективности барьерного заводнения, полнота использования запасов нефти не удовлетворяет компанию "Юнион ойл", которая разрабатывает месторождение Адена. В связи с этим компания обратилась к третичным методам добычи. Лабораторными опытами было установлено, что в местных условиях для извлечения остаточной нефти целесообразно использовать метод смешивающегося вытеснения, предусматривающий образование в пласте оторочки из пропана и продвижение ее путем попеременной закачки газа и воды. Поэтому в 1962—1965 гг. провели два промышленных эксперимента, результаты которых показали, что основные затруднения на пути промышленного внедрения метода смешивающегося вытеснения связаны с регулированием коэффициента охвата.

На фоне общего потока воды от начального ГНК в глубь оторочки закачиваемый через одиночные скважины пропан продвигался в этом же направлении узкими языками. Временное прекращение барьерного заводнения в полосе одного из опытных участков привело к локальному вторжению в эту зону газа из газоконденсатной шапки. Зафиксированы также быстрые прорывы газа, закачиваемого вслед за пропаном, в наблюдательные скважины. Коэффициент вытеснения в охваченных зонах по расчету близок к 1, но коэффициенты охвата примерно в 4 раза ниже прогнозных.

Накопленный в ходе промышленных экспериментов опыт позволяет специалистам в общем оптимистично оценивать возможности смешивающегося вытеснения остаточной нефти. Предположительно на 1 $м^3$ закачанного пропана можно добыть 2 $м^3$ нефти. Соотношение затрат и прибылей в этом случае оказывается выгодным. Поэтому можно было ожидать, что после окончания заводнения приступят к третичной разработке месторождения Адена.

Прогрессивная технология барьерного заводнения с использованием загустителя воды была испытана на нефтегазовом месторождении Норт Ист Холсвил (США).

Залежь Крейн месторождения расположена в округе Харисон (штат Техас) и приурочена к оолитовым известнякам, залегающим на глубине

2100 м. Она была открыта в 1950 г. и считалась газовой, пока в 1956 г. не была обнаружена нефтяная оторочка.

Продуктивный интервал представлен двумя тонкими пропластками с окнами слияния в пределах нефтяной оторочки. Средняя эффективная мощность равна 2,4 м, пористость коллекторов — 17 %, проницаемость $50 \cdot 10^{-15}$ м^2. В структурном отношении залежь представляет собой пологую моноклиналь вытянутой формы. Площадь продуктивности оценивается в 6,9 тыс. га, из них 2,8 тыс. га занимает оторочка. Начальные запасы нефти составляли 2,7 млн. м^3. Нефть легкая, летучая.

Добыча газа до обнаружения нефтяной оторочки вызвала смещение ее вверх по структуре. Четкого контакта газ—нефть к 1956 г. уже не было, а образовалась широкая переходная зона в интервале отметок от —1920 до —1950 м.

Оторочку быстро разбурили и ввели в эксплуатацию. Нефть, однако, продолжала мигрировать в газовую шапку. Пластовое давление снижалось быстрее, чем это могло быть вызвано отбором нефти. Наряду со смещением оторочки наблюдались локальные прорывы в нее газа. Большинство скважин работало с ГФ более 3500 м^3/м^3, и поэтому дебиты их были резко ограничены.

В такой ситуации единственным реальным методом, способным остановить миграцию нефти, было признано барьерное заводнение. Проведенные расчеты показали, однако, что водяной барьер окажется недостаточно эффективным. Закачиваемая вода в сложившихся условиях будет вторгаться в основном в газовую зону и полностью остановить нефть не сможет. Возникла идея загустить воду с помощью водорастворимого полимера. В результате лабораторных и промысловых экспериментов сделан вывод о том, что для создания эффективного барьера между нефтяной и газовой зонами в закачиваемую воду достаточно ввести 0,025 % частично гидролизованного полиакриламида типа пушер.

Под закачку воды перевели две газовые скважины, которые вместе с двумя дополнительно пробуренными создали довольно плотный "барьерный" ряд, примерно отвечавший текущему положению ГНК. В мае 1963 г. через скв. 37-2 и 35-1 начали закачивать воду с расходом 480 м^3/сут. В ноябре в воду стали вводить полимер, поддерживая его концентрацию на уровне 0,025 %. Из промежуточных скв. 36-1 и 37-3 в начальный период заводнения отбирали жидкость и газ для ускоренного образования барьера.

В январе 1965 г., после того как было закачано 67 т пушера, перешли к нагнетанию пресной воды. В октябре 1967 г. под закачку переоборудовали скв. 36-1 и 37-3. К этому времени выяснилось, что дебиты эксплуатационных нефтяных скважин, расположенных по соседству с барьером, заметно выросли, а газовый фактор снизился с нескольких тысяч до 60 м^3/м^3. На фронте вытеснения, судя по этим изменениям, сформировался нефтяной вал. Последнее явилось неожиданностью, поскольку из-за высокой газонасыщенности коллектора на образование нефтяного вала здесь не рассчитывали.

Одновременно с барьерным начали осуществлять площадное заводнение центральной части оторочки. Для этого под нагнетание оборудовали шесть скважин, приемистость которых составляла в среднем 320 м^3/сут. Через пять месяцев было зафиксировано влияние заводнения на работу скв. 25-1, 20-1, 10-1 и 11-1. Период безводной добычи был непродолжитель-

ным. Из-за неоднородности пласта прорывы воды происходили при низких коэффициентах охвата.

Сопоставление показателей разработки центральной части нефтяной оторочки и полосы, прилегающей к барьеру, дало основание считать, что закачка полимера гасит гетерогенную неустойчивость вытеснения. В связи с этим было принято решение закачать в центральные нагнетательные скважины порции полимерного раствора повышенной концентрации, чтобы блокировать промытые водой зоны пласта. Эту операцию начали в июле 1964 г. В течение 80 сут в скв. 12-1, 15-1, 44-1 и 66-1 закачивали 0,05 %-ный раствор пушера, затем перешли к нагнетанию воды. Спустя два месяца было зафиксировано значительное повышение дебитов и снижение обводненности нефти по скв. 10-1 и 11-1. Остальные эксплуатационные скважины на закачку полимера реагировали слабо.

К ноябрю 1965 г. полимерное заводнение распространили на западную часть нефтяной оторочки. Здесь с самого начала закачивали 0,025 %-ный раствор пушера, причем общий его объем составил 8 % объема пор участка. Показатели разработки этого участка оказались лучше, чем центрального. Это подтверждает известное положение, что при закачке полимера в локально обводненный пласт достигается меньший эффект. Закачивать полимер выгоднее с самого начала операции по поддержанию пластового давления.

Период эксплуатации на истощение характеризуется быстрым снижением пластового давления и дебитов нефти, ростом ГФ. Максимальный месячный отбор (6,75 тыс. $м^3$) наблюдался в марте 1959 г., а к 1963 г. добыча нефти снизилась до 0,95 тыс. $м^3$/мес. С началом заводнения отмечена стабилизация, а в дальнейшем — повышение пластового давления с 9,8 до 13,7 МПа. По мере расширения масштабов воздействия на залежь росли отборы нефти, которые к середине 1966 г. достигли 12,6 тыс. $м^3$/мес. Средний газовый фактор упал с 2300 до 180 $м^3/м^3$. На 01.01.1969 г. из залежи было добыто 650 тыс. $м^3$ нефти, из них 450 тыс. $м^3$ получено за счет полимерного заводнения.

При оценке эффективности полимерного заводнения продуктивную площадь разбили на семь участков, выделенных с учетом истории их разработки. Для каждой эксплуатационной скважины рассчитали предельный отбор нефти путем экстраполяции графиков дебитов, которые в настоящее время повсюду имеют тенденцию к постепенному снижению. Суммированием оценили предельную нефтеотдачу по участкам и сопоставили последнюю с расходом полимера. При этом было установлено, что закачка пушера в количестве меньше 18,5 кг/(га·м) практически не повышает эффективность вытеснения нефти. Для участка № 5, расположенного в центральной части оторочки, где расход полимера составил около 9 кг/(га·м), удельная нефтеотдача оценивается в 90 $м^3$/(га·м), что близко по эффективности к простому заводнению — 83 $м^3$/(га·м).

Максимальный эффект — 211 $м^3$/(га·м) — ожидается на участке № 2, где расход полимера составил 38,5 кг/(га·м). На соседнем с ним участке № 3 было закачано еще больше полимера — 42,5 кг/(га·м), но из-за того, что этой операции предшествовало простое заводнение, нефтеотдача здесь будет ниже — 128 $м^3$/(га·м).

В среднем по залежи рассчитывают получить по 127 $м^3$/(га·м) нефти, что в 2,5 раза превышает прогнозную нефтеотдачу, достигаемую при разработке оторочки на естественном пластовом режиме. Прирост нефтеотда-

чи за счет загущения воды полимером составит 36 $м^3$/(га·м). В расчете на 1 $м^3$ добытой нефти затраты на полимер оцениваются в 2,07 долл. Несмотря на приближенность расчета экономических показателей, полимерное заводнение на данном месторождении оказалось выгодным.

Опыт разработки залежи Крейн показывает, насколько эффективным может быть оперативное изменение системы воздействия на нефтегазоконденсатные пласты. Здесь была применена уникальная технология добычи нефти, но особенно важно то, что к ней пришли в результате систематических наблюдений за состоянием оторочки при различных способах воздействия на пласт. Загущение воды полимером с целью создания устойчивого барьера между нефтяной и газовой зонами само по себе является крупным достижением в области совершенствования барьерного заводнения. Это мероприятие, к тому же, позволило установить, что в местных условиях закачка полимера значительно улучшает коэффициент охвата. Распространение полимерного заводнения на всю нефтенасыщенную зону весьма благоприятно сказалось на нефтеотдаче. В то же время следует отметить, что не удалось остановить движение оторочки регулированием дебитов путем форсированного отбора нефти.

Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик, В.Н. Мартос предложили также способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения путем частичного поддержания пластового давления в газовой шапке за счет барьерного заводнения и регулируемых отборов нефти и газа. Согласно этому способу "сухого поля" в течение определенного периода времени в зону ГНК нагнетается вода [10]. Одновременно осуществляется разработка нефтяной оторочки и газовой шапки. При этом темпы отбора нефти из оторочки и газа с конденсатом из газовой шапки устанавливаются такими, чтобы к концу выработки основных запасов нефти часть газоконденсатной зоны осталась необводненной. После прекращения закачки воды нефтяную оторочку продолжают разрабатывать на истощение до заданного предела обводненности продукции. В это же время идет интенсивный отбор газа из зоны "сухого поля". Поскольку даже частичного поддержания давления после прекращения нагнетания воды не ведется, в результате отбора нефти и газа пластовое давление достаточно быстро снижается, а газонасыщенный объем обводненной зоны увеличивается и соответственно происходит внедрение воды из этой зоны в "сухое поле". После достижения порога гидродинамической подвижности защемленный газ обводненной зоны начинает фильтроваться не только в составе внедряющейся воды, но и как сплошная свободная фаза, обеспечивая увеличение дебитов газа эксплуатационных скважин. Авторы способа признают, что рассчитанные темпы добычи газа с конденсатом могут оказаться слишком низкими. В этом случае рекомендуется устанавливать отборы нефти и газа в соответствии с существующими потребностями, но после обводнения заранее установленной части газоконденсатной шапки "сухое поле" следует законсервировать. Размеры "сухого поля" можно выбрать с таким расчетом, чтобы к моменту предельного снижения давления полного обводнения этого поля не произошло и имелась бы возможность в период доразработки залежи отбирать газ без воды. Экспериментальные исследования авторов способа показали, что в этом случае размеры "сухого поля" должны быть значительными.

Период доразработки будет сопровождаться снижением давления, в частности, в зоне "сухого поля". Соответственно будет уменьшаться конденсатосодержание добываемого газа. Отсюда следует, что для оптимиза-

ции не только доразработки, но и разработки в целом объекта необходимо сравнить ожидаемые показатели для нескольких вариантов, различающихся объемами нагнетания воды и размерами "сухого поля" к моменту прекращения поддержания давления. Очевидно, эти расчеты должны носить конкретный характер с учетом характеристики объекта разработки.

Эксперименты показали, что доля воды в продукции оказывается допустимой после снижения насыщенности пласта на 10—15 %.Таким образом, если после обводнения "сухого поля" средняя водонасыщенность пласта снизится на подобную величину, обводнившиеся ранее скважины могут быть пущены в работу и будут фонтанировать газом с водой. По мере отбора из пласта воды и снижения его водонасыщенности обводненность продукции будет непрерывно снижаться.

В некоторых случаях на нефтегазоконденсатных месторождениях может оказаться целесообразным применение законтурного заводнения. При рассмотрении этого способа обычно возникают опасения потерь нефти из-за вторжения ее в газонасыщенную зону, и для предотвращения этого принимают специальные меры. Законтурное заводнение служит прежде всего целям повышения нефтеотдачи и в случае мощных нефтяных оторочек может дать значительный технико-экономический эффект.

Как известно, в газоконденсатных шапках нефтегазоконденсатных залежей может присутствовать так называемая остаточная (погребенная) нефть, причем насыщенность ею порового пространства и ее запасы могут быть значительными [15, 28, 58]. Это обстоятельство заставляет изменить устоявшуюся точку зрения на недопустимость вторжения нефтяной оторочки в газоконденсатную зону. Результаты проведенного Ю.В. Желтовым и В.Н. Мартосом экспериментального исследования закономерностей движения оторочек позволили предложить способ разработки нефтегазоконденсатных залежей с преднамеренным принудительным смещением нефтяных оторочек в купол залежи. Смысл предложенного способа состоит в том, что при достаточно высокой насыщенности пласта погребенной нефтью (примерно 25 % и больше от объема пор) будет происходить накопление нефти в оторочке. За счет добычи погребенной нефти общая нефтеотдача может превысить начальные запасы оторочки. При менее высоких насыщенностях размеры оторочки по мере ее движения сокращаются, однако и в этом случае может быть получена сравнительно высокая нефтеотдача. Единственным непременным условием применения этого способа является поддержание в залежи начального давления.

Размещение эксплуатационных скважин при применении способа принудительного смещения нефтяной оторочки должно производиться с учетом физико-геологических особенностей залежи. Во-первых, нужно иметь в виду то обстоятельство, что при высокой насыщенности пласта погребенной нефтью нефтеотдача будет возрастать с увеличением пути перемещения оторочки, а при низкой — снижаться. Во-вторых, нужно учитывать, что газ вытесняется углеводородными жидкостями значительно более полно, чем водой. Этот факт установлен рядом исследователей и подтверждается нашими экспериментами. Это означает, что при принудительном смещении оторочек в период поддержания давления может быть получена более высокая газоотдача и конденсатоотдача, чем при барьерном заводнении. Естественно, что полнота извлечения конденсата должна возрастать с увеличением пути перемещения оторочки.

На основании таких характеристик залежи, как насыщенность пласта погребенной нефтью, потенциальное содержание конденсата в газе, запасы газа, конденсата и нефти, размеры газоконденсатной и нефтяной зон, величина ретроградных потерь конденсата при снижении давления и т. д., в каждом отдельном случае можно определить оптимальный масштаб смещения оторочки с целью максимального использования общих запасов залежи. В соответствии с этим и должно производиться размещение эксплуатационных скважин по залежи, устанавливаться темпы закачки воды и отборов нефти.

Частичное смещение оторочки в газоконденсатную шапку может оказаться целесообразным и в случаях узких оторочек. Такие оторочки могут иметь большой этаж нефтеносности и сосредоточивать значительные запасы нефти. Обычно их разбуривание представляет значительные трудности. Следствием этого является неравномерность дренирования нефтяной зоны, что приводит к дополнительным потерям нефти в пласте. Регулируемое смещение оторочек устраняет необходимость точной проводки скважин: они могут быть пробурены вблизи газонефтяного контакта и вводятся в эксплуатацию по мере прорыва в них нефти.

Сравнивая преимущества и недостатки способов барьерного заводнения и принудительного смещения оторочек, Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик, В.Н. Мартос отмечают следующее. Первый из них характеризуется возможностью маневрирования очередностью и интенсивностью извлечения запасов нефти и газа с конденсатом, обеспечивает высокие конечные результаты разработки залежей и может быть рекомендован к широкому применению. Область применения способа принудительного смещения оторочек ограничена, но в определенных условиях он может обеспечить наиболее полное использование запасов в сравнении с прочими способами разработки, в том числе и в сравнении с барьерным заводнением. Наиболее важными условиями, определяющими целесообразность его применения, являются величина насыщенности пласта погребенной нефтью, потенциальное содержание конденсата в газе и соотношение запасов нефтяной и газоконденсатной зон залежи.

Заслуживают внимания комбинированные способы заводнения нефтегазоконденсатных залежей. В случае мощных нефтяных оторочек целесообразно поддерживать давление закачкой воды на газонефтяной и водонефтяной контакты одновременно.

Двухстороннее заводнение нефтяных оторочек способствует более равномерному поддержанию давления по площади, и это благоприятно сказывается на нефтеотдаче. Иногда с этой целью прибегают еще и к площадному заводнению оторочки.

На наш взгляд, площадное заводнение может служить также способом доразработки нефтяных оторочек, которые при первичной эксплуатации были истощены неравномерно по площади. При применении систем «на истощение» давления такое положение часто имеет место из-за неконтролируемого вторжения нефти в газонасыщенную зону (с прорывами воды через оторочку) или из-за низкого коэффициента охвата при использовании режима газовой шапки. При этих способах в конечном счете целостность оторочек нарушается, и последние представляют собой отдельные невыработанные участки, разобщенные зонами локальных прорывов газа и воды.

Применяя, например, пятиточечные элементы площадного заводнения

на этих участках, можно повысить нефтеотдачу и в какой-то мере компенсировать ущерб, нанесенный запасам нефти при первичной разработке залежи «на истощение».

Закачка воды в нефтегазоконденсатный пласт может быть использована не только как средство поддержания давления, но и для регулирования равномерности перемещения газонефтяного контакта при разработке оторочек на режиме газовой шапки. Поэтому представляется целесообразным в загазованные нефтяные скважины закачивать (возможно, периодически) порции воды. Искусственное снижение фазовой проницаемости для газа в зонах локальных прорывов его в оторочку замедляет развитие языков газа, благодаря чему улучшаются коэффициенты охвата по площади и разрезу.

Следует иметь в виду, что применение способов поддержания давления закачкой воды предопределяет необходимость проведения детальных исследований термодинамических и фильтрационных процессов в нефтегазоконденсатных системах в пластовых условиях. При выборе способа и составлении проекта разработки залежи нужно иметь количественные сведения об изменении свойств жидкостей и газа в зависимости от давления (вязкость, плотность, объемный коэффициент, растворимость и т.д.), о фазовых проницаемостях в тройных системах: газ — конденсат — вода, газ — нефть — вода, о влиянии условий вытеснения на полноту отбора из пласта нефти и газа с конденсатом и т.д.

При применении способов заводнения на нефтегазоконденсатных залежах особо важное значение приобретает контроль за состоянием пластовых жидкостей и движением границ оторочек. Систематический контроль позволит вовремя предупреждать развитие нежелательных процессов в пласте, выяснять и оперативно устранять недостатки принятой системы. Именно это в конечном счете определяет эффективность разработки месторождения.

Р.И. Медведский, А.Б. Кряквин, В.П. Балин, Ю.Ф. Юшков [44] при анализе перспектив разработки газоконденсатонефтяных месторождений Западной Сибири считали наиболее приемлемым методом поддержания пластового давления заводнение (законтурное, площадное, барьерное и их комбинации). Рассмотрев все существующие и предложенные варианты заводнения, эти авторы подчеркивают, что возможность применения того или иного варианта определяется конкретным геологическим строением и коллекторскими свойствами пласта, особенностями начального состояния пластовой системы. Отсюда они сделали вывод, что для нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири ни один из способов заводнения в чистом виде не может быть рекомендован и требуется изыскивать новые модификации заводнения, позволяющие рационально эксплуатировать обширные подгазовые зоны небольшой толщины. Было сделано предположение, что наиболее эффективным подходом с точки зрения повышения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи может явиться комбинация нескольких методов воздействия, в первую очередь сочетание физико-химических методов блокирования газа с направленным гидроразрывом пласта и заводнением.

С.Н. Закиров и Р.М. Кондрат [13] полагают, что активное воздействие на процесс разработки месторождений природных газов при водонапорном режиме должно обеспечить регулирование продвижения пластовых вод, снижение размеров заводненной зоны пласта и количества защемленного в ней газа. Оно достигается эксплуатацией обводненных газовых

скважин. Для реализации технологии активного воздействия на водонапорный режим необходимо создать сетку добывающих и контрольно-наблюдательных скважин, охватывающую всю площадь газоносности. Первоначально из скважин отбирают газ. По мере появления воды в добываемой продукции применяют методы интенсификации выноса жидкости на поверхность. При этом обязательным условием успешного внедрения технологии является сохранение режимов эксплуатации скважин, поддерживавшихся до начала их обводнения, а при необходимости перевод скважин на форсированный режим отбора газа и воды. Вокруг забоя каждой обводненной скважины по мере отбора воды и газа образуется зона пониженного давления. Согласно результатам проведенных С.Н. Закировым и Р.М. Кондратом лабораторных экспериментов, при снижении давления в обводненных объемах пласта защемленный газ сначала расширяется, оставаясь практически неподвижным. После снижения давления на 23—37 % по отношению к давлению заводнения весь объем газа, получаемый при его расширении, становится подвижным. Защемление газа в пористой среде, последующее его расширение и движение приводят к существенному снижению фазовой проницаемости для воды — в 10—100 раз и более. В результате эксплуатации обводненных скважин замедляется продвижение пластовых вод в зоне их расположения, что способствует выравниванию контура газоносности. Одновременно с выполнением задач регулирования в разработку вовлекается газ из зон пласта, обойденных и отсеченных фронтом воды, и из заводненной зоны извлекается часть защемленного газа как за счет отбора его вместе с водой, так и за счет поступления в газонасыщенную часть пласта. Таким образом, в предложенном методе активного воздействия на процесс разработки газовых месторождений отрицательные последствия проявления водонапорного режима — защемление газа водой — используются для регулирования продвижения пластовых вод и повышения коэффициента газоотдачи. Применительно к месторождениям, разработка которых закончена при полном обводнении всех скважин, или к месторождениям, вступившим в завершающую стадию эксплуатации, технология активного воздействия на водонапорный режим реализуется путем организации вторичной добычи газа из обводненных пластов. Исходя из результатов лабораторных экспериментов, для получения положительного эффекта давление в обводненных пластах необходимо снизить ниже значения, соответствующего максимуму газожидкостного фактора (примерно 0,25—0,30 от давления заводнения).

Теоретические исследования технологии активного воздействия на водонапорный режим проведены на примере Битковского газоконденсатного месторождения [19]. За период разработки из месторождения извлечено 71,2 % газа, в обводненной зоне защемлено 17,3 % от начальных и 57 % от остаточных запасов газа. Расчетные данные показывают, что в период доразработки месторождения (без регулирования продвижения пластовых вод) коэффициент газоотдачи по остаточному газу составит всего 21,18 %, а при совместном отборе из скважин газа с водой в зависимости от варианта их эксплуатации он будет изменяться от 47,8 до 58,9 % [20].

Заводнение является одним из возможных направлений повышения углеводородоотдачи и при разработке газоконденсатных месторождений. Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что в области изменения давления заводнения от начального до давления начала конденсации углеводородной смеси коэффициент конденсатоотдачи постепенно уве-

личивается по мере снижения давления, достигая максимального значения при давлении начала конденсации. Ретроградная конденсация углеводородной смеси сопровождается уменьшением коэффициента конденсатоотдачи, что связано с защемлением водой всего выпадающего в пористой среде конденсата. После достижения определенного (критического) значения насыщенности пор пласта выпавшим конденсатом, которое в экспериментах С.Н. Закирова и Р.М. Кондрата на моделях несцементированных пористых сред равно 0,025—0,06, часть его начинает вытесняться водой из пористой среды с образованием впереди фронта воды оторочки. Это приводит к замедлению темпа снижения коэффициента конденсатоотдачи, который, достигнув минимального значения, увеличивается. Результаты проведенных исследований показывают, что наиболее рациональным является заводнение при давлениях, близких к давлению начала конденсации углеводородной смеси, а также при пониженных пластовых давлениях в условиях наличия в пористой среде выпавшего конденсата. Согласно экспериментальным данным, закачка перед фронтом воды оторочки углеводородного растворителя, водогазовых смесей, раствора ПАВ и последовательное нагнетание водного раствора ПАВ и газа способствуют повышению коэффициента извлечения конденсата по сравнению с закачкой только воды. Высокие значения коэффициента конденсатоотдачи могут быть достигнуты при заводнении в условиях конденсации в пласте тяжелых фракций углеводородного конденсата и частичной гидрофобизации ими поверхности поровых каналов, а также при давлениях, соответствующих минимальным значениям плотности и вязкости выпавшего в пласте конденсата. Эффективность заводнения газоконденсатных пластов подтверждена теоретическими исследованиями, проведенными для условий горизонта В-16 Гадячского газоконденсатного месторождения.

Предложенная технология активного воздействия на процесс разработки газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками включает отбор газоконденсатной смеси через добывающие скважины, расположенные в своде структуры, обратную закачку в пласт всего конденсата через нагнетательные скважины, расположенные на границе раздела газовой и нефтяной зон, и обратную закачку сухого газа через другую сетку нагнетательных скважин, расположенных выше по напластованию. После создания оторочки конденсата требуемого размера (примерно 20—25 % от объема нефтенасыщенных пор) переходят на закачку воды через первую сетку нагнетательных скважин. Отбор нефти производят после образования в пласте оторочки конденсата, а в случае большой разности между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом — с момента ввода месторождения в разработку.

Применительно к разработке газоконденсатных месторождений с остаточной нефтью предложенная технология повышения коэффициента углеводородоотдачи предусматривает первоначальное извлечение газоконденсатной смеси в режиме истощения до момента снижения пластового давления до значения, соответствующего максимальной насыщенности пористой среды остаточной нефтью и выпавшим конденсатом. Затем в пласт закачивают вытесняющий агент (газ, воду), поддерживая давление постоянным. В рассмотренном случае для повышения эффективности извлечения остаточной нефти используется отрицательное последствие разработки газоконденсатных месторождений на режиме истощения — выпадение в пласте углеводородного конденсата.

Р.М. Кондратом [19] достаточно подробно описаны особенности разработки Битковского и Гадячского газоконденсатных месторождений (Украина) с применением заводнения.

Газоносные пласты Битковского газоконденсатного месторождения (Украина) приурочены к отложениям ямненской, манявской и выгодско-пасечнянской свит складки "Глубинная", залегающим на глубинах 1900—2800 м. Выше по разрезу в менилитовых отложениях этой же складки содержится нефть. Продуктивные отложения представлены чередованием песчаников, известняков, глинистых сланцев, алевролитов, аргиллитов и гравелитов. В каждой из свит насчитывается от 2 до 20 песчаных пропластков толщиной от 1 до 22 м. Газоносные пласты характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость составляет в среднем 0,12, проницаемость по промысловым данным $(2\div15)\cdot10^{-14}$ м^2) и высокой неоднородностью. Среднее значение коэффициента начальной газонасыщенности равно 0,7. В уплотненных песчано-алевролитовых породах развиты трещины. Трещинная пористость невелика, составляет 0,002—0,04 , но играет решающую роль в проницаемости коллекторов.

Месторождение пластово-массивного типа с размерами 2500—6000 м по короткой и 18000 м по длинной осям складки. Поперечными нарушениями оно разбито на шесть блоков (с севера на юг): Старунский (I), Бачинский (II), Битковский (III), Пасечнянский (IV), Любижнянский (V) и Юго-Западный (VI). Экранирующим является только нарушение, отделяющее Старунский блок. Начальный газоводяной контакт был единым для всех блоков на абсолютной отметке минус 1945 м. Начальное пластовое давление, приведенное к плоскости начального контура газоносности, составляло 30,35 МПа, начальные запасы газа— $45\cdot10^9$ м^3, начальное содержание конденсата в газе — 62 г/м^3.

Месторождение приурочено к замкнутому водоносному бассейну, представленному в пределах отдельных блоков изолированными гидродинамическими системами. Пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе. Минерализация воды изменяется от 120 до 220 кг/м^3, составляя в среднем 168 кг/м^3.

Месторождение введено в разработку в 1962 г. Максимальный уровень добычи газа достигнут в 1968 г. и составил 7,88 % от начальных запасов газа, утвержденных в ГКЗ. В 1989 г. добыто 0,82 % газа от начальных запасов. На 01.01.90 г. из месторождения извлечено с потерями 79,7 % газа и 44,5 % конденсата. Суммарный отбор пластовой воды равен 165 598 м^3. Среднее пластовое давление составляет 5,5 МПа. По площади газоносности оно распределено неравномерно и изменяется от 4,8 МПа в Битковском блоке до 8,9 МПа в Юго-Западном блоке.

Месторождение разрабатывается при водонапорном режиме. В конце 1967 г. начали обводняться приконтурные скважины 400 и 450. На 01.01.90 г. из 61 скважины, пробуренной в пределах начального контура газоносности, 6 ликвидированы по геологическим и техническим причинам, 17— вследствие обводнения, 7 обводненных скважин переведены в контрольные. В фонде добывающих числятся 32 скважины. По данным за декабрь 1989 г., пять скважин (24, 28, 45, 385, 478) эксплуатируются газлифтным способом (периодически или непрерывно) с дебитом газа 5—95 тыс. м^3/сут, восемь (9, 25, 26, 435, 457, 464, 473, 476) эксплуатируются периодически или работают барботажным газом с дебитом 1—5 тыс. м^3/сут. По остальным скважинам дебиты газа изменяются от 18 до 77 тыс. м^3/сут. Среднее

рабочее давление по скважинам составляет 0,7 – 5,8 МПа, давление в затрубном пространстве 0,7 – 6,7 МПа, водный фактор $8 \cdot 10^{-6} - 49 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3.

Результаты промыслово-геофизических и термогазодинамических исследований скважин показывают, что обводнение происходило за счет как общего подъема газоводяного контакта, так и опережающего перемещения фронта воды по отдельным, наиболее дренируемым и проницаемым пропласткам, расположенным в различных частях продуктивного разреза.

Анализ промысловых данных показывает, что по мере отбора газа и снижения пластового давления происходило постепенное увеличение скорости внедрения воды в западную часть Битковского блока. На конец 1969 г. она достигла максимального значения, равного 110 м/год. В дальнейшем темп поступления воды уменьшается, а зависимости $H = f(t)$ и $w = \psi(t)$ постепенно выполаживаются. Аналогичные зависимости получены и для других блоков. В целом порядок обводнения добывающих скважин определяется положением их на структуре. Так, для обеих частей Пасечнянского блока получена линейная зависимость между абсолютными отметками кровли выгодско-пасечнянских и манявских отложений (расстояние до начального контура газоносности) и временем появления воды в продукции скважин.

Результаты промыслово-геофизических исследований обводненных скважин свидетельствуют о высоком значении коэффициента текущей газонасыщенности, при котором происходит отключение продуктивных пластов. Пласты со значением газонасыщенности 0,49—0,52 практически не работают. В продуктивном разрезе большинства скважин на момент их отключения имелись пропластки с начальной газонасыщенностью. Так, согласно данным промыслово-геофизических исследований скв. 32, проведенных в декабре 1975 г. после прекращения ее работы вследствие обводнения, газонасыщенные пласты отмечены в верхней части выгодско-пасечнянской свиты и в средней части манявской свиты. При повторных исследованиях скважины, проведенных в мае 1979 г. через три с половиной года после ее остановки, изменений в расположении газонасыщенных пластов не произошло. Обращает на себя внимание сравнительно высокое значение коэффициента остаточной газонасыщенности обводненных пластов: порядка 0,61 для выгодско-пасечнянской свиты и 0,5—0,59 для манявской свиты. За период эксплуатации скважины пластовое давление в зоне ее расположения снизилось с 17 МПа при появлении воды в продукции до 9,3 МПа —на момент прекращения ее работы из-за обводнения и 8,22 МПа — по замерам в мае 1979 г. С использованием этих данных определено значение коэффициента остаточной газонасыщенности продуктивных отложений на момент защемления газа водой. Для отложений выгодско-пасечнянской свиты коэффициент остаточной газонасыщенности оказался равным 0,31, для пластов манявской свиты — 0,254—0,3. Эти значения совпадают с результатами лабораторных экспериментов по вытеснению газа водой из естественных образцов Битковского месторождения в условиях, близких к пластовым; согласно им коэффициент остаточной газонасыщенности на момент прорыва воды составляет 0,3—0,35, а после прокачки одного порового объема воды уменьшается до 0,23—0,25.

В условиях Битковского месторождения контур газоносности перемещается крайне неравномерно по площади газоносности и продуктивному разрезу. В связи с этим можно достоверно оценить только положение передней кромки фронта вытеснения. На 01.07.83 г. из месторождения было

отобрано 73,34 % начальных запасов газа, в том числе из взаимодействующих Бабченского, Битковского, Пасечнянского, Любижнянского и Юго-Западного блоков —74,12 % начальных запасов газа в этих блоках. В результате анализа данных по обводнению месторождения получены следующие значения высоты подъема газоводяного контакта в отдельных блоках: Бабченский — 149 м, Битковский — 363 м в западной части и 316 в восточной части; Пасечнянский — от 200 (скв. 457) до 272,8 м (скв. 6) и 418,8 м (скв. 25) в западной части и от 78,7 (скв. 28) до 323,9 м (скв. 385) и 380,7 м (скв. 478) в восточной части; Любижнянский —155 м; Юго-Западный — 107 м в западной части и 47 м в восточной.

Расчеты, проведенные с использованием принятого положения газоводяного контакта, показали, что на 01.07.1983 г. в Битковское месторождение, за исключением Старунского блока, внедрилось $31{,}5 \cdot 10^6$ м^3 воды, что привело к обводнению (в пределах передней кромки фронта вытеснения) около 70 % порового объема пласта. Количество газа в заводненной зоне составляет 17,32 % от начальных и 66,92 % от остаточных запасов. Среднее значение коэффициента остаточной газонасыщенности равно 0,579. Оно выше критического значения, при котором для условий Битковского месторождения остаточный газ приобретает подвижность. Сравнительно высокая газонасыщенность заводненной зоны объясняется как расширением остаточного газа по мере снижения пластового давления, так и наличием в заводненной зоне отдельных газонасыщенных участков, обойденных и отсеченных фронтом воды.

Приведенные данные свидетельствуют о целесообразности проведения мероприятий по вовлечению в разработку остаточных запасов газа.

Для получения высоких значений коэффициента газоотдачи продуктивных пластов при водонапорном режиме необходимо было обеспечить устойчивую работу обводненных скважин. На Битковском месторождении применялись такие методы интенсификации выноса жидкости из газовых скважин, как снижение устьевых давлений путем подключения ряда скважин к конденсатопроводу (скв. 24, 26, 385, 478), общее снижение давления на приеме компрессорной станции, изменение конструкции лифта в отдельных обводнившихся скважинах при проведении ремонтных работ и др.

Помимо рассмотренных выше вариантов разработки ГКМ с нагнетанием воды в опубликованных в разное время работах предлагалась так называемая водогазовая репрессия, целью которой является выравнивание фильтрационных сопротивлений в неоднородном пласте путем блокирования наиболее проницаемых зон пласта и вовлечения в фильтрацию углеводородов из ранее застойных зон. По-видимому, в условиях реального пласта следует опасаться того, что блокироваться будет лишь ближайшая к нагнетательной скважине часть наиболее проницаемых областей коллектора. Для достижения эффекта потребуется нагнетать значительные объемы воды и газа, соответственно следует быть готовыми к тому, что возникнет необходимость — после прорыва воды — эксплуатировать скважины с большим содержанием в продукции воды, т.е. оборудовать скважины глубинными насосами (при глубинах залегания пласта приблизительно до 2500 м) или газлифтными подъемниками (при более значительных глубинах).

Обобщая все изложенное по проблеме разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений с нагнетанием воды в пласт или с регулированием фронта ее распространения по пласту, можно сделать следующие выводы.

Искусственное заводнение пласта может быть применено в газоконденсатных залежах, в том числе с нефтяными оторочками, при глубинах приблизительно до 2500 м, и в коллекторах с проницаемостью не ниже 10^{-14} м^2. Наиболее изученным и оправдавшим применение на реальных объектах является барьерное заводнение на газонефтяном контакте, а также в зоне нефтяной оторочки.

Как при разработке с искусственным заводнением, так и при регулировании продвижения фронта воды часть скважин на месторождении должна быть переведена на отбор воды или водогазовой смеси, в том числе на форсированном режиме, что позволит управлять процессом продвижения воды по пласту, обеспечить более полный его охват и снизить потери углеводородов из-за защемления.

Увеличить конечную газоконденсатоотдачу пласта после его искусственного или естественного заводнения возможно, разрабатывая пласт на истощение путем отбора водогазовой смеси.

Очевидно, при разработке залежи с отбором больших объемов воды важно экологически грамотно утилизировать добываемую воду, например использовать ее для закачки в эксплуатируемые нефтяные или отработанные газовые пласты.

1.5

Основные проблемы разработки газовых и газоконденсатных месторождений

Текущее состояние и конечная эффективность разработки газовых месторождений определяются тем, насколько совершенна запроектированная система разработки, как она учитывает все особенности геологического строения месторождения и окружающего водонапорного бассейна и насколько эта система реализована практически. В соответствии с геологическими и гидрогеологическими условиями, а также с выбранной технологией разработки проектируется и система контроля.

Факторы и условия, определяющие степень сложности разработки месторождения, под влиянием которых формируется комплекс контролируемых параметров, условно можно разделить на две группы: геологические и гидрогеологические; технологические [22].

К первой группе следует отнести размеры залежи и ее начальные параметры (глубина залегания продуктивного пласта, пластовые давление и температура, запасы газа и конденсата), геологическое строение продуктивного горизонта (многопластовость, неоднородность коллекторских свойств, разрывные нарушения и пр.), тип залежи (пластовая, массивная, водоплавающая), физико-химические свойства пластовых флюидов и т.д. Эта же группа включает характер контакта залежи с окружающим водонапорным бассейном. Особенности этого бассейна — протяженность, проницаемость, гидростатические напоры.

Во вторую группу входят: способ разработки залежи (с поддержанием

давления, на истощение, с консервацией газовой части залежи или нефтяной оторочки и т.д.); стадия разработки (начальная, основная и др.); темп отбора углеводородов из залежи и дебиты отдельных скважин, их рабочие давления и текущее состояние; система вскрытия продуктивного горизонта и размещение скважин на структуре; наличие межпластовых или внутрипластовых перетоков газа и пр.

Некоторые факторы, такие как взаимодействие соседних залежей, режим разработки и другие, являются общими, но, поскольку возникают они только в процессе разработки месторождений, условно отнесем их к второй группе.

В общем случае система контроля тем сложнее, чем больше упомянутых факторов и условий характерно для данного месторождения, чем больше особенностей и осложнений в его разработке. Крупное по размерам и этажу газоносности многопластовое месторождение с резко неоднородными коллекторами, с блоковым строением, а также с внедрением пластовых вод требует максимума контролируемых параметров. Небольшое однопластовое газовое месторождение может достаточно эффективно эксплуатироваться и при упрощенной системе контроля.

Система контроля определяется уже на стадии составления технологических схем и проектов опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) или проектов промышленной разработки.

Особое внимание на всех стадиях разработки газового месторождения следует уделять внедрению подошвенной и законтурной воды в случае водонапорного режима работы пласта [22]. Естественно, активность воды неодинакова на разных стадиях отбора запасов газа из пласта. Обычно сначала наблюдаются признаки только газонапорного режима. По мере снижения давления отмечается все более активное внедрение воды. На завершающей стадии разработки, когда образуются обширные зоны обводнения с защемленным и обойденным газом, темп внедрения воды вновь замедляется из-за возросших фильтрационных сопротивлений. Динамизм процесса обводнения различен в поровых и трещиноватых коллекторах, что диктует необходимость конкретного подхода к системе контроля за обводнением газового пласта. Разработка газоконденсатных месторождений [5, 25, 36, 47, 49] имеет свою специфику.

Помимо всех особенностей разработки, присущих чисто газовым месторождениям, в этом случае возникают сложные проблемы, связанные с отбором углеводородного конденсата. С одной стороны, это те вопросы, которые требуют своего решения при достижении максимально возможной конденсатоотдачи пласта. С другой стороны, это вопросы поддержания или восстановления продуктивности скважин, поскольку наибольшее насыщение порового пространства выпадающим конденсатом происходит именно в призабойных зонах скважин, приводя к более или менее значительному снижению фазовой газопроницаемости.

Если в ходе эксплуатации газоконденсатной залежи к забоям добывающих скважин подступает подошвенная или законтурная вода, то возникает проблема поддержания работоспособности скважин, в продукции которых содержится значительное количество жидкости (углеводородного конденсата и воды). Варианты решения этой проблемы рассмотрены ниже в главе 3.

Особенно сложной является разработка газоконденсатного пласта, характеризующегося низкой проницаемостью пород. Выпадение ретроград-

ного конденсата в поровом пространстве обусловливает в таких случаях необходимость поддержания давления для приемлемых отборов не только конденсата, но и газа.

Вообще проблема обеспечения достаточно большой углеводородоотдачи, особенно конденсатоотдачи, считается специалистами одной из наиболее сложных при разработке месторождения газоконденсатного типа. Предложен целый ряд методов повышения газоконденсатоотдачи, однако, за исключением лишь некоторых из них, эти методы из-за больших капитальных и эксплуатационных затрат не применяются в газопромысловой практике (см. главу 2).

Автор с коллегами научно обосновал и внедрил на ряде объектов газодобывающей отрасли такие методы эксплуатации газоконденсатных месторождений и воздействия на пласт, которые требуют минимальных затрат и являются достаточно эффективными способами повышения газоконденсатонефтеотдачи (см. главы 2, 3, 4, 5). Объектами воздействия при этом являются газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи на разных этапах истощения пластовой энергии.

2

Научные основы повышения эффективности разработки месторождений природных газов

Многолетнее изучение и анализ различных аспектов проблемы добычи газообразных и жидких углеводородов позволили автору создать научные основы повышения разработки месторождений природных газов.

Основные результаты теоретических, экспериментальных и опытно-промышленных исследований автора с коллегами по этой проблеме составляют содержание данной главы.

2.1

Исследование процесса вытеснения выпавшего в пласте конденсата жидкими углеводородными и неуглеводородными растворителями

2.1.1

Вытеснение ретроградного конденсата легким углеводородным растворителем

В этом разделе описываются экспериментальные исследования, которые были выполнены с целью более полно раскрыть механизм вытеснения выпавшего в истощенном пласте газового конденсата легкими углеводородными растворителями: этаном, этан-пропановой фракцией, ШФЛУ. Одновременно изучалось влияние степени истощения газоконденсатного пласта

на эффективность процесса вытеснения выпавшего конденсата растворителем.

Все эти растворители состоят практически только из промежуточных компонентов. Свойства промежуточных компонентов как растворителей веществ нефтяной и газаконденсатной природы подробно исследованы Т.П. Жузе, Г.С. Степановой, А.Ю. Намиотом и другими исследователями. Основные интересующие нас физические свойства промежуточных компонентов даны в табл. 2.1. Зависящие от давления параметры — плотность, вязкость, константа фазового равновесия — фиксированы при давлении 10 МПа, поскольку приблизительно такое значение давления характеризует начало завершающей стадии разработки ГКМ, к которой относятся многие из описываемых в данной работе исследований.

Наименьшей молярной массой из всех промежуточных компонентов и, следовательно, наименьшими плотностью и вязкостью при прочих равных условиях обладает этан. Особенностью физических свойств этана является то, что при типичных пластовых давлениях любой, в том числе и завершающей (5—15 МПа), стадии разработки ГКМ константы фазового равновесия этана близки к единице независимо от значения давления схождения. Эта особенность проявляется в процессе разработки ГКМ на истощение, в частности, в том, что содержание этана в пластовом газе и продукции промысла почти не изменяется за весь период разработки.

Константы фазового равновесия промежуточных компонентов с более высокой, чем у этана, молярной массой (пропан, бутан) при пластовых

Таблица 2.1

Некоторые свойства промежуточных углеводородов метанового ряда

Свойства, параметры	Компоненты					
	C_2	C_3	*i*-C_4	*н*-C_4	*изо*-C_5	*н*-C_5
Молярная масса, г/моль	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15	72,15
Критическая температура, °С	32,2	96,8	133,9	152,0	187,8	196,6
Критическое давление, МПа	4,88	4,26	3,64	3,80	3,30	3,37
Плотность при 10 МПа, г/см^3, при температуре:						
20 °С	0,397	0,524	–	0,602	–	0,642
62 °С	0,261	0,468	–	0,555	–	0,600
80 °С	0,206	0,441	–	0,530	–	0,573
Вязкость при 10 МПа, 10^{-2} МПа·с, при температуре:						
20 °С	5,5	11,9	–	18,6	–	25,4
62 °С	3,2	8,6	–	12,8	–	16,3
80 °С	2,7	7,3	–	10,7	–	13,5
Константа равновесия при 10 МПа:						
$p_{сх}$ = 13,7 МПа:						
t = 20 °С	0,80	0,38	–	0,20	–	0,12
t = 62 °С	1,02	0,60	–	0,33	–	0,20
$p_{сх}$ = 20,6 МПа:						
t = 20 °С	0,70	0,33	–	0,16	–	0,07
t = 62 °С	1,00	0,52	–	0,28	–	0,14
$p_{сх}$ = 34,3 МПа:						
t = 20 °С	0,70	0,32	–	0,15	–	0,06
t = 62 °С	0,99	0,51	–	0,26	–	0,12

давлениях, характерных для завершающей стадии разработки ГКМ, значительно меньше единицы, но достаточно высоки, чтобы в газовой фазе сохранялось близкое к начальному содержание этих компонентов в течение всего периода разработки. Естественно, что значительная часть массы этих компонентов на завершающей стадии разработки ГКМ содержится в жидкой фазе — выпавшем конденсате, несмотря на относительно небольшую объемную долю конденсата в системе. Так, в истощенной до 10 МПа вуктыльской ГКС распределение масс промежуточных компонентов между газовой и жидкой фазами следующее:

Фазы	Этан	Пропан	Бутаны
Газовая	0,788	0,661	0,499
Жидкая	0,212	0,339	0,501
Всего	1,000	1,000	1,000

Типичные для промежуточных компонентов свойства этана обеспечивают достаточно высокую эффективность вытеснения выпавшего конденсата при использовании этана в качестве растворителя: оторочка этана в условиях истощенной газоконденсатной залежи неограниченно смешивается как с пластовой газовой фазой, так и с пластовой жидкой фазой (выпавшим конденсатом).

Экспериментальные исследования позволили раскрыть механизм вытеснения конденсата этаном в условиях, когда ГКС является двухфазной со значительным преобладанием газовой фазы и с неподвижным до введения этана жидким конденсатом. Было показано, что выпавший конденсат тем эффективнее вытесняется этаном, чем значительнее пластовое давление превышает критическое давление (4,88 МПа) этана (рис. 2.1, 2.2, 2.3).

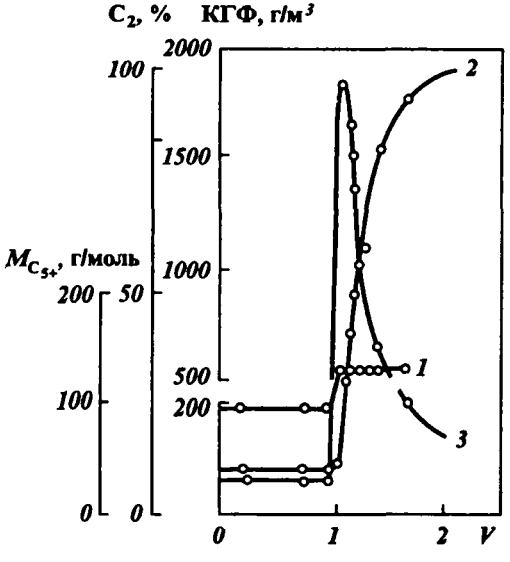


Рис. 2.1. Зависимость молярной массы $M_{C_{5+}}$ (кривая *1*), молярной доли C_2 (кривая *2*) и КГФ (кривая *3*) от объема закачанного этана

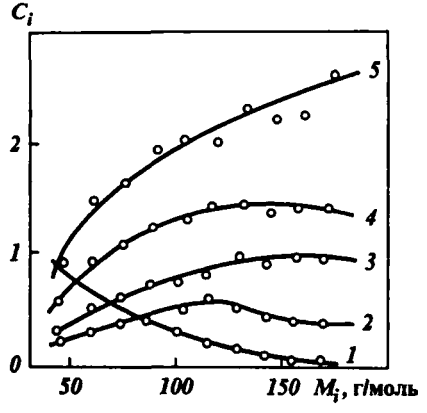


Рис. 2.2. Компонентоотдача в процессе нагнетания этана в модель пласта:
1, 2, 3, 4 и *5* — поровый объем этана соответственно 0,9; 1,6; 1,5; 1,3 и 1,1

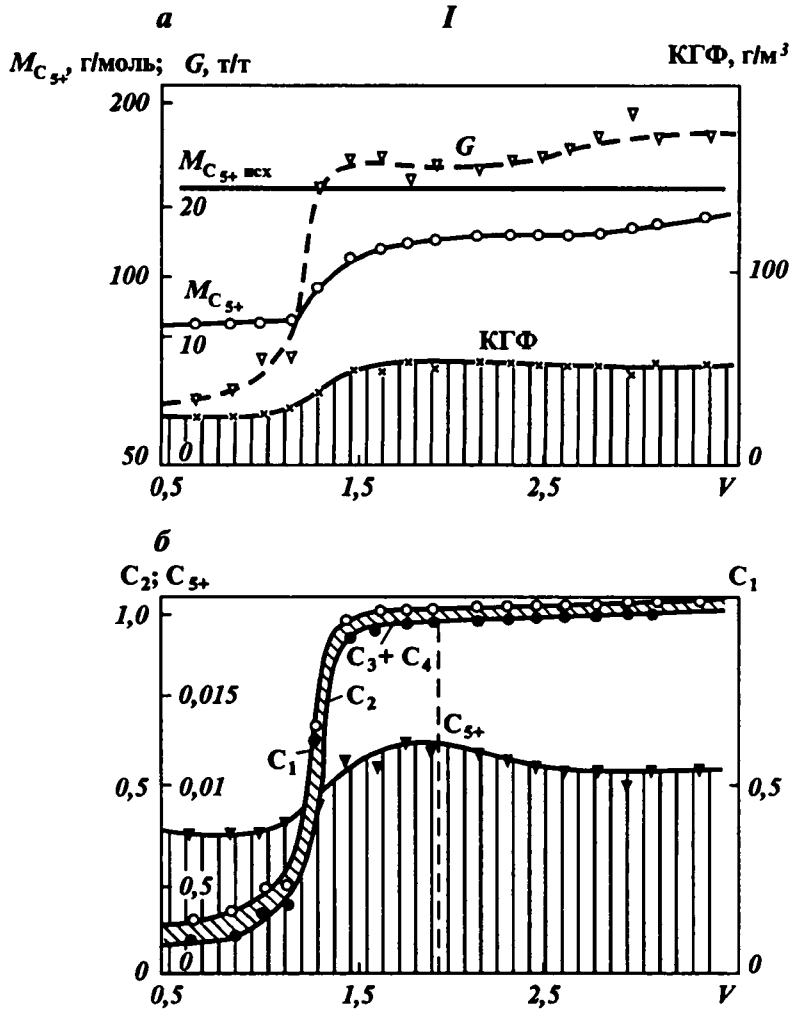
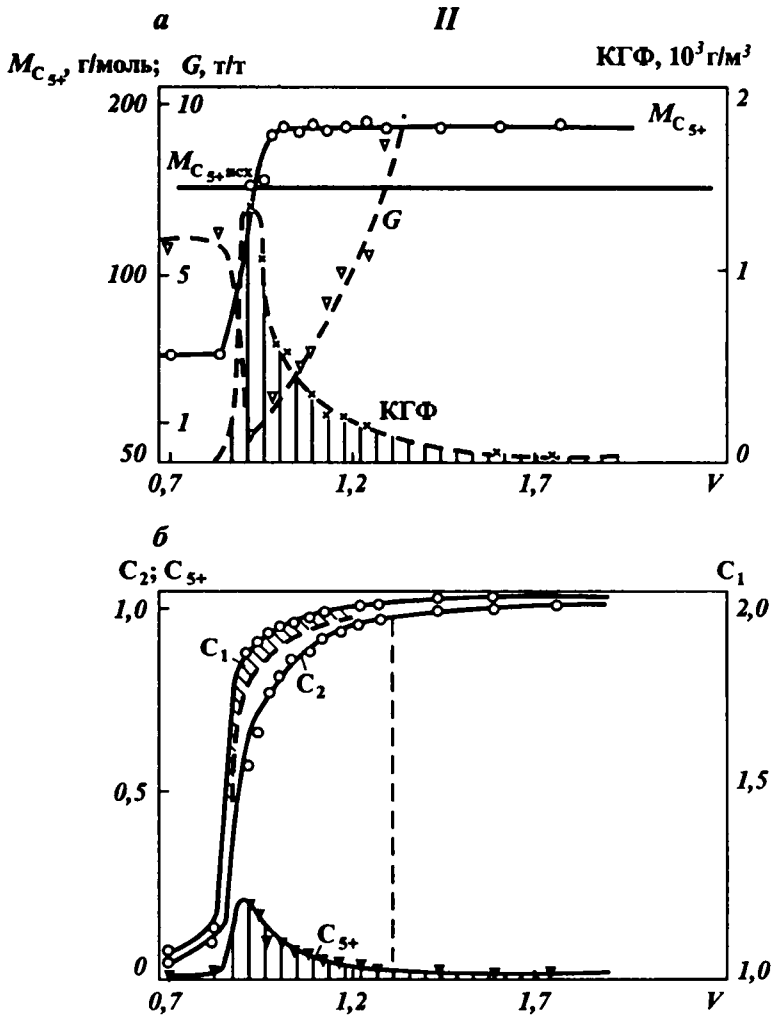


Рис. 2.3. Зависимость молярной массы $M_{C_{5+}}$, расхода этана G, КГФ (*а*) и молярной доли C_1, C_2, C_{5+} (*б*) от объема прокачанного газа:

I – p = 6 МПа; t = 60 °С; w = 2 м/сут; $C_{2\text{ исх}}$ = 11,7 %; *II* – p = 10 МПа; t = 60 °С; w = 2,5 м/сут; $C_{2\text{ исх}}$ = 4,5 %; *III* – p = 15 МПа; t = 60 °С; w = 1 м/сут; $C_{2\text{ исх}}$ = 9,3 %; *IV* – p = 6 МПа; t = 20 °С; w = 2 м/сут; $C_{2\text{ исх}}$ = 8 %; *V* – p = 6 МПа; t = 20 °С; w = 3 м/сут; $C_{2\text{ исх}}$ = 8 %. Пунктирная линия разделяет области C_3 и C_4

Специально осуществленный эксперимент по вытеснению выпавшего конденсата оторочкой этана на модели пласта длиной около 1 м дал возможность детально исследовать механизм процесса вытеснения. На рис. 2.1 представлены графики изменения КГФ, молярной массы фракции C_{5+} и молярной доли этана в продукции в зависимости от объема закачанного растворителя. Эксперимент проводили при постоянных давлении



(13,2 МПа) и температуре (60 °С) со средней скоростью продвижения фронта этана $1{,}6 \cdot 10^{-5}$ м/с. Анализируя результаты эксперимента, можно прийти к выводу, что на фронте вытеснения осуществляется двухфазная фильтрация пластовой смеси. На рис. 2.2 показаны в относительных единицах зависимости содержания C_i компонентов в отбираемой смеси от их молярной массы M_i:

$$\overline{C}_i = C_i\,(M_i),$$

где $\overline{C}_i = C_{Ti} / C_{Ki}$ – текущее содержание i-го компонента в продукции; C_{Ki} – содержание i-го компонента в модели пласта к концу процесса истощения.

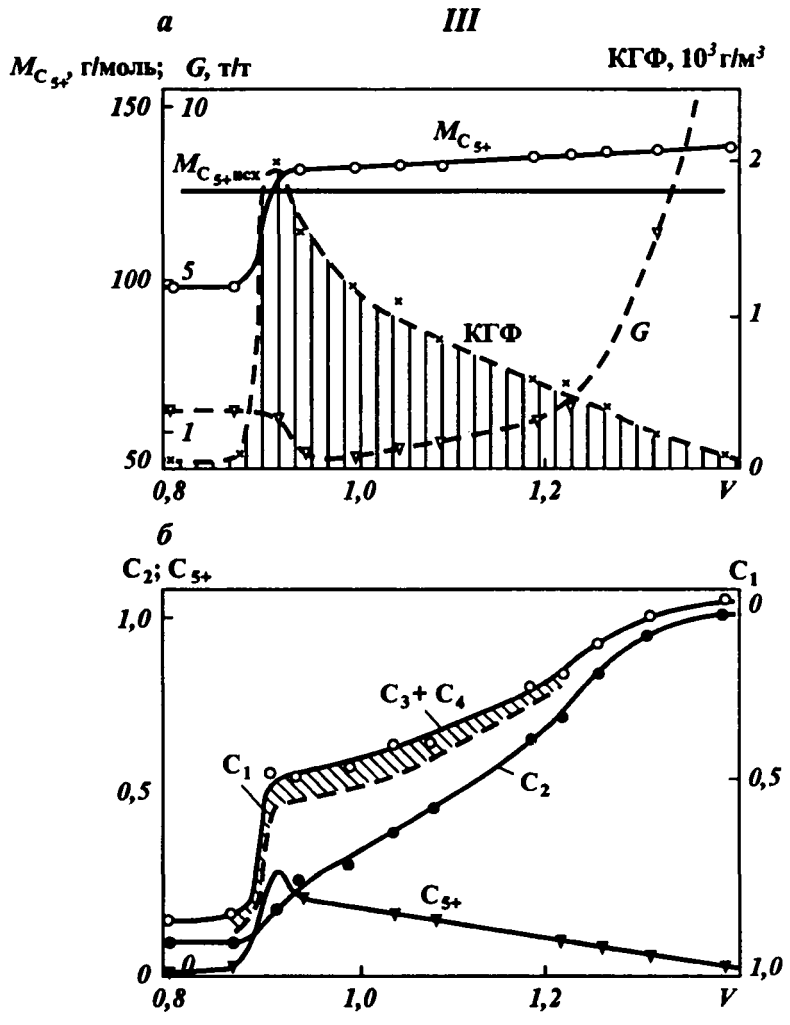
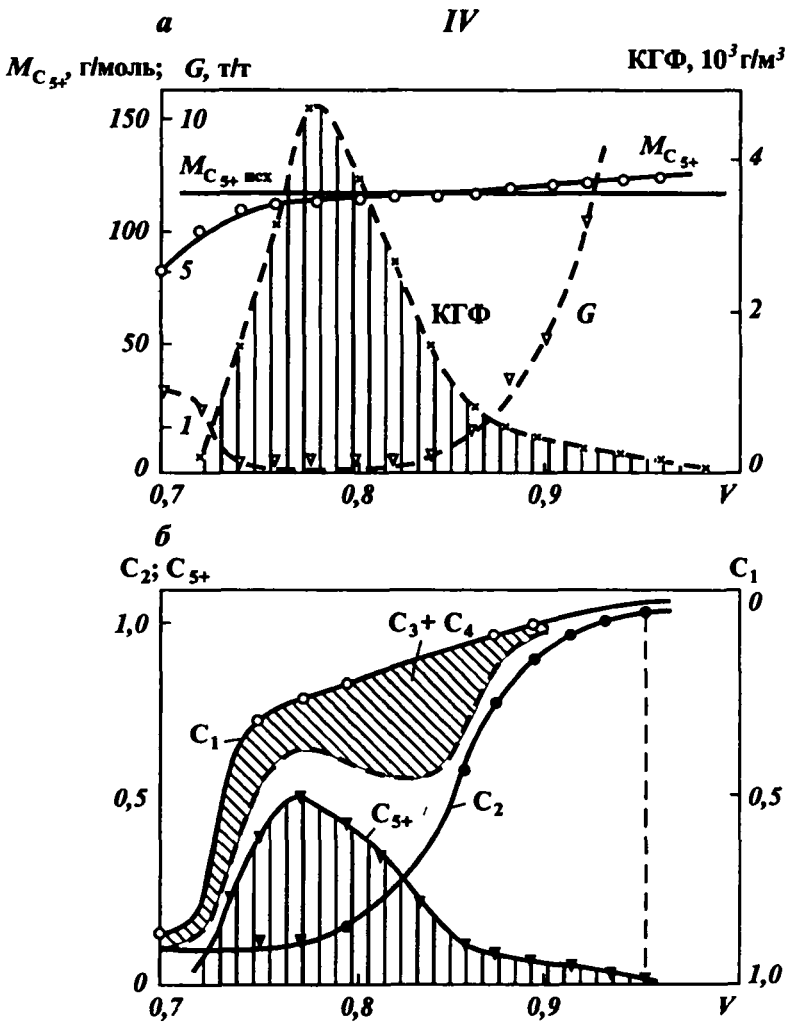


Рис. 2.3. Продолжение

При прокачке через модель пласта поровых объемов этана $\overline{V}_п$ = 0,9 компонентный состав продукции (кривая *1*) соответствует составу газовой фазы пластовой смеси в момент завершения процесса истощения модели (при давлении 13,2 МПа). Состав отбираемой смеси резко меняется при прокачке 1,1 поровых объема этана (кривая *5*).

Анализ состава фракции C_{3+} показывает, что относительное содержание наиболее тяжелого компонента имеет максимальное значение по сравнению с другими компонентами. Эта закономерность соблюдается до прокачки 1,5 объема пор этана. Очевидно, этан, растворяясь в конденсате при непрерывном массообмене между фазами системы, создает на фронте вытеснения вал жидких углеводородов насыщенностью выше критичес-



кой, при которой начинается двухфазная фильтрация. При прочих равных условиях эффективность процесса вытеснения конденсата этаном тем выше, чем ближе физическое сродство этана и конденсата: в условиях пласта с относительно невысокой температурой (около 20 °С) вытеснение конденсата происходит с меньшим удельным расходом растворителя, чем при температурах приблизительно 60 °С. Увеличение молярной массы растворителя позволяет повысить эффективность процесса вытеснения (рис. 2.4).

Влияние темпа прокачки растворителя на эффективность вытеснения выпавшего конденсата (табл. 2.2 и рис. 2.3) свидетельствует о важной роли в механизме вытеснения молекулярного и конвективного перемешивания.

В связи с этим определение размеров зоны перемешивания (переходной зоны) пластового флюида с вытесняющим его растворителем является важной исследовательской задачей (как для науки, так и для практики).

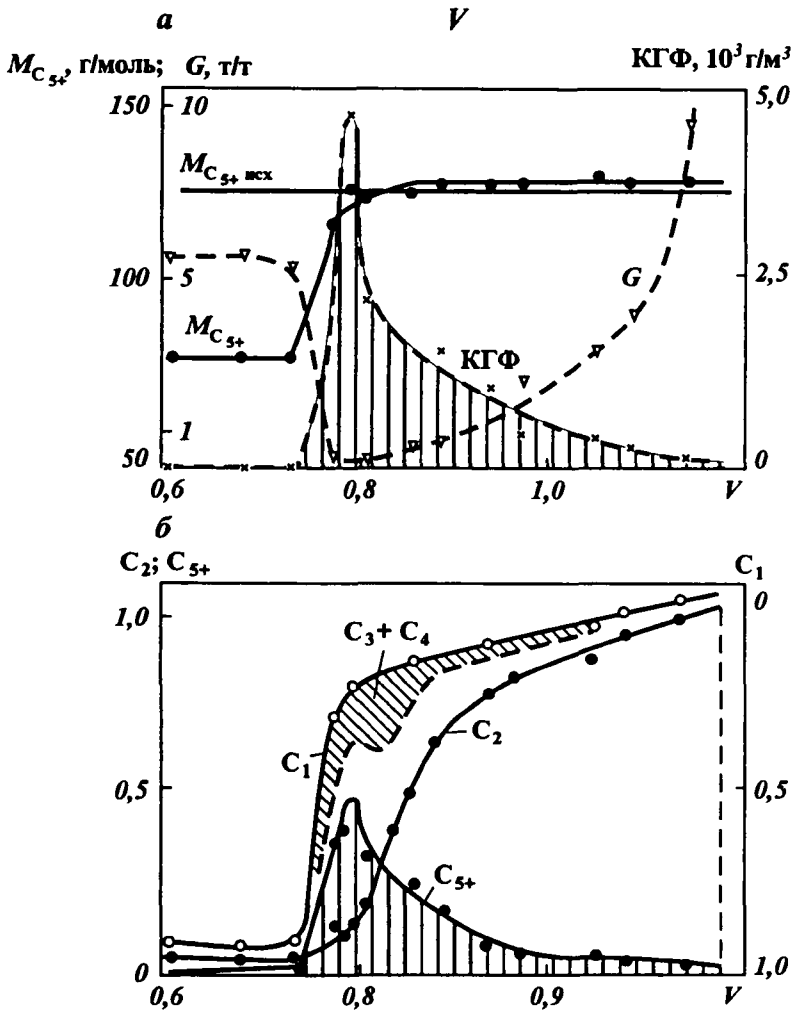


Рис. 2.3. Продолжение

Таблица 2.2

Конденсатоотдача модели пласта длиной 5 м как функция скорости вытеснения выпавшего конденсата этаном

Номер эксперимента	Линейная скорость продвижения фронта этана, 10^{-5} м/с	Конденсатоотдача модели пласта относительно начальных запасов, %	
		после закачки двух поровых объемов этана	включая истощение*
53	2,34	58	80
43	3,58	57	78
46	8,68	47	69
Среднее значение	4,86	54	75

* Темп истощения во всех трех опытах был одинаковым, близким к равновесному.

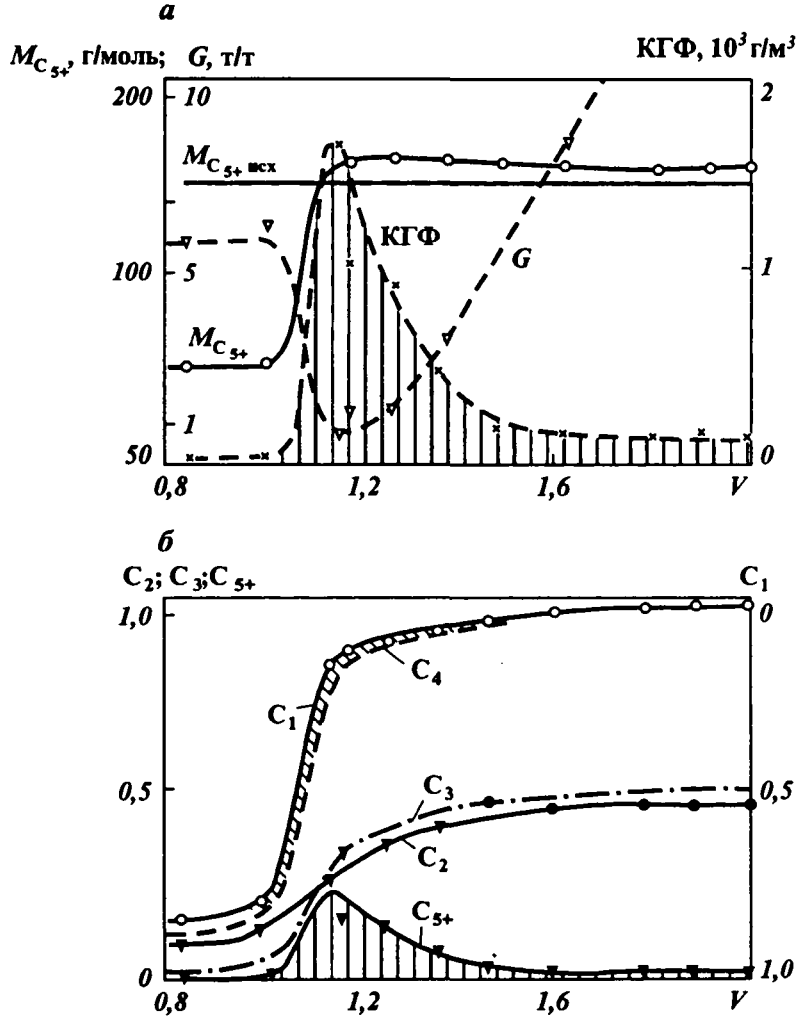


Рис. 2.4. Зависимость молярной массы $M_{C_{5+}}$, расхода смеси этана и пропана G (молярная доля 50 и 50 %), КГФ (*а*) и молярной доли C_1, C_2, C_3 и C_{5+} (*б*) от объема прокачанного газа:

p = 6 МПа; t = 60 °С; w = 2 м/сут; $(C_2 + C_3)_{исх}$ = 12,4 %

2.1.2

Оценка размеров переходной зоны при вытеснении выпавшего в пласте конденсата растворителями

Анализ результатов выполненных экспериментальных исследований и расчетов показал, что выпавший в процессе истощения газоконденсатного пласта углеводородный конденсат может быть извлечен на поверхность с помощью жидких в пластовых условиях растворителей углеводородной природы.

Многочисленные эксперименты и промысловый опыт свидетельствуют о том, что для вытеснения углеводородов из пласта растворителем нет необходимости заполнять растворителем весь поровый объем, достаточно создать оторочку размером от 3–4 до 10–12 % объема пор. Максимальные размеры оторочки обусловливаются степенью неоднородности пласта-коллектора, минимальные – физикой образования переходной зоны в условиях однородного пласта. Для оценки минимальной длины переходной зоны при вытеснении нефти растворителем П.И. Забродин, Н.Л. Раковский, М.Д. Розенберг использовали результаты экспериментов на моделях однородного пласта длиной до 50 м. Было установлено, что при вытеснении нефти темп увеличения длины зоны смеси в начале процесса вытеснения очень высок, однако после того, как фронт растворителя продвинется на 10–20 м, длина зоны смеси практически стабилизируется. Так, на участке продвижения фронта от 20 до 50 м при отсчете от места поступления растворителя в пласт длина зоны смеси по экспериментальным данным возрастала в среднем всего на 9,5 %. При дальнейшем продвижении фронта за пределы 50-метрового участка темп возрастания длины зоны смеси становится незначительным: на расстоянии от 20 до 500 м длина зоны смеси по полуэмпирической формуле ВНИИнефти возрастает менее чем на 40 %. Это свидетельствует о том, что для оценки ожидаемой в пластовых условиях длины зоны смеси при проектировании опытно-промышленного эксперимента по вытеснению нефти или выпавшего конденсата растворителем можно выполнять лабораторные эксперименты на модели пласта длиной 20–50 м. В зависимости от проектного расстояния между нагнетательной и эксплуатационными скважинами полученное в экспериментах значение длины зоны смеси $l_{см}$ можно увеличить согласно полуэмпирической формуле ВНИИнефти:

$$l_{см} = Cx^{\alpha}, \qquad (2.1)$$

где C и α – безразмерные коэффициенты, являющиеся функциями соотношения вязкостей вытесняемого флюида и растворителя; x – пройденное фронтом растворителя расстояние, м.

С целью оценки длины зоны смеси при вытеснении растворителем выпавшего конденсата, фазовая насыщенность пласта которым низка, что типично для истощенных ГКМ Урало-Поволжья, были выполнены эксперименты на физических моделях пласта длиной 2; 5 и 20 м. Все эти эксперименты выполнены при температуре 30±1 °С. Скорость вытеснения конденсата растворителем соответствовала темпу продвижения фронта растворителя (этана) от $3 \cdot 10^{-6}$ до $9 \cdot 10^{-5}$ м/с.

Первым этапом экспериментов было создание в моделях условий, со-

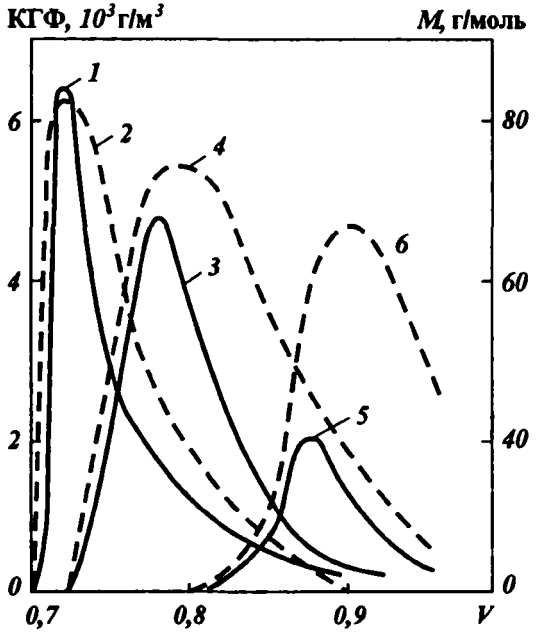
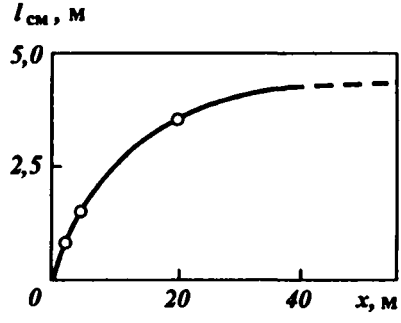


Рис. 2.5. Динамика конденсатогазового фактора КГФ (кривые *1, 3, 5*) и молярной массы *M* продукции (кривые *2, 4, 6*) при вытеснении конденсата этаном из моделей пласта различной длины *L*:
1, 2 — L = 20 м; *3, 4* — L = 5 м; *5, 6* — L = 2 м

Рис. 2.6. Зависимость ширины $l_{см}$ зоны смеси с молярной массой $M \geq 30$ г/моль от пройденного фронтом этана расстояния *x*



ответствующих по фазовому, компонентному составу и термодинамическому состоянию условиям истощенной до 6 МПа газоконденсатной залежи. Методика осуществления операций этого этапа, как и операций последующих этапов, рассмотрена выше. Исходная ГКС имела следующий состав (молярная доля, %): C_1 — 83,58; C_3 — 9,66; C_4 — 2,12; C_5 — 1,64; C_6 — 1,03; C_7 — 0,71; C_8 — 0,58; C_9 — 0,29; C_{10} — 0,19; C_{11} — 0,10; C_{12} — 0,10.

Вторым, основным этапом было вытеснение растворителем — этаном двухфазной ГКС с целью извлечения выпавшего конденсата. Результаты, полученные на втором этапе экспериментов, приведены на рис. 2.5 и 2.6. Обращает на себя внимание такая особенность процесса вытеснения конденсата, как компактность зоны, т.е. приведенной к пластовым условиям части продукции с молярной массой 30 г/моль, превышающей молярную массу закачиваемого растворителя — этана. Эта компактность зоны смеси объясняется, очевидно, низкой насыщенностью пористой среды выпавшим конденсатом: при давлении истощения 6 МПа в жидкой фазе ГКС исследованного состава находится всего 1,5—2 % объема системы.

Из результатов описанных в этом разделе экспериментов следует, что независимо от значения насыщенности пласта выпавшим конденсатом (исследован диапазон от 1—2 до 10 % объема пор) относительная длина $l_{см}/x$ зоны смеси растворитель — конденсат при вытеснении с типичными пластовыми скоростями не превышает для пройденных расстояний следующих значений:

x, м	5	20	50	500
$l_{см}$, м	1,5	3,5	3,8*	4,8*
$l_{см}/x$	0,3	0,175	0,076	0,01

* Оценка по формуле (2.1) с учетом экспериментальных данных для $x \leq 20$ м.

Найденные размеры зоны смеси конденсат – этан приблизительно в 3 раза меньше размеров зоны смеси по экспериментам ВНИИнефти для вытеснения растворителем углеводородной жидкости вязкостью 0,53 мПа·с при близком к нашему соотношении вязкостей (около 5). Таким образом, эксперименты свидетельствуют о том, что эффективность процесса вытеснения выпавшего конденсата даже столь легким растворителем, как этан, весьма высокая, если судить по степени вовлечения конденсата в фильтрационный процесс, поскольку конденсат продвигается в виде компактной зоны смеси с растворителем. Для исследования механизма образования зоны смеси растворитель – конденсат автором были выполнены эксперименты на физической модели пласта длиной 5 м, пористостью 22 % и проницаемостью $1{,}1 \cdot 10^{-14}$ м^2 (в качестве пористой среды использован частично молотый кварцевый песок).

Модель ГКС исходного состава представляла собой 12-компонентную смесь углеводородов метанового ряда с конденсатогазовым фактором 350 г/м^3 и давлением начала конденсации около 25 МПа; молярная масса фракции C_{5+} смеси была равна 123 г/моль. Предварительным этапом экспериментов было истощение ГКС от начального давления 25 МПа до заданного давления истощения 6 МПа при постоянной температуре 20 ± 1 °С. В процессе истощения значение параметра $\pi_{к1}$ не превышало 10^{-18}, т.е. истощение выполняли в условиях термодинамического равновесия. К концу истощения ГКС до заданного давления (6 МПа) насыщенность порового пространства модели пласта жидкой углеводородной фазой (выпавшим конденсатом) составляла около 10 % объема пор согласно контрольному опыту на бомбе фазовых равновесий PVT-8; вязкость жидкой фазы была равна 0,32 мПа·с.

Основной этап эксперимента состоял в прокачке углеводородного растворителя – этана (жидкость в условиях эксперимента) при постоянном среднем пластовом давлении 6 МПа с постоянной скоростью продвижения фронта растворителя около $2 \cdot 10^{-5}$ м/с.

Длину зоны смеси выделяли (по данным хроматографического контроля) как длину участка фильтрационного потока с содержанием растворителя (этана) от 5 до 95 % (молярные доли).

В табл. 2.3 и на рис. 2.7 приведены результаты одного из опытов на модели пласта длиной 5 м.

По данным работы [12], влияние скорости вытеснения нефти растворителем на длину зоны смеси несущественно: уменьшение средней скорости более чем в 4 раза вызывало уменьшение длины зоны смеси всего на 5 %.

Механизм образования зоны смеси в условиях истощенного газоконденсатного пласта при закачке в него растворителя, естественно, несколько отличается от механизма образования зоны смеси в нефтяном пласте. Низкая фазовая насыщенность истощенного газоконденсатного пласта выпавшим конденсатом и, естественно, высокая газонасыщенность должны обусловливать более значительную зависимость длины зоны смеси от скорости вытеснения конденсата растворителем, чем это найдено при вытеснении нефти растворителем. Для подтверждения этого предположения были выполнены эксперименты по вытеснению выпавшего конденсата растворителем (этаном) с различной скоростью продвижения фронта растворителя в модели пласта длиной 5 м. Результаты экспериментов представлены в табл. 2.4 и на рис. 2.8. Как и следовало ожидать, в пористой среде, содержащей двухфазную ГКС, при прокачке жидкого в пластовых усло-

Таблица 2.3

Динамика содержания в продукции и удельного расхода растворителя-этана при вытеснении выпавшего конденсата на модели пласта длиной 5 м (скорость $2 \cdot 10^{-5}$ м/с)

Объем закачки этана, объемы пор	Молярная доля этана в продукции, %	Молярная масса добываемого конденсата, г/моль	Конденсато-газовый фактор, г/м^3	Удельный расход этана, т/т
0,70	1,7	83	11,4	1,87
0,72	1,9	99	18,3	1,30
0,74	2,2	111	1 400	0,026
0,76	2,5	112	3 300	0,016
0,78	2,9	114	4 760	0,015
0,80	4,3	115	3 600	0,026
0,82	6,5	116	2 500	0,049
0,84	13,5	117	1 420	0,154
0,86	36,7	119	700	0,748
0,88	73,0	120	490	2,04
0,90	84,0	121	370	3,04
0,92	89,0	122	190	6,07
0,94	93,0	123	90	13,1
0,96	95,0	125	60	20,0

виях растворителя обнаруживается зависимость длины зоны смеси конденсат – растворитель от скорости прокачки. Это объясняется особенностями механизма вытеснения двухфазной ГКС истощенного пласта растворителем, вязкость которого больше вязкости пластовой газовой фазы, но меньше вязкости пластовой жидкой фазы (выпавшего конденсата).

Движение смеси пластовой газовой фазы и этана ("первой" смеси) начинается сразу после начала закачки растворителя в пласт. В то же время вследствие низкой фазовой насыщенности выпавшим конденсатом движение смеси конденсата и растворителя ("второй" смеси) начинается только

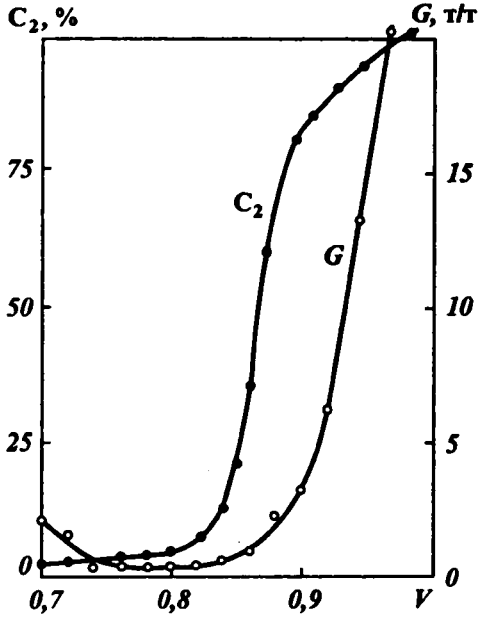


Рис. 2.7. График изменения молярной доли растворителя C_2 в продукции и его удельного расхода на 1 т извлекаемого конденсата G

Рис. 2.8. Влияние скорости вытеснения w на длину зоны смеси $l_{см}$ конденсат – этан

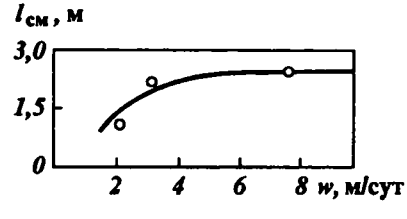


Таблица 2.4

Динамика длины зоны смеси при вытеснении выпавшего конденсата этаном (давление 6 МПа, температура 20 °С, модель пласта длиной 5 м)

Номер эксперимента	Линейная скорость продвижения фронта этана, 10^{-5} м/с	Длина* зоны смеси этан — конденсат, м
53	2,34	1,17
43	3,58	2,14
46	8,68	2,48

* По анализам проб продукции с молярной долей этана от 5 до 95 %.

после того, как насыщенность этой смесью достигает критической величины приблизительно в 30—40 % от объема пор.

Скорость движения первой смеси определяется скоростью закачки растворителя в пласт. Поток этой смеси является источником абсорбируемого конденсатом растворителя, и, естественно, что скорость потока влияет на динамику образования смеси конденсат — растворитель. Эксперименты показали, что с увеличением скорости закачки растворителя длина зоны смеси конденсат — растворитель увеличивается, но при скоростях продвижения фронта растворителя более $(5\div6)\cdot10^{-5}$ м/с это увеличение становится незначительным.

В описываемых экспериментах для изучения влияния скорости потока на механизм образования зоны смеси конденсат — растворитель скорости фильтрации не выходили за границы области существования закона Дарси; границы области были определены по соотношению В.Н. Щелкачева:

$$\mathrm{Re}_{\text{лам}} = \frac{10}{m^{2,3}} \frac{v\sqrt{k\cdot\rho}}{\eta} < 1, \qquad (2.2)$$

где $\mathrm{Re}_{\text{лам}}$ — число Рейнольдса в ламинарной области фильтрации флюидов; v — скорость фильтрации флюида, м/с; k — проницаемость пористой среды, м^2; ρ — плотность флюида в пластовых условиях, г/см^3; η — вязкость флюида в пластовых условиях, 10^{-1} Па·с; m — пористость пласта, доли объема.

Даже для эксперимента, выполненного с наибольшим темпом прокачки растворителя $8{,}7\cdot10^{-5}$ м/с, число Рейнольдса было равно $(1\div3)\cdot10^{-3}$, т.е. значительно меньше критического значения Re = 1.

Таким образом, все эксперименты на модели пласта длиной 5 м были выполнены в области существования закона Дарси, типичной для пластовых процессов.

Эксперименты на моделях пласта длиной 5 и 20 м показали, что при типичных пластовых скоростях 10^{-6} и 10^{-4} м/с длина зоны смеси растворитель — конденсат в 1,5—3 раза меньше величин, полученных для процесса вытеснения нефти растворителем для тех же расстояний 5 и 20 м соответственно. Таким образом, эффективность вытеснения выпавшего конденсата растворителем выше, чем нефти, если оценивать процесс по минимально необходимому объему оторочки растворителя: 2—3 % объема пор для конденсата по сравнению с 3—4 % объема пор для нефти. Этот обоснованный экспериментальным путем вывод весьма важен для газопромысловой практики. Разумеется, максимально необходимый размер ото-

рочки растворителя, как и при вытеснении нефти, может быть оценен только по результатам опытно-промышленного эксперимента. Очевидно, что и этот размер будет несколько ниже, чем при вытеснении нефти (6–8 % объема пор по сравнению с 10–12 %).

Основной вывод из проведенных исследований можно сформулировать следующим образом. Образование зоны смеси при вытеснении растворителем жидких углеводородов типа газового конденсата с низкой фазовой насыщенностью пласта ($S < S_{кр}$) происходит на существенно меньших пройденных фронтом растворителя расстояниях, чем в случае вытеснения растворителем нефти, насыщенность пласта которой $S \geq S_{кр}$.

2.1.3

Повышение конденсатоотдачи пласта при нагнетании диоксида углерода

Эффект повышения нефтеотдачи при закачке диоксида углерода по сравнению, например, с заводнением обусловлен, прежде всего, развивающимся процессом смешивающегося или частично смешивающегося вытеснения, увеличением насыщенности пласта нефтью вследствие растворения в нефти диоксида углерода, улучшением соотношения вязкостей и уменьшением поверхностного натяжения на границе вытесняемого и вытесняющего флюидов. Наилучший эффект и максимальный коэффициент нефтеотдачи обеспечиваются при смешивающемся вытеснении, которое возможно только в определенных термобарических условиях.

Как показали А.Ю. Намиот, И.И. Дунюшкин, В. Холм и другие исследователи, минимальное давление смесимости нефти и диоксида углерода при данной (пластовой) температуре зависит от молярной массы нефти и незначительно от ее компонентного состава. Минимальное давление смесимости нефти и диоксида углерода тем больше, чем выше температура и молярная масса нефти (углеводорода). Проведенные В. Балинтом, П.И. Забродиным, Н. Манганом и другими учеными экспериментальные исследования показали, что процесс смешивающегося вытеснения нефти диоксидом углерода происходит при многократном контактировании в процессе фильтрации смешивающихся компонентов и постепенном обогащении зоны смеси тяжелыми углеводородами. Поэтому равенство минимальных давлений смесимости не может полностью характеризовать идентичность процессов смешения. Согласно тем же исследованиям, минимальное давление смесимости многокомпонентной углеводородной жидкости (нефти) можно определять по минимальному давлению смесимости бинарной смеси диоксида углерода с каким-либо индивидуальным углеводородом, молярная масса которого равна молярной массе нефти. Минимальное давление смесимости с диоксидом углерода нефтей различной молярной массы определяется экспериментально. Так, при пластовой температуре 60 °С однофазное состояние смеси и, следовательно, смешивающееся вытеснение диоксидом углерода нефти с молярной массой 185 г/моль возможно при давлении 14 МПа и более, для нефти или конденсата с молярной массой 115 г/моль достаточно давление 11 МПа и более.

В зарубежной и отечественной практике, если судить по литературе,

нет примеров разработки газоконденсатных месторождений с применением диоксида углерода в смеси с природным газом для закачки в пласт с целью поддержания давления.

Процесс извлечения конденсата из пласта газоконденсатного месторождения в отличие от нефтяных месторождений характеризуется небольшой исходной насыщенностью порового пространства жидкой углеводородной фазой в пределах не выше 10–15 % объема пор, облегченным по сравнению с нефтью составом углеводородов и присутствием природного газа (в основном метана) в большей части порового пространства.

Основываясь на экспериментальных исследованиях для нефтей, можно оценить минимальное давление смесимости с этим агентом индивидуального углеводорода, молярная масса которого равна молярной массе конденсата.

Наибольший интерес для изучения процессов смешивающегося вытеснения конденсата диоксидом углерода представляют подробные исследования Г. Римера и Б. Сейджа системы диоксид углерода — декан, молярная масса которого (142 г/моль) характерна для конденсата.

По результатам этих исследований была построена зависимость минимального давления смесимости системы диоксид углерода — декан от температуры, представленная на рис. 2.9. Там же для сравнения нанесены зависимости минимального давления смесимости диоксида углерода с этаном C_2 и пропаном C_3, полученные экспериментальным путем на аналогичной установке. На кривых нанесены критические точки *A*, *B*, *D*: левая часть кривых относится к жидкости, правая — к газообразному состоянию. При температуре выше критической (31 °С) диоксид углерода пред-

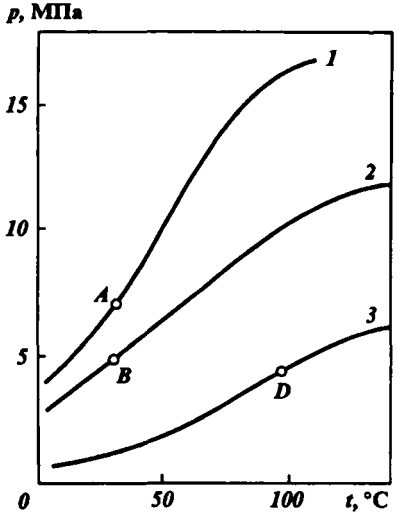


Рис. 2.9. Экспериментальные зависимости минимального давления смесимости нефтей с диоксидом углерода от температуры:
1 – CO_2; *2* – C_2; *3* – C_3

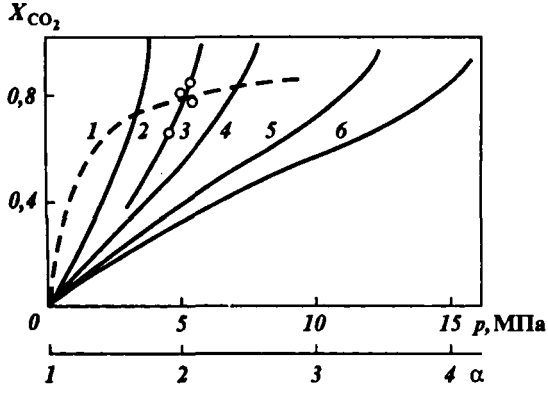


Рис. 2.10. Зависимость молярной доли X_{CO_2} диоксида углерода в жидкой смеси с деканом от давления *p* и температуры *t*:
1 – $\alpha = f(X_{CO_2})$; *2, 3, 4, 5, 6* – температура соответственно 4,4; 20; 38; 71 и 104 °С

ставляет собой газ, и система диоксид углерода — декан при давлении выше минимального давления смесимости также будет в газообразном состоянии. Для температуры 60 °С это давление должно быть равно или больше 11,8 МПа.

Ниже минимального давления смесимости система будет двухфазной; газообразный диоксид углерода, растворяясь в жидком конденсате, увеличивает его объем, что приводит к увеличению насыщенности пористой среды жидкой фазой. На рис. 2.10 представлены зависимости молярной доли диоксида углерода в жидком декане X_{CO_2} от давления при различных температурах. Там же нанесены экспериментальные точки, полученные в наших опытах при комнатной температуре (20 °С) на трубной насыпной модели пласта, которая будет описана ниже. По тем же данным была построена нанесенная на рис. 2.10 зависимость увеличения первоначального объема жидкости (декана) α от содержания растворенного в ней диоксида углерода X_{CO_2}. Приведенные данные по системе диоксид углерода — декан послужили основой для выбора условий экспериментального исследования извлечения из пористой среды жидкого декана, которым моделировали конденсат.

Процесс извлечения выпавшего в пласте конденсата диоксидом углерода изучался на установке, схематически представленной на рис. 2.11. Опыты проводили на термостатируемой трубной модели пласта, которая состояла из четырех прямых труб диаметром $2{,}5 \cdot 10^{-2}$ м, соединенных между собой коленами на фланцах; общая длина модели 10,1 м. Некоторые опыты проводили на одной трубе длиной 2 м. Пористая среда модели

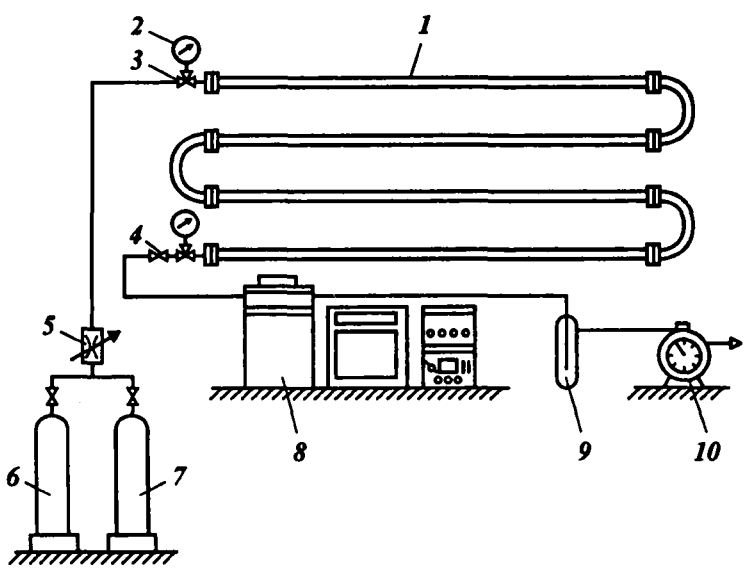


Рис. 2.11. Схема экспериментальной установки с четырехсекционной моделью пласта:
1 — модель; *2* — манометры; *3* — вентиль запорный; *4* — вентиль регулировочный; *5* — редуктор; *6* — баллон CO_2; *7* — баллон N_2; *8* — хроматограф; *9* — барботер; *10* — газовый счетчик

представляла собой кварцевый песок широкой фракции проницаемостью $2{,}4 \cdot 10^{-13}$ м^2, а поровый объем модели был равен 1250 см^3. Выпавший в пласте жидкий конденсат моделировали, как уже отмечалось выше, деканом. Связанную воду не моделировали во избежание побочных эффектов взаимодействия с ней диоксида углерода.

Для создания равномерной насыщенности модель, в которой предварительно создавалось давление каким-либо газом, заполняли жидкой смесью декана с пропаном (заранее приготовленной в контейнере) и затем дегазировали через пять отводов по длине пласта. Различную насыщенность создавали путем изменения состава жидкой смеси пропан — декан в контейнере. Количество декана в модели и насыщенность пористой среды определяли по изменению порового объема и уточняли после опыта по количеству извлеченного декана. О полном извлечении декана и чистоте модели после опыта свидетельствовало значение порового объема.

Перед началом опыта по извлечению декана диоксидом углерода модель продували и заполняли метаном до давления опыта (≈ 8 МПа), которое несколько выше минимального давления смесимости при температуре опыта 34 °С. Такая температура превышает критическую температуру диоксида углерода (31 °С). В модель пласта диоксид углерода подавали из контейнера с помощью пресса или давлением газа. Из модели поток смеси после регулировочного дроссельного вентиля поступал в змеевик, охлаждаемый водой, далее в закрытый стеклянный мерный цилиндр, где сепарировали жидкий декан, и в газовый счетчик (ГСБ-400), на котором измеряли количество газообразной смеси метана с диоксидом углерода. Перед газовым счетчиком устанавливали стеклянные пипетки для отбора проб смеси газов и анализа их на газоанализаторе, который работает на принципе поглощения диоксида углерода раствором едкого кали.

Методика проведения основных опытов заключалась в том, что из модели пласта, предварительно заполненной исходным количеством жидкого декана и метана, при постоянном давлении и температуре непрерывно производили выпуск продукции в заданном темпе и периодически фиксировали показания приборов и мерных устройств.

По результатам измерений определяли (рис. 2.12) текущий коэффициент извлечения декана $\eta = Q_{C_{10}} / Q_{C_{10}}^0$ ($Q_{C_{10}}^0$ — объемное начальное количество декана в модели, $Q_{C_{10}}$ — текущее объемное количество декана, извлеченное из модели), текущую насыщенность порового пространства деканом $S = \left(Q_{C_{10}\,исх} - Q_{C_{10}}\right) / V_м$ ($V_м$ — поровый объем модели); содержание диоксида углерода в газовой смеси на выходе — CO_2; текущую долю жидкого декана в извлекаемой продукции $\sigma = \Delta Q_{C_{10}} / \left(\Delta Q_{C_{10}} + \Delta Q_{пл}\right)$ ($\Delta Q_{пл}$ — приведенный к пластовым условиям объем вышедшего газа) и интенсивность извлечения декана $C = \Delta Q_{C_{10}} / \Delta Q_{пл}$.

Опыты в условиях однофазной фильтрации проводили при различной начальной насыщенности порового пространства деканом (S = 6—20 % объема пор) и различной скорости фильтрации (v = $(2{,}2\text{÷}8{,}3) \cdot 10^{-5}$ м/с в диапазоне типичных пластовых скоростей). Во всех опытах происходило смешивающееся вытеснение и декан полностью извлекался. Физическая картина процесса извлечения декана из модели пласта при нагнетании ди-

оксида углерода во всех опытах идентична и иллюстрируется зависимостями (рис. 2.13), полученными в опыте при $S = 12$ % и $v = 4 \cdot 10^{-5}$ м/с. Диоксид углерода в добываемом газе появляется при $Q_м/V_м \approx 0{,}87$, а декан начинает извлекаться при содержании $CO_2 \approx 50$ %.

В начальный период процесса извлечения содержание декана в продукции примерно постоянно и составляет $\sigma = 37$ %, т.е. в 3 раза больше исходной насыщенности пористой среды деканом ($S = 12$ %), что свидетельствует об образовании движущейся зоны повышенной насыщенности ("вала") декана. Затем, несмотря на максимальную растворяющую способность газа ($CO_2 = 100$ %), интенсивность извлечения декана или содержание его в продукции резко снижаются из-за уменьшения текущей насыщенности пористой среды жидкостью, и процесс практически заканчивается за период извлечения 0,2—0,3 порового объема газа.

Аналогичный характер извлечения декана отмечался и в опытах вытеснения его жидким диоксидом углерода, которые проводили при охлаждении модели водой до температуры 12—14 °С и давлении около 5 МПа. Как и в экспериментах по смешивающемуся вытеснению декана этаном или пропаном, можно с некоторыми допущениями считать, что в условиях полной смесимости интенсивность извлечения декана (конденсата) пропорциональна содержанию смешивающихся компонентов в пористой среде, т.е. $C \sim S/(1 - S)$.

Результаты экспериментов позволяют рекомендовать применение диоксида углерода при разработке газоконденсатных месторождений. На завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений выпадение конденсата в призабойной зоне пласта может привести к существен-

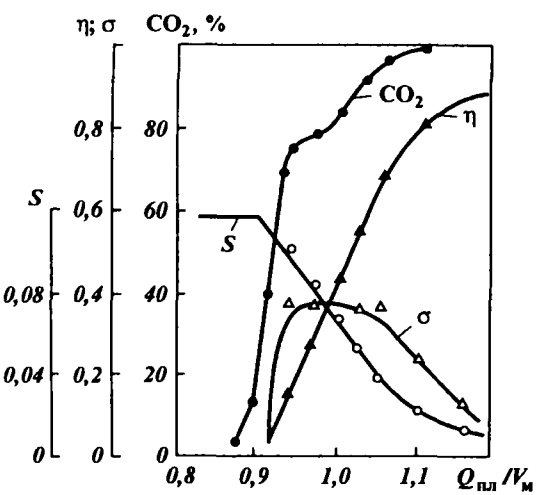


Рис. 2.12. Зависимость текущих коэффициента η извлечения декана и насыщенности S порового пространства деканом, содержания CO_2 в газовой смеси на выходе модели пласта, текущей доли σ жидкого декана в извлекаемой продукции от объема прокачанного диоксида углерода

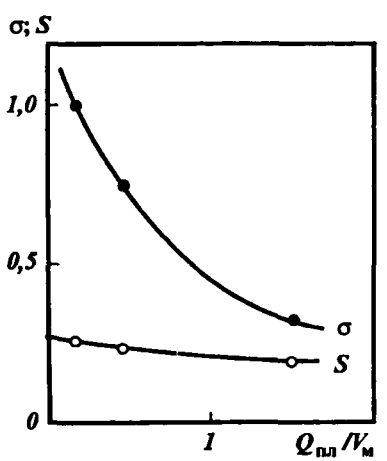


Рис. 2.13. Зависимость насыщенности S порового пространства и доли σ декана в продукции от объема выходящего газа

ному уменьшению продуктивности скважин. Восстановление их продуктивности возможно не только при смешивающемся вытеснении конденсата из призабойной зоны диоксида углерода. Если пластовое давление ниже минимального давления смесимости, то за счет растворения газообразного диоксида углерода в жидком конденсате происходит увеличение насыщенности пласта жидкой фазой; возможно такое увеличение насыщенности, которое сделает жидкую фазу подвижной, т.е. возникнет двухфазная фильтрация.

На описанной выше экспериментальной установке (см. рис. 2.11) были проведены опыты, которые позволили определить условия возникновения двухфазной фильтрации при нагнетании газообразного диоксида углерода в пласт с исходной насыщенностью жидким конденсатом ниже критической.

Опыты проводили при различной начальной насыщенности вплоть до критической в термодинамических условиях, обеспечивающих примерно двукратное увеличение объема конденсата за счет растворения в нем углекислоты.

В первом из описываемых опытов начальная насыщенность пористой среды модели деканом составляла $S = 11$ % объема пор (это значение характерно для пласта, а не для призабойной зоны). При фильтрации газовой фазы, которую моделировали азотом, относительная проницаемость модели пласта (проницаемость, отнесенная к ее величине для "чистой" модели) практически не изменялась и составляла $\bar{k} = 1{,}04$. Фильтрация газообразного диоксида углерода при среднем давлении около 5,5 МПа и температуре 23 °С не привела к выносу декана, хотя относительная проницаемость вследствие разбухания конденсата и увеличения его насыщенности понизилась до $\bar{k} = 0{,}89$. При указанных термодинамических параметрах непосредственно измеренное количество растворенного диоксида углерода $X_{CO_2} = 81$ %, чему соответствует $\alpha = 2{,}3$ (см. рис. 2.10). Это означает, что при фильтрации диоксида углерода насыщенность возросла до $S = 11 \cdot 2{,}3 = 25$ %, однако не достигла критической, и поэтому конденсат остался неподвижным. Как следует из полученной ранее экспериментальной зависимости $\bar{k} = \bar{k}(S)$, значению $S = 25$ % соответствует $\bar{k} = 0{,}89$.

В аналогичном опыте, проведенном при начальной насыщенности $S = 27$ %, давлении 5 МПа, температуре 21 °С и средней скорости фильтрации $v = 3{,}3 \cdot 10^{-5}$ м/с, обнаружены вынос декана и уменьшение насыщенности до $S = 19$ %. Процесс характеризуется постепенным уменьшением содержания декана в извлекаемой продукции с 10 до 3 %, при этом в модель было подано примерно 2,23 поровых объема диоксида углерода, из которых 0,73 пошли на замещение метана, а 1,5 — на процесс извлечения декана. Эта величина согласуется с расчетной, полученной по изложенной ниже методике.

Расчетная оценка показывает, что при указанных термодинамических параметрах молярная доля диоксида углерода, растворенного в декане, $X_{CO_2} = 75$ % и ожидаемое увеличение объема $\alpha = 1{,}75$. Это означает, что начальная насыщенность при растворении диоксида углерода увеличилась до $S = 27 \cdot 1{,}75 = 47$ %, т.е. стала больше критической, что и привело к двухфазной фильтрации, а конечная критическая насыщенность $S_{кр} = 19 \cdot 1{,}75 = 33$ %.

При критической насыщенности порового пространства деканом, которая в данном случае составляет $S_0 = 37$ %, остальная часть порового

пространства модели была заполнена диоксидом углерода при давлении 5,34 МПа и температуре 21,5 °С. Этим термодинамическим условиям соответствуют молярная доля диоксида углерода в декане $X_{CO_2} = 84$ % и увеличение объема $\alpha = 2{,}8$.

В результате разбухания конденсата начальная насыщенность $S_0 = 37 \cdot 2{,}8 = 100$ %. Поэтому процесс двухфазной фильтрации при постоянном давлении на входе с самого начала характеризовался интенсивным выносом декана. На рис. 2.14 показано изменение во времени насыщенности порового пространства S, объема продукции, приведенного к пластовым условиям и поровому объему модели $Q_{пр}/V_м$, и содержания декана в ней σ. В начале процесса основную часть продукции составляет декан (73 %), затем содержание декана резко падает до 10 %, а насыщенность при этом уменьшается с $S_0 = 37$ % до $S = 20$ %.

На последнем этапе опыта давление было 5,1 МПа, а температура составляла 21 °С; этим условиям соответствуют $X_{CO_2} = 75$ % и $\alpha = 1{,}85$. По указанным данным можно оценить конечную насыщенность $S = 20 \cdot 1{,}85 = 37$ %, т.е. она такая же, как исходная критическая насыщенность. Фильтрация диоксида углерода после прекращения выноса декана показала, что относительная проницаемость модели $\bar{k} = 0{,}77$ и близка к относительной проницаемости модели с $S = 37$ % при фильтрации азота. По зависимости $\bar{k} = \bar{k}(S)$ этой величине $\bar{k}$ соответствует $S = 35$ %, т.е. величина, близкая к критической насыщенности модели декана. Неизменность критической насыщенности пористой среды деканом при растворении в нем диоксида углерода подтверждается расчетной оценкой происходящего при этом изменения поверхностного натяжения. Подсчитанное по общеизвестным зависимостям от парахора и экспериментальным данным исследуемой системы поверхностное натяжение изменяется от 25 до 5 мДж/м^2 при молярной доле диоксида углерода в декане $X_{CO_2} = 86$ %. Известно, что поверхностное натяжение начинает влиять на величину критической (остаточной) насыщенности, только если его значение становится менее 0,5 мДж/м^2. Некоторое различие в величинах критической насыщенности возможно, как уже указывалось, из-за изменения физико-химических свойств декана (конденсата) при растворении в нем углекислоты. Приближенно, если в диапазоне $S = 0 \div S_{кр}$ принять прямолинейную зависимость $\bar{k} = 1 - AS$, то можно вычислить, что вследствие уменьшения насыщенности деканом с

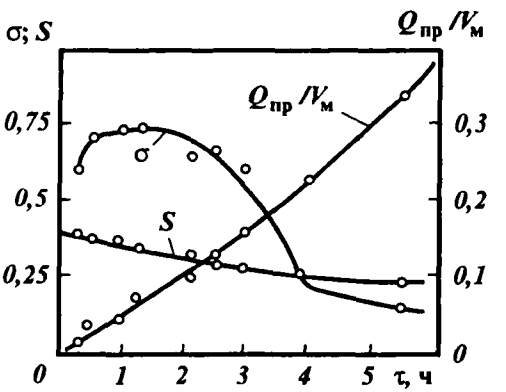


Рис. 2.14. Параметры опыта по вытеснению конденсата диоксидом углерода при двухфазной фильтрации смеси

S = 37 % до S = 20 % в указанном опыте относительная проницаемость для газа увеличилась с $\bar{k}$ = 0,77 до $\bar{k}$ = 0,88, т.е. на 14 %.

Необходимое для увеличения насыщенности пористой среды жидким конденсатом количество диоксида углерода можно определить расчетным путем на основании экспериментальных зависимостей молярной доли растворяющегося газа от давления и температуры и увеличения объема декана от молярной доли, приведенных на рис. 2.10.

Расчет проводили следующим образом. Для заданного (желательного) увеличения объема декана (конденсата) $\alpha = S_к / S_0$ (где $S_к$ и S_0 – конечная и начальная насыщенности жидкостью пористой среды) по зависимости $\alpha = \alpha(X_{CO_2})$ определяли X_{CO_2} – молярную долю диоксида углерода, растворенного в жидком декане; по зависимости $X_{CO_2} = X_{CO_2}(p, t)$ – соответствующее ей значение давления p при данной температуре t, а по термодинамическим таблицам – соответствующее значение плотности газообразного диоксида углерода $\rho^r_{CO_2}$.

Задаваясь рядом значений начальной насыщенности S_0 = 20–30 %, определили массовое количество диоксида углерода X_{CO_2}, растворенного в жидком декане, на единицу порового объема из выражения

$$X_{CO_2} = \frac{G_{CO_2}/\mu_{CO_2}}{(G_{CO_2}/\mu_{CO_2}) + (G_{C_{10}}/\mu_{C_{10}})}, \qquad (2.3)$$

где $G_{C_{10}} = S_0\rho_{C_{10}}$ – масса декана; μ – молярная масса.

Объем этого газа в пластовых условиях $Q_{CO_2} = G_{CO_2}/\rho_{CO_2}$. В долях свободного от жидкости порового объема этот объем равен $Q_{CO_2}/(1 - S_0)$. Кроме объемного количества диоксида углерода, который растворился в жидком декане, что увеличило насыщенность до $S_к$, необходимо подать в пласт диоксид углерода, который заполнит поровое пространство $(1 - S_к)$. Суммарное количество диоксида углерода, которое необходимо подать в пласт для увеличения его насыщенности от S_0 до $S_к$,

$$Q = Q_{CO_2}/(1 - S) + (1 - S_к).$$

Результаты расчетов для исходной насыщенности S_0, составляющей 10, 20 и 30 %, в диапазоне изменения α = 1,1÷3 при температурах 38 °С (пунктирная линия) и 71 °С (пунктирная линия) представлены на рис. 2.15, *а*, где показано изменение необходимого количества диоксида углерода Q в долях порового объема от относительного увеличения насыщенности. На рис. 2.15, *б* приведены значения давления, обеспечивающего растворение нужного количества диоксида углерода. Эти зависимости показывают, например, что для увеличения исходной насыщенности призабойной зоны от S_0 = 30 % до $S_к$ = 60 %, т.е. в 2 раза при температуре 71 °С и давлении p = 12 МПа, необходимо закачать не менее 1,5 поровых объема этой зоны. При критической насыщенности того же порядка ($S_{кр}$ = 30 %) это позволит уменьшить насыщенность в 2 раза, т.е. получить в призабойной зоне $S_{кр}$ = 15 %. Следует, однако, иметь в виду, что указанное количество диоксида углерода предполагает полное его использование в процессе заполнения порового объема и растворения. Практически потребное его количество из-за неоднородности пласта и недостатка времени массообмена может возрасти в 2–3 раза.

Проведенные опыты и расчеты показывают возможности извлечения

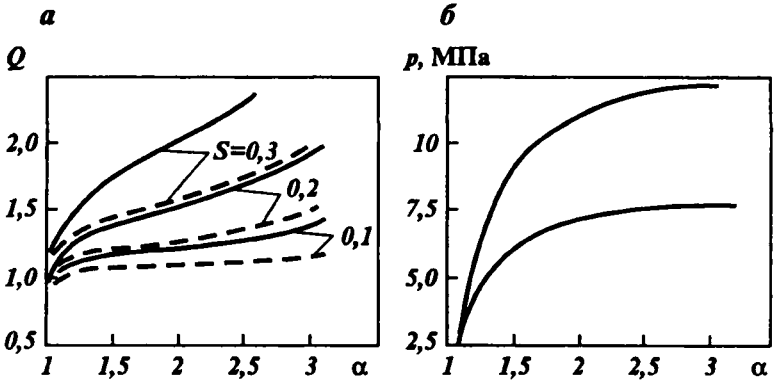


Рис. 2.15. Зависимость потребного количества *Q* диоксида углерода (объемы пор) и давления *p* от относительного увеличения α насыщенности пласта жидкой смесью

выпавшего конденсата при закачке диоксида углерода в пласт на различных этапах разработки месторождения.

По результатам экспериментов и аналитических исследований показано, что эффективное применение диоксида углерода для закачки в истощенный газоконденсатный пласт с целью извлечения ранее выпавшего конденсата возможно на любой стадии истощения ГКМ. На ранней стадии разработки месторождения, при пластовых давлениях выше давления смесимости конденсата и диоксида углерода при пластовой температуре, механизм вытеснения конденсата будет таким же, как в случае вытеснения конденсата углеводородными растворителями. На завершающей стадии разработки ГКМ, когда пластовое давление ниже давления смешения конденсата и диоксида углерода, механизм вытеснения определяется условиями двухфазной фильтрации, так же как при прокачке обогащенного газа. Давление смесимости, которое разделяет области одно- и двухфазной фильтрации, зависит от молярной массы конденсата, насыщенности пласта этим конденсатом, пластовой температуры и должно находиться экспериментально для конкретной газоконденсатной системы.

2.1.4

Математическое моделирование вытеснения ретроградного конденсата из пласта

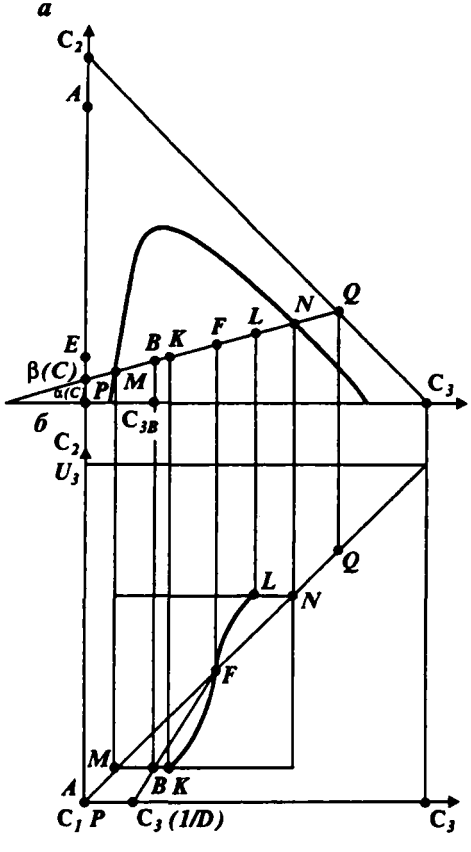
Нами совместно с П.Г. Бедриковецким расчетным путем получены распределения конденсата по пласту в ходе вытеснения газового конденсата оторочкой ШФЛУ в условиях Вуктыльского газоконденсатного месторождения. Дана оценка содержания конденсата в характерных областях и скоростей движения флюидов, исследована динамика конденсатоотдачи.

При описании фильтрации многокомпонентной углеводородной смеси она представлена в виде тройной системы. Первым (легким) псевдокомпонентом является метан, вторым (промежуточным) — смесь этана, пропана и бутана, третьим (тяжелым) — фракция C_{5+}. Предполагаем, что для трех-

компонентной системы справедлив закон Амага, при смешении псевдокомпонентов в любых пропорциях сохраняется суммарный объем смеси.

Через C_i (i = 1, 2, 3) будем обозначать объемные концентрации компонентов. Компонентный состав смеси определяется двумя концентрациями, например C_3 и C_2, поскольку $C_1 + C_2 + C_3 = 1$. На плоскости (C_3, C_2) точки, соответствующие всем возможным значениям концентраций компонентов в смесях, заполняют равносторонний прямоугольный треугольник C_1, C_2, C_3 (рис. 2.16). Бинодаль делит этот треугольник на однофазную и двухфазную области.

Если точка (C_3, C_2), соответствующая компонентному составу смеси, лежит выше бинодали, то смесь находится в однофазном гомогенном состоянии. На рис. 2.16, *а* точка *A*, соответствующая ШФЛУ в оторочке, и точка *E*, соответствующая газу, проталкивающему оторочку по пласту, находятся в однофазной области. Если точка (C_3, C_2), соответствующая компонентному составу смеси, лежит ниже бинодали, то смесь находится в двухфазном состоянии. На рис. 2.16, *а* двухфазной газоконденсатной смеси истощенной до 10 МПа Вуктыльской залежи соответствует точка *B*. Точки *M* и *N* определяют компонентные составы газовой и жидкой фаз. Из условия, что объемная концентрация *C* каждого компонента в фазах взята с весами, равными их насыщенностям, следует, что точки *M*, *N* и *B* лежат на одной прямой — ноде. Вся двухфазная область треугольника C_1, C_2, C_3 покрыта нодами, соединяющими "равновесные пары" точек *M* и *N* — компонентные составы жидкой и газовой фаз, находящихся в условиях термодинамического равновесия.



Каждая нода может быть задана концентрацией любого компонента в одной из фаз. Будем задавать ноду концентрацией *C* второго компонента в газовой фазе. Величина *C* определяет положение точки на бинодали. Через $\alpha(C)$ и $\beta(C)$ обозначим соответственно тангенс угла наклона ноды абсцисс и ординату точки пересечения ноды с осью C_2.

Математическая модель фильтрации трехкомпонентной углеводородной системы в пористой среде является обобщением модели Баклея — Леверетта фильтрации нефти и воды. Аналогично функции Баклея — Леверетта вводим функцию $U_3 = U(C_3, C)$, равную объемной

Рис. 2.16. Фазовая диаграмма (*а*) вуктыльской газоконденсатной смеси и фазовая плоскость (*б*) системы уравнений движения

пресной воды с некоторыми минералами с их разрушением или набуханием глинистых составляющих и закрытием за счет этого фильтрационных каналов, а также вследствие переотложения солей кальция, магния, железа и выпадения их из высокоминерализованных вод. К физико-химической группе причин ухудшения проницаемости ПЗП относятся: увеличение водонасыщенности и образование "блокирующей" преграды фильтрации нефти и газа за счет разницы поверхностных натяжений с пластовыми флюидами; возникновение капиллярного давления, которое появляется при проникновении фильтрата в породу. Основной термохимической причиной ухудшения проницаемости у забоя скважин в газоконденсатных пластах является отложение парафина на скелете породы.

Степень поражения призабойной зоны пласта зависит от размеров зон кольматации и проникновения промывочной жидкости и состояния в них коллектора. Процесс фильтрации промывочной жидкости и размеры зон кольматации и проникновения, в свою очередь, определяются прежде всего состоянием и свойствами глинистой корки. От скорости фильтрации через нее зависят размеры и водонасыщение зоны проникновения, от фильтрующей способности — параметры и режимы образования зоны кольматации.

Глинистая корка

Глинистая корка образуется в результате разделения твердой и жидкой фаз промывочной жидкости в процессе ее фильтрации. Формирование глинистой корки протекает, в зависимости от соотношения характерных размеров частиц и размеров пор, с преобладанием проникновения твердых частиц в поры коллектора или без заметного их проникновения. В первом случае наряду с зоной глинистой корки образуется зона кольматации. Во втором случае формируется только глинистая корка. Размеры глинистой корки колеблются от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

Проблема образования и переформирования глинистых корок широко исследовалась как теоретически, так и экспериментально многими авторами. Согласно существующим представлениям, глинистые корки являются сложной многокомпонентной системой, состоящей в общем случае из твердых частиц различной природы, формы и размеров, жидкой фазы разного состава и пузырьков газа. Физические свойства глинистых корок претерпевают существенные изменения при изменении технологических условий их образования.

Плотность корки может меняться по различным законам, возрастая по направлению фильтрации. Многие исследователи отмечают изменения пористости, прочности, напряжения на сдвиг и других технологических показателей по толщине корки. Типичные буровые растворы формируют корку с характерной ячеистой структурой. При этом исходный необработанный буровой раствор образует корку, в которой частицы ориентированы по направлению фильтрации, а внутрипоровое пространство характеризуется высокой степенью однородности с преобладанием в структуре скелета корки частиц определенного размера. Микроструктура глинистой корки существенным образом зависит от химической обработки исходной промывочной жидкости. Добавками к исходному раствору различных химических реагентов можно добиться укрупнения частиц в агрегаты с увеличением их размеров и усложнением структуры внутрипорового прост-

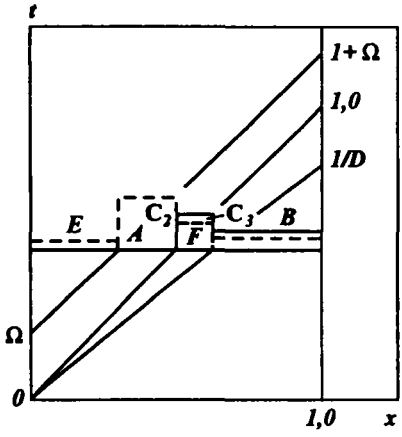


Рис. 2.17. Распределение объемных концентраций тяжелого (сплошная линия) и промежуточного (пунктирная линия) псевдокомпонентов по пласту в ходе вытеснения

Здесь Ω — отношение объема оторочки ШФЛУ к поровому объему пласта (участка пласта).

На рис. 2.17 приведена структура зоны вытеснения, дан профиль распределения концентраций третьего и второго компонентов по пласту в некоторый момент после окончания закачки оторочки. Ось $x = 0$ соответствует нагнетательным скважинам, ось $x = 1$ — добывающим. Область B соответствует невозмущенной зоне [формула (2.8)]. Вслед за газом пластового состава B на добывающие скважины поступает конденсатный вал, компонентный состав которого соответствует точке F. На рис. 2.17 зона движения этого вала также обозначена через F, она описывается формулой (2.8). Вслед за ШФЛУ (см. рис. 2.17, зона A) за оторочкой приходит проталкивающий газ (зона E, формула (2.6)).

Полученная на основе анализа точного решения структура зоны вытеснения подтверждает результаты лабораторных экспериментов. За счет перехода промежуточных углеводородов из нагнетаемой фазы в жидкую увеличивается насыщенность жидкой фазы выше предела ее подвижности. Подвижная жидкая фаза выносится в фильтрационном потоке к добывающим скважинам в конденсатном валу, который формируется перед оторочкой ШФЛУ. В пористой среде за конденсатным валом третий псевдокомпонент отсутствует. Это соответствует полному вытеснению конденсата оторочкой ШФЛУ.

Характерные зоны на плоскости (x, t) разделены фронтами, которые движутся с постоянными скоростями. В данном случае x и t — координаты объемов. Скорость — это поровый объем, проходимый за время закачки единичного объема газа. Скоростям фронтов и компонентным составам в характерных зонах (2.6) — (2.9) можно дать геометрическую интерпретацию (см. рис. 2.16, *б*). Поскольку в оторочке и в проталкивающем газе тяжелый компонент отсутствует, точкам A и E на плоскости (C_3, U_3) соответствует начало координат C_1. Проведем через эту точку прямую $U_3 = C_3$ до пересечения с кривой $U_3(C_3)$. Точка пересечения F определит компонентный состав конденсатогазового вала. Тангенс угла наклона прямой равен скорости фронта оторочки (2.7) и скорости тыла оторочки (2.8) — единице. Соединим точки F и B. Тангенс угла наклона отрезка FB равен скорости конденсатного вала D.

В области перед фронтом оторочки средняя по пласту концентрация тяжелого компонента рассчитывается по формуле

$$\overline{C}_3(t) = C_3(1/t) - U_3(1/t)t. \qquad (2.10)$$

Для графического определения средней концентрации тяжелого компонента до момента прихода фронта конденсатного вала на добывающие скважины $t < 1/D$ необходимо через точку B на плоскости (C_3, U_3) провести прямую с наклоном $1/t$ до пересечения с осью абсцисс. Абсцисса точки пересечения равна $\overline{C}_3(t)$. Расстояние от этой точки до точки C_{3B} пропорционально объему отобранного конденсата: $C_{3B} - \overline{C}_3(t)$. Текущая конденсатоотдача $\eta(t)$ определяется по формуле

$$\eta(t) = \left[C_{3B} - \overline{C}_3(t)\right]/C_{3B}. \qquad (2.11)$$

Для нахождения величины $\overline{C}_3(t)$ после момента прихода конденсатного вала на добывающие скважины, но до момента прихода фронта оторочки $1/D < t < 1$ прямую с наклоном $1/t$ надо провести через точку F (см. рис. 2.16). После прихода фронта оторочки $\overline{C}_3(t) = 0$.

На рис. 2.18 показана динамика роста текущей конденсатоотдачи на стадии невозмущенной зоны и конденсатного вала. Полное извлечение конденсата ($\eta = 1$) достигается в момент подхода фронта оторочки к добывающим скважинам, т.е. после прокачки одного порового объема.

На стадиях невозмущенной зоны и конденсатного вала конденсатоотдача линейно возрастает с ростом времени t. Поскольку при $t = 0$ $\eta = 0$, а при $t = 1$ $\eta = 1$, график $\eta(t)$ однозначно определяется значениями $1/D$ и $\eta(1/D)$. Ниже приведены результаты расчетов этих величин для различных значений начальной насыщенности пласта жидкой фазой $S_н$. Необходимость таких расчетов связана с тем, что прямые данные о насыщенности $S_н$ жидкой фазой порового пространства на опытном участке Вуктыльского месторождения отсутствуют.

Текущая конденсатоотдача η в момент $1/D$ подхода конденсатного вала к добывающим скважинам для различных насыщенностей $S_н$ коллектора Вуктыльской залежи жидкой фазой при нагнетании в пласт оторочки ШФЛУ:

$S_н$	0,1	0,125	0,2	0,3
$1/D$	0,82	0,77	0,63	0,44
$\eta\ (1/D)$	0,35	0,31	0,27	0,26

Из приведенных данных видно, что с увеличением $S_н$ конденсатный вал придет на добывающие скважины быстрее, зона вала расширится; доля конденсата, добываемого на стадии вала, увеличится.

Очевидно, что на первом этапе опытной закачки не могут быть получены высокие технико-экономические показатели.

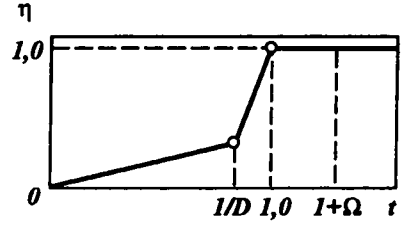


Рис. 2.18. Динамика конденсатоотдачи в ходе вытеснения

Таблица 2.5

Показатели процесса вытеснения конденсата на опытном участке Вуктыльского ГКМ

Вариант расчета	Время, сут	Накопленный объем закачки			Коэффициент, %		Добыча конденсата, т
		всего, объемы пор	в том числе ШФЛУ, тыс. т	газа сепарации (обогащенного газа), млн. м^3	вытеснения	извлечения	
Оторочка ШФЛУ							
$S_н$ = 12,5 %	45	0,25	24,8	3,1	1	2	56
	145	0,75	—	19	30	6	170
	205	1,00	—	27	100	120	560
$S_н$ = 27 %	45	0,25	24,8	3,1	15	3	180
	145	0,75	—	19	65	13	790
	205	1,00	—	27	100	20	1200
Обогащенный газ							
$S_н$ = 12,5 %	90	0,25	—	12	7	1,5	40
	370	1,00	—	48	55	11	315
	1100	3,00	—	145	100	20	560
$S_н$ = 27 %	90	0,25	—	12	3	0,6	36
	370	1,00	—	48	70	14	850
	1100	3,00	—	145	100	20	1200

При оценке ожидаемых показателей опытно-промышленной эксплуатации опытного участка были рассмотрены четыре варианта:

закачка оторочки ШФЛУ, проталкиваемой сухим газом (газом сепарации), в пласт с конденсатонасыщенностью $S_н$ = 12,5 % объема пор, что соответствует условиям зон вуктыльского пласта, удаленных от забоев скважин;

закачка оторочки ШФЛУ, проталкиваемой сухим газом (газом сепарации), в пласт с конденсатонасыщенностью $S_н$ = 27 % объема пор, что соответствует условиям опытного участка (со средневзвешенной по объему конденсатонасыщенностью);

закачка обогащенного газа, содержащего 50 % (молярная доля) этана, пропана, бутана, в пласт с $S_н$ = 12,5 %;

закачка обогащенного газа, содержащего 50 % (молярная доля) этана, пропана, бутана, в пласт с $S_н$ = 27 %.

Во всех вариантах неоднородность пласта учитывалась коэффициентом охвата (приняли, что он равен 0,2). Это значение коэффициента охвата близко к полученному ВНИИГАЗом для месторождения в целом (0,17) при рассмотрении целесообразности осуществления различных методов воздействия на пласт.

Показатели опытно-промышленной эксплуатации опытного участка, полученные на основании экспериментальных данных и расчетов с использованием математической модели процесса, приведены в табл. 2.5.

2.2

Применение обогащенного газа для повышения углеводородоотдачи пласта

2.2.1

Механизм фильтрации жидкой фазы при нагнетании газообразных агентов

Экспериментальные исследования автора показали, что если через истощенный газоконденсатный пласт, содержащий выпавший углеводородный конденсат, фильтруется обогащенный газ или газообразный диоксид углерода, то при определенных условиях жидкая углеводородная фаза приобретает подвижность. Исследование условий подвижности жидкости рассмотрено ниже.

Одновременная фильтрация жидкости и газа возможна, если насыщенность пористой среды жидкостью больше некоторого значения, которое зависит прежде всего от характеристик пористой среды и физико-химических свойств жидкости и газа. Это критическое значение насыщенности обычно колеблется в пределах от 30 до 50 % объема пор.

Предварительные опыты по фильтрации азота через трубную модель пласта длиной 2 м, заполненную кварцевым песком широкой фракции, показали, что при проницаемости $1{,}25 \cdot 10^{-14}$ м^2 критическая насыщенность составляет 45 %, а при увеличении проницаемости до 10^{-12} м^2 снижается до 19 %. При проницаемости $1{,}25 \cdot 10^{-14}$ м^2 получена прямолинейная обратная зависимость относительной проницаемости по газу от насыщенности жидкостью, общая для гексана, декана и додекана, и одинаковое значение критической насыщенности (45 %).

По современным представлениям критическая насыщенность при двухфазной фильтрации в данной пористой среде является функцией безразмерного параметра $v\eta/\sigma$, где v — скорость фильтрации вытесняющего флюида, η — вязкость жидкости, σ — поверхностное натяжение на границе фаз. Влияние этого параметра на критическую насыщенность начинает сказываться при $v\eta/\sigma > 10^{-3}$. Для указанных жидкостей отношение η/σ соответственно равно 0,016; 0,038 и 0,058 с/м, т.е. меняется в 3,7 раза. Однако при скоростях фильтрации порядка 10^{-4} м/с параметр $v\eta/\sigma$ в рассматриваемом случае остается менее 10^{-5}, что и объясняет неизменность критической насыщенности.

Эти опыты подтвердили также, что значение критической насыщенности практически не зависит от скорости фильтрации газа и его плотности ρ, если их произведение находится в обычных для пластовых условий пределах $v \cdot \rho = 5 \cdot 10^{-4} \div 20 \cdot 10^{-4}$ кг · м/м^3 · с.

Фильтрация газа, растворяющегося в неподвижной жидкости, находящейся в пористой среде, при определенных термобарических условиях

может привести к существенному увеличению объема жидкой фазы, в результате чего возникает двухфазная фильтрация. Такими газами в пластовых условиях могут оказаться, например, обогащенные промежуточными компонентами углеводородные газы или диоксид углерода. Возникающая при этом двухфазная фильтрация будет продолжаться до тех пор, пока опять не будет достигнута критическая насыщенность, которая меньше исходной. Некоторую роль при этом играет изменение физико-химических характеристик на границе газ — жидкость.

Условия возникновения и закономерности движения жидкой фазы при фильтрации растворяющегося в ней газа изучались экспериментально на трубной модели пласта длиной 10 м, заполненной кварцевым песком широкой фракции. Опыты проводились при различной насыщенности пористой среды проницаемостью $2{,}4 \cdot 10^{-13}$ м^2 деканом (плотность декана 0,73 г/см^3, молекулярная масса 142 г/моль) вплоть до критической, которая в данном случае при фильтрации азота или другого, практически не растворяющегося в декане газа составляла 37 %. Меньшие насыщенности создавали, заполняя модели предварительно приготовленной жидкой смесью декана с пропаном, взятых в различных соотношениях, с последующей дегазацией. Фильтрующимся газом, растворяющимся в декане, служил диоксид углерода. Система декан — диоксид углерода детально изучена, что позволило построить используемые при анализе опытов зависимости молярной доли растворенного в декане диоксида углерода X от давления p при различных температурах $X = X(p, t)$ и зависимость увеличения первоначального объема жидкого декана α от молярной доли X, т.е. $\alpha = \alpha(X)$.

Условия опытов выбирали такими, чтобы при комнатной температуре происходило приблизительно двукратное увеличение объема жидкого декана вследствие растворения в нем диоксида углерода.

В опытах измеряли давление на входе p_1 и выходе p_2 из модели с помощью образцовых манометров, а также расход газа q при атмосферных условиях с помощью газового счетчика. При двухфазной фильтрации объем вышедшего из модели декана измеряли периодически с помощью стеклянной емкости. По результатам измерений строили зависимости величины $\Delta p^2/q\eta z$ от q, где $\Delta p^2 = p_1^2 - p_2^2$; η — вязкость газа; z — коэффициент сжимаемости газа при среднем по пласту давлении. Комплекс этих величин характеризует сопротивление пористой среды и обратно пропорционален ее проницаемости.

Один из опытов был проведен при начальной насыщенности пористой среды жидким деканом 11 %. Относительная фазовая проницаемость по азоту при этом составляла $k = 1{,}04$ (рис. 2.19, *а*, прямая *2*). Некоторое увеличение проницаемости пористой среды при малых насыщенностях жидкостью отмечалось ранее. Фильтрация газообразного диоксида углерода через ту же пористую среду не привела в движение жидкую фазу, но оказалось, что проницаемость модели для газа снизилась и составляет $k = 0{,}89$ от исходной проницаемости "чистой" модели (см. рис. 2.19, *а*, прямые *1* и *3*). Это можно объяснить только увеличением насыщенности пористости среды жидким деканом вследствие растворения в нем диоксида углерода. При термобарических условиях опыта — давление 5,5 МПа и температура 23 °С — по известным зависимостям можно определить величины $X_0 = 0{,}81$ и $\alpha = 2{,}3$. Следовательно, насыщенность пористой среды возросла при фильтрации диоксида углерода до $11 \cdot 2{,}3 = 25$ %, что и при-

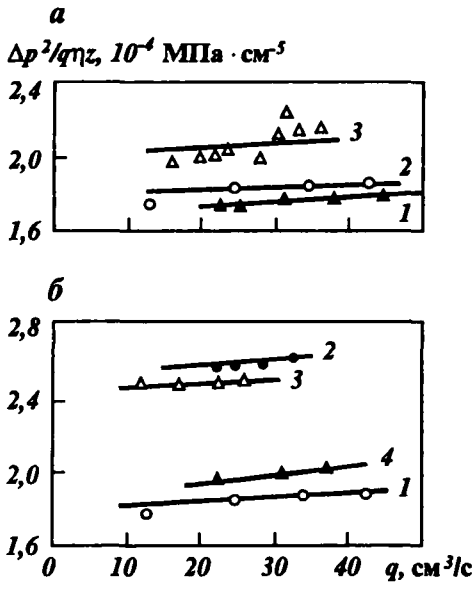


Рис. 2.19. Зависимость сопротивления пористой среды при фильтрации газа от скорости фильтрации

вело к уменьшению проницаемости. Так как насыщенность не превысила критическую (37 %), то жидкая фаза осталась неподвижной.

При критической насыщенности пористой среды деканом 37 % относительная фазовая проницаемость по азоту составляет $\bar{k}$ = = 0,77 (см. рис. 2.19, *б*, прямая *2*). Фильтрация газообразного диоксида углерода через эту модель при давлении 5,1 МПа и температуре 20 °С привела к интенсивной неустановившейся фильтрации жидкого декана, по окончании которой вновь наступила установившаяся фильтрация диоксида углерода, а насыщенность деканом снизилась до 20 %. При этом относительная проницаемость пористой среды для газообразного диоксида углерода изменилась незначительно (см. рис. 2.19, *б*, прямая *3*), так как насыщенность пористой среды деканом с растворенным в нем диоксидом углерода мало меняется — в основном за счет изменения физико-химических свойств (поверхностного натяжения и вязкости) насыщающей жидкости и может быть оценена расчетным путем величиной 20 · 1,75 = 35 %. В то же время относительная проницаемость по азоту приблизилась к проницаемости "чистой" модели (см. рис. 2.19, *б*, прямая *4*). Неизменность критической насыщенности пористой среды деканом при растворении в нем диоксида углерода подтверждается расчетной оценкой происходящего при этом изменения поверхностного натяжения. Подсчитанное по общеизвестным зависимостям от парахора и экспериментальным данным исследуемой системы поверхностное натяжение изменяется от 25 до 5 мДж/м^2 при молярном содержании диоксида углерода в декане 36 %. Такое изменение σ не сказывается на порядке величины $\nu\eta/\sigma$.

В аналогичном опыте при начальной насыщенности, значительно меньшей критической и равной 27 %, фильтрация газообразной углекислоты также привела к выносу декана и уменьшению вследствие этого насыщенности до 19 %, которую можно считать критической при термобарических условиях опыта; фильтрация азота при этой насыщенности оставляет жидкую фазу неподвижной.

Низкая критическая насыщенность пористой среды жидкой углеводородной фазой может быть достигнута при фильтрации обогащенного промежуточными компонентами углеводородного газа (например, молярная доля, %: метана — 50, этана — 24, пропана — 17 и бутана — 9). Развивавшаяся при этом двухфазная фильтрация привела к критической насыщенности порядка 10 % по окончании выноса жидкости, а плотность жидкой фазы за счет растворения в ней газообразных углеводородов снизилась до

0,38 г/см^3. Расчетная оценка показывает, что малое значение критической насыщенности в этом эксперименте объясняется резким уменьшением поверхностного натяжения на границе фаз и сближением вязкостей, вследствие чего параметр η/σ изменяется на два порядка. Процесс растворения углеводородного газа в жидкости исследован автором на бомбе PVT. Таким образом, экспериментально показано, что при двухфазной фильтрации кривые фазовых проницаемостей и, прежде всего, критические точки зависят от растворимости газа в жидкости. Явление растворимости газа в жидкости при существенных увеличениях ее объема может привести к подвижности жидкости при небольших значениях насыщенности. Как показано исследованиями автора, это имеет практическое значение и обеспечивает возможность воздействия на истощенный газоконденсатный пласт с целью извлечения выпавшего в нем углеводородного конденсата.

2.2.2

Исследование механизма вытеснения ретроградного конденсата обогащенным газом

Выполненные эксперименты показали, что выпавший конденсат может быть извлечен из пласта путем прокачки газа, обогащенного этаном, пропаном, бутаном (C_2-C_4), и последующего вытеснения смеси сухим (пластовым) газом.

В механизм процесса включаются следующие этапы: однофазная фильтрация газовой фазы, являющейся смесью пластовой газовой фазы и закачиваемого обогащенного газа. Выпавший конденсат начинает поглощать C_{2-4}, так как концентрация этих компонентов в газовой фазе превышает равновесную. В результате насыщенность S жидкой углеводородной фазой также начинает увеличиваться, но фаза остается неподвижной: $S_{кр} > S_1 > S_в$ (рис. 2.20, этап *1*);

двухфазная фильтрация обогащенного газа и жидкой углеводородной фазы, являющейся смесью ранее выпавшего конденсата и компонентов C_{2-4}, поглощенных из обогащенного газа. Насыщенность жидкой фазой достигла критической и продолжает увеличиваться: $S_2' > S_1' > S_{кр2}$ (этап *2*);

двухфазная фильтрация газовой фазы, являющейся закачиваемым сухим газом или пластовой газовой фазой. Насыщенность жидкой углеводородной фазой, максимальная для всего процесса в начале этого этапа, снижается вплоть до критической вследствие перехода компонентов C_{2-4} в газовую фазу: $S_3' > S_3'' \geq S_{кр3}$ (этап *3*);

однофазная фильтрация закачиваемого сухого газа или пластовой газовой фазы. Насыщенность жидкой углеводородной фазой снижается вплоть до остаточной вследствие продолжающегося перехода компонентов C_{2-4} в газовую фазу: $S_4' > S_4'' \geq S_{ост}$.

Очевидно, что из-за изменения состава фаз при переходе от начальных к конечным этапам процесса $S_{кр.ост} \neq S_{кр i} \neq S_{кр.в}$, где i – порядковый номер этапа; также очевидно, что $S_{ост} < S_в$, в чем и состоит эффект воздействия на истощенный газоконденсатный пласт путем прокачки обогащенного газа.

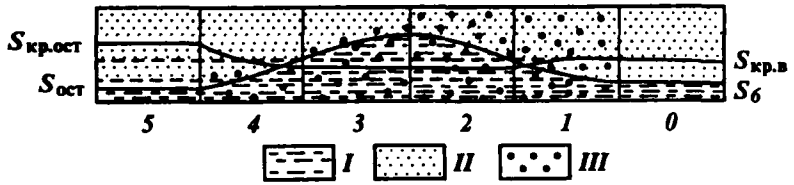


Рис. 2.20. Схема развития механизма вытеснения выпавшего конденсата при закачке обогащенного газа и последующем вытеснении смеси сухим (пластовым) газом:
I — жидкий (выпавший) конденсат; *II* — закачиваемый сухой газ или пластовая газовая фаза; *III* — компоненты C_2-C_4 из обогащенного газа; *0—5* — этапы процесса; жирная линия — граница раздела фаз; тонкая линия — номинальные границы раздела фаз, соответствующие исходной насыщенности выпавшим конденсатом ($S_в$) и критической насыщенности жидкой углеводородной фазой ($S_{кр.в} \rightarrow S_{кр.i} \rightarrow S_{кр.ост}$)

В отличие от процесса вытеснения нефти обогащенным газом, достаточно полно и широко исследованного Д. Кеном, Г.С. Стоуном и И. Крампом, С.Л. Заксом и другими исследователями, предложенный автором книги процесс имеет целью извлечение из пласта жидкой углеводородной фазы при насыщенности пласта этой фазой, равной или меньшей критической насыщенности. Экспериментальные исследования подтвердили принципиальную возможность перевода ранее выпавшего конденсата, занимающего лишь небольшую долю порового пространства, в подвижное состояние с помощью прокачки обогащенного газа.

Эксперименты с целью оценки эффективности извлечения из пласта выпавшего конденсата были выполнены применительно к типичному ГКМ при заданном давлении истощения 10 МПа (25—30 % начального пластового давления) и постоянной температуре 62 °С в сосуде фазовых равновесий PVT-8 и на физической модели пласта длиной 5 м. Контролировали следующие параметры:

компонентный состав отбираемой продукции (использовали хроматограф ЛХМ-8 МД);

объем жидкой и газовой фаз (с помощью пресса ИП-6);

количество подаваемого обогащенного газа (с помощью калиброванного поршневого контейнера КЖ-7);

текущие объем жидкой фазы и среднюю насыщенность в модели пласта (определяли расчетным путем по материальному балансу).

В сосуд PVT-8 со смесью метана, этана, пропана и бутана в соотношениях, отвечающих составу обогащенного газа (молярная доля 50, 24, 17 и 9 % соответственно), загрузили пластовый конденсат состава, близкого к составу пластовой жидкой фазы истощенного до 10 МПа Вуктыльского ГКМ. В пластовых условиях (10 МПа, 62 °С) жидкая фаза составила 12,5 % объема пор.

Очередную порцию обогащенного газа закачивали в сосуд после предварительного изобарического удаления основной части газовой фазы. Всего в эксперименте было прокачано обогащенного газа немногим более двух поровых объемов. В процессе выполнения эксперимента исследовали состав, плотность, молярную массу добываемой из бомбы и модели пласта газовой фазы, а для модели пласта — и вытесняемой жидкой фазы.

Результаты опытов в сосуде PVT-8, подтверждающие результаты расчетов по фазовым равновесиям, представлены на рис. 2.21. Они показыва-

ют, что выпавший конденсат интенсивно растворяет промежуточные компоненты из закачиваемого в пласт обогащенного газа. После прокачки 1,5 – 2 поровых объемов газа жидкая фаза увеличилась в объеме и приобрела гидродинамическую подвижность. Этому также, вероятно, способствовало снижение межфазного натяжения: расчеты с использованием парахоров индивидуальных углеводородов свидетельствуют, что в проведенном опыте после прокачки обогащенного газа в количестве приблизительно 1,5 поровых объема межфазное натяжение на границе раздела газовой и жидкой фаз снижается приблизительно в 4 раза.

Методика одного из лабораторных экспериментов по оценке эффективности вытеснения конденсата на модели однородного пласта (отдельно взятого блока) состояла в том, что последовательно определяли проницаемость "чистой" сухой модели пласта по метану, затем модель пласта заполняли пластовой жидкой фазой при давлении 10 МПа и температуре 62 °С. Определяли вязкость жидкой фазы при этих термобарических параметрах и затем проводили вытеснение пластовой жидкой фазы пластовой газовой фазой до практического исчезновения жидкой фазы в продукции (рис. 2.22). После этого проводили основной эксперимент по прокачке обогащенного газа состава (молярная доля, %): метана – 50; этана – 24; пропана – 17; бутана 9 – через модель пласта. Проницаемость модели пласта по метану при 10 МПа и 62 °С получена равной 10^{-14} м^2. Пористость модели пласта 22 %. Вязкость пластовой жидкой фазы при 10 МПа и 62 °С по результатам непосредственных измерений составляла 0,116 мПа·с.

Остаточная насыщенность модели пласта пластовой жидкой фазой после прокачки приблизительно трех поровых объемов пластовой газовой фазы составила 35 % объема пор, что отражает условия призабойной зоны эксплуатационной скважины.

Вытеснение пластовой жидкой фазы, а затем двухфазной ГКС производили с темпом, который соответствовал равновесным условиям: средняя

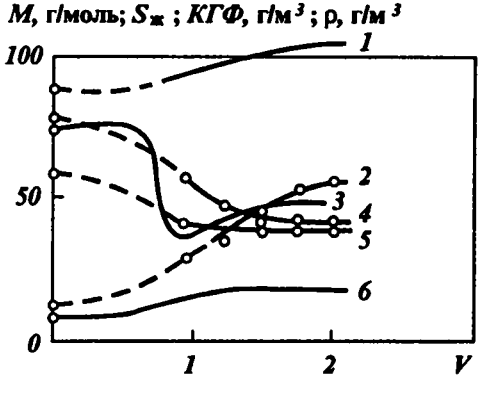


Рис. 2.21. График изменения параметров газовой и жидкой фаз при прокачке обогащенного газа:
1, 4 – молярная масса C_{5+} газовой и жидкой фаз *M*; *2* – относительный объем $S_ж$; *3* – КГФ; *5, 6* – плотность жидкой $\rho_ж$ и газовой $\rho_г$ фаз

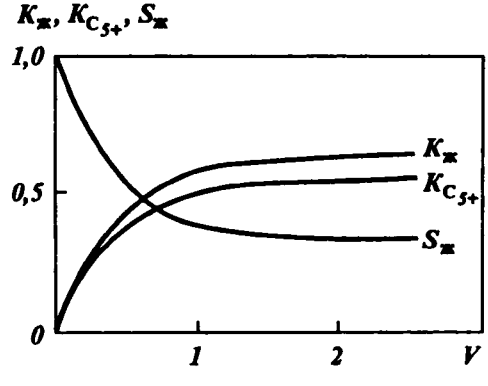


Рис. 2.22. Вытеснение пластового конденсата равновесной газовой фазой:
$K_ж$ и $K_{C_{5+}}$ – коэффициенты вытеснения жидкой фазы и углеводородов C_{5+}; $S_ж$ – насыщенность модели пластовым конденсатом

скорость продвижения фронта закачиваемого агента была равна приблизительно 10^{-5} м/с.

Результаты эксперимента на модели пласта представлены на рис. 2.23. Как и в эксперименте в сосуде PVT, насыщенность пористой среды S (доли объема пор) жидкой фазой возрастает по мере закачки обогащенного газа. Насыщенность модели пласта жидкой фазой достигает 50–60 % объема пор после закачки обогащенного газа в количестве менее 50 % объема пор. В сосуде PVT такой насыщенности удалось достичь после прокачки 1,7–2 поровых объемов газа. Это объясняется тем, что в модели пласта исходная насыщенность жидкой фазой была почти в 3 раза более высокой, чем в сосуде PVT (35 и 12,5 % объема пор соответственно).

Максимальная насыщенность порового пространства жидкостью составила приблизительно 68 %. При дальнейшей прокачке обогащенного газа в продукции модели пласта стала быстро возрастать доля конденсата, а насыщенность порового пространства жидкостью соответственно уменьшилась. К моменту закачки 2,2 поровых объема газа насыщенность жидкой фазой составляла всего около 10 %; плотность жидкой фазы ρ также снизилась от начальной 0,592 до 0,38 г/см^3. К этому времени было извлечено 96 % остаточных запасов C_{5+}.

Аналогичный опыт на модели пласта длиной 10 м подтвердил высокую эффективность извлечения выпавшего конденсата из призабойной зоны газом, на 50 % (молярная доля) обогащенным пропаном (рис. 2.24).

Проведенные эксперименты показали, что для достаточно полного извлечения выпавшего конденсата (80–90 %) путем прокачки обогащенного газа необходимо повысить насыщенность пласта жидкой углеводородной фазой до 50–60 % объема пор. Для извлечения выпавшего конденсата из призабойной зоны необходимо прокачать около 50 % объема пор обогащенного газа исследованного состава и затем вытеснить смесь, например,

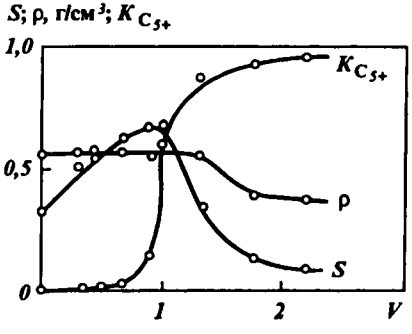


Рис. 2.23. Изменение некоторых параметров при прокачке обогащенного газа через модель пласта

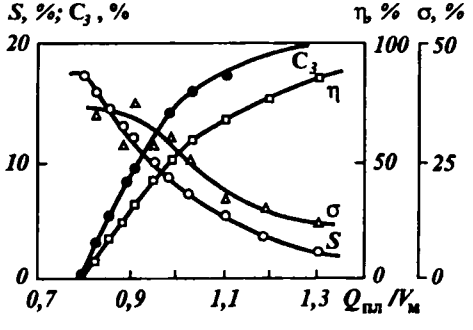


Рис. 2.24. Извлечение выпавшего конденсата (молярная масса 130 г/моль, плотность 0,8 г/см^3) в процессе прокачки при давлении 9 МПа и температуре 60 °С обогащенного газа, содержащего 50 % метана и 50 % пропана (молярная доля):
η – коэффициент извлечения; S – насыщенность порового пространства конденсатом; σ и C_3 – содержание конденсата и пропана в продукции; $Q_{пл}/V_м$ – приведенный объем добытого газа

пластовой газовой фазой (должно быть прокачано до 0,7 – 1 объема пор этой "буферной" газовой фазы).

Для участков пласта, удаленных от эксплуатационной скважины и характеризующихся насыщенностью приблизительно 12 % объема пор, необходима прокачка приблизительно двух поровых объемов обогащенного газа с последующим вытеснением смеси пластовой газовой фазой (потребный объем прокачки этой "буферной" газовой фазы 1 – 1,5 поровых объема).

На модели пласта длиной около 1 м выполнен эксперимент, в котором моделировали удаленную от эксплуатационной скважины зону пласта с насыщенностью выпавшим конденсатом около 12 % объема пор. Проницаемость модели составляла около 10^{-14} м^2, пористость 26,8 %. В отличие от описанного выше в этом подразделе эксперимента (на модели пласта длиной 5 м) в данном случае исходную насыщенность пористой среды жидкой фазой (выпавшим конденсатом) создавали путем истощения ГКС от давления выше давления начала конденсации до заданного давления 10 МПа. Была изменена также методика контроля компонентного состава продукции модели пласта в процессе вытеснения при 10 МПа истощенной двухфазной ГКС обогащенным газом: всю продукцию направляли сначала на блок отбора и анализа БОТАН, а затем с помощью ловушек разделяли на жидкую и газовую фазы и анализировали каждую фазу на хроматографе ЛХМ-8МД. Использование БОТАНа давало возможность оперативно получать информацию по текущему составу продукции и его динамике.

В данном опыте молярная доля компонентов (%) обогащенного газа следующая: C_1 – 64,82; C_2 – 9,21; C_3 – 9,83; C_4 – 15,96; C_{5+} – 0,18; $C_2 + C_3 + C_4$ = 35,00. Молярная масса C_{2+} была равна 46,8 г/моль. Результаты представлены в табл. 2.6 и на рис. 2.25, 2.26. Обращает на себя внимание то обстоятельство, что выпавший конденсат появляется в продукции лишь после закачки 4,5 поровых объема обогащенного газа. Такое "запаздывание" объясняется тем, что, во-первых, хотя для увеличения насыщенности жидкой углеводородной фазой (ЖУФ) до критической по

Таблица 2.6

Динамика состава продукции при вытеснении ГКС обогащенным газом

Объем закачки газа, объемы пор	Молярная доля, %			КГФ, г/м^3	Молярная масса, г/моль	
	C_1	C_{2-4}	C_{5+}		$M_{C_{2-4}}$	$M_{C_{5+}}$
0	85,0	14,0	1,02	39,5	35,4	92,2
0,5	85,0	13,9	1,02	39,2	35,4	91,6
1,0	84,9	13,9	1,01	38,7	35,7	91,2
1,5	84,7	14,4	0,97	37,0	36,4	90,9
2,0	83,4	15,6	0,95	36,3	37,8	91,2
2,5	82,0	17,2	0,92	35,5	39,4	92,1
3,0	79,9	19,3	0,84	32,8	40,6	93,2
3,5	78,0	21,2	0,74	29,3	41,6	94,7
4,0	75,8	23,4	0,64	25,8	42,3	96,3
4,5	72,5	26,7	0,74	30,7	43,4	99,0
5,0	67,7	30,4	1,85	94,6	44,7	120,7
5,5	63,0	34,4	2,36	129,7	45,8	129,1
6,0	61,4	36,6	1,82	102,3	46,4	132,7
6,5	63,4	35,3	1,09	60,2	46,0	131,4
7,0	65,4	34,3	0,53	28,3	46,1	127,7
7,131	65,7	34,2	0,46	24,1	46,1	125,2

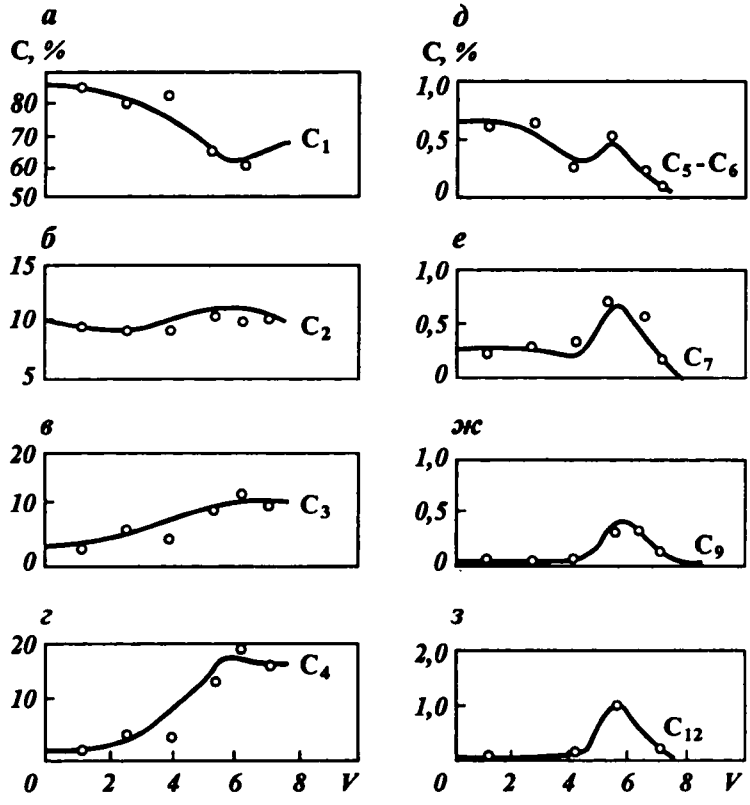


Рис. 2.25. Изменение молярной доли легких (*а* – *г*) и тяжелых (*д* – *з*) компонентов в продукции при вытеснении ГКС из модели пласта обогащенным газом

пласту в среднем достаточно, согласно расчетам, прокачать около 1,5 поровых объема обогащенного газа, все же движение ЖУФ начнется сначала вблизи зоны закачки, так как эта зона по отношению к обогащенному газу работает как фильтр-поглотитель C_{2-4}, а во-вторых, в двухфазном потоке движение ЖУФ отстает от движения газовой фазы тем сильнее, чем меньше превышение насыщенности ЖУФ над критической насыщенностью и чем больше соотношение вязкости ЖУФ и газовой фазы.

Анализируя факторы, влияющие на интенсивность увеличения насыщенности пласта жидкой углеводородной фазой и соответственно на эффективность вытеснения выпавшего конденсата при прокачке через пласт обогащенного газа, автор пришел к выводу, что в качестве определяющего насыщенность параметра можно принять следующий безразмерный комплекс:

$$\sigma = \frac{1}{\Delta S M_{вк}} \sum_{i=1}^{n} \frac{M_i m_i}{K_i}, \qquad (2.12)$$

где $\Delta S = S_ф - S_{вк}$; $S_ф$ – наименьшая насыщенность пласта жидкой углеводородной фазой, принимаемая как нижний порог, при котором обеспечивается минимально приемлемый промышленный дебит выпавшего конден-

сата; $S_{вк}$ — насыщенность пласта выпавшим конденсатом в момент начала закачки обогащенного газа; $M_{вк}$ — молярная масса выпавшего конденсата; n — число компонентов в обогащенном газе; m_i — молярная доля i-го компонента в обогащенном газе; K_i — константа фазового равновесия i-го компонента обогащенного газа при пластовых условиях в момент закачки обогащенного газа, когда насыщенность пласта жидкой углеводородной фазой увеличилась до $S_ф$ (результирующий состав углеводородной смеси определяет величину давления схождения $p_{сх}$ для смеси).

Приняв конкретные значения факторов, входящих в состав параметра σ, возможно найти зависимость текущей насыщенности пласта S жидкой углеводородной фазой от σ при заданных объемах закачанного газа. На рис. 2.27 приведена подобная зависимость для серии опытов, различающихся только составом обогащенного газа. В расчетах принято $S_ф$ = 0,70 объема пор; $S_{вк}$ = 0,125 объема пор; n = 4(C_1, C_2, C_3, C_4); $M_{вк}$ — 79,2 г/моль; $p_{сх}$ = 20÷35 МПа. Из рис. 2.27 видно, что значения σ = 0,9÷1,0 отвечают равновесной области — насыщенность пласта жидкой фазой практически не меняется при прокачке от 0,5 до 5 поровых объемов газа, значения σ < 0,9 определяют область инверсии, насыщенность возрастает до момента закачки приблизительно одного порового объема газа, а затем, не достигнув величины $S_{кр}$ = 0,35÷0,4 объема пор, начинает снижаться.

Насыщенность достигает значений $S \geq S_{кр}$ только при σ > 1,2.

Естественно, значения σ и $S = S(σ)$ для каждой газоконденсатной сис-

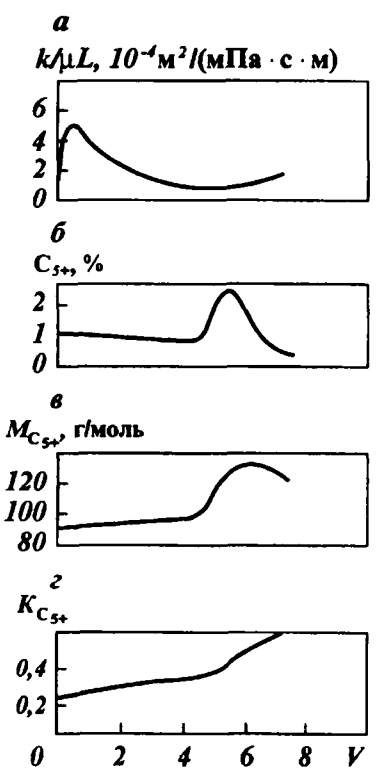


Рис. 2.26. Изменение параметра фильтрации (*а*), молярной доли (*б*), молярной массы (*в*) и коэффициента извлечения (*г*) C_{5+} при прокачке обогащенного газа через модель истощенного (10 МПа) вуктыльского газоконденсатного пласта

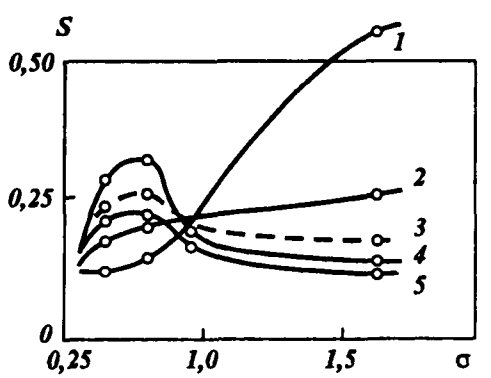


Рис. 2.27. Зависимость $S = S(σ)$ (объемы пор) при различных объемах V закачанного обогащенного газа:
1, 2, 3, 4, 5 — объем газа соответственно 5; 3; 2; 1 и 0,5 (объемы пор)

темы необходимо определять, принимая характерные для этой системы значения факторов, образующих параметр σ. Выполненные автором эксперименты свидетельствуют о возможности оптимизации процесса вытеснения выпавшего конденсата обогащенным газом, основанной на анализе зависимости насыщенности пласта жидкой углеводородной фазой от безразмерного параметра σ.

2.3

Метод доразработки истощенного газоконденсатного месторождения в режиме подземного хранилища газа

Значительное количество газоконденсатных месторождений, в том числе в России, уже выработано или находится на завершающей стадии разработки. Поскольку остаточные запасы жидких углеводородов в недрах этой группы ГКМ весьма велики (50 – 60 % от начальных запасов), то существует актуальная проблема повышения конденсатоотдачи объектов, характеризующихся истощенными энергетическими ресурсами, а именно, низким пластовым давлением.

В своих исследованиях автор уделил внимание этой важной проблеме. Результаты теоретических и экспериментальных работ 70 – 80-х годов позволили сделать вывод о том, что одним из реальных вариантов ее решения является эксплуатация истощенного газоконденсатного месторождения в режиме подземного хранилища газа. Технико-экономические предпосылки данной технологии, в которой сочетаются регулирование сезонной неравномерности газопотребления в конкретном регионе и доразработка остаточных запасов конденсата, состоят в том, что материальные и финансовые потребности при добыче жидких углеводородов в этом случае существенно сокращаются вследствие "попутного" характера производства.

В данном разделе анализируются результаты исследований автора и его коллег по этой проблеме.

При фильтрации газовой фазы на начальной стадии разработки газоконденсатного пласта содержание C_{5+} в газовой фазе может быть весьма значительным.

Начальное содержание конденсата (г/м^3) в пластовом газе для отдельных ГКМ было следующим: Ново-Троицкое – 427, Вуктыльское – 360, Уренгойское (валанжин) – до 300.

Однако по мере снижения пластового давления содержание C_{5+} в газовой фазе падает вследствие уменьшения растворяющей способности метана, основного компонента газовой фазы, при падении давления в системе.

Поведение сжатых одно- или многокомпонентных углеводородных газов как растворителей конденсата или его аналога изучалось многими исследователями. Интерес для нас представляют работы Б. Сейджа,

Т.П. Жузе, С.Л. Закса, А.Ю. Намиота, Г.С. Степановой и др. [11, 15, 29, 42, 47].

Б. Сейдж изучал, в частности, влияние степени обогащения системы метан — *н*-бутан — *н*-декан промежуточным компонентом (*н*-бутаном) на распределение *н*-декана между жидкой и газовой фазами при температурах от 15 до 137 °С и давлениях от 0,8 до 34,5 МПа.

В области низких давлений, соответствующих условиям истощенного газоконденсатного пласта (5—10 МПа), растворимость *н*-декана в газовой фазе весьма ограниченна и незначительно изменяется при изменении содержания *н*-бутана в этой фазе (рис. 2.28). Константы фазового равновесия *н*-декана в области столь низких давлений не превышают 0,07—0,08, основная масса *н*-декана сосредоточена в жидкой фазе независимо от количества промежуточных компонентов (*н*-бутана) в системе.

Г.С. Степанова экспериментальным путем исследовала растворимость в сухом газе (метане) углеводородов различных групп с целью вскрыть природу пластовых потерь конденсата при разработке ГКМ на истощение. Результаты выполненных ею расчетов показали, что чем выше пластовое давление, при котором начата закачка газа, т.е. чем больше масса закачиваемого газа, тем более резко изменяются фракционный состав C_{5+} и его содержание в газе. При давлении 5,4 МПа фракционный состав C_{5+} в газовой фазе (как и в жидкой) изменяется очень незначительно, количество перешедшего в газовую фазу конденсата (C_{5+}) в первый период закачки несущественно увеличивается (от 59 до 64 г/м^3). После закачки более одного порового объема газа содержание C_{5+} в газовой фазе несколько уменьшается. Исследователь объясняет увеличение концентрации C_{5+} в процессе закачки сухого газа при низких давлениях тем, что при давлениях, близких

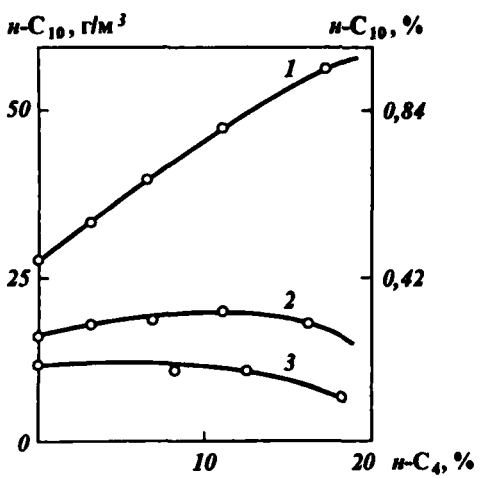


Рис. 2.28. Зависимость содержания *н*-C_{10} в равновесной газовой фазе от содержания в ней *н*-C_4 для системы C_1+*н*-C_4+*н*-C_{10} при 71,1 °С:
1, 2, 3 — давление соответственно 15,52; 10,35 и 5,52 МПа

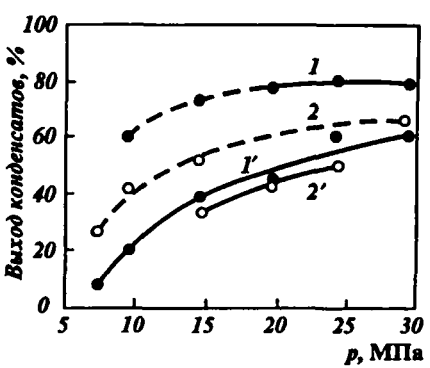


Рис. 2.29. Эффективность туймазинского попутного газа (кривые *1'*, *2'*) и диоксида углерода (кривые *1*, *2*) как растворителей нефти:
1, 1' — Ромашкинского месторождения (Татарстан); *2, 2'* — Туймазинского месторождения (Башкортостан)

к давлениям максимальной конденсации этана, пропана и бутанов, присутствие их в газовой фазе уменьшает ее растворяющую способность по отношению к конденсату. Делается ссылка на данные Б. Сейджа (см. рис. 2.28), согласно которым при температуре 71,1 °С и давлении 5,52 МПа изменение молярной доли в газовой фазе *н*-бутана от 0 до 18 % слабо влияет на растворимость *н*-декана в газовой смеси, состоящей из метана и бутана, вызывая все более заметное уменьшение растворимости по мере возрастания количества *н*-бутана в газе свыше 8 – 12 %.

На примере Вуктыльского ГКМ Г.С. Степанова проанализировала влияние различных факторов на коэффициент дополнительного извлечения конденсата. Наибольшее влияние на интенсивность извлечения конденсата оказывают объем закачанного газа и пластовое давление, в значительно меньшей степени – состав газа. Изменение состава газа в широком диапазоне столь мало влияет на извлечение конденсата, что делается вывод о технологической нецелесообразности обогащения газа промежуточными компонентами при проектировании сайклинг-процесса, хотя не отрицается возможность получения определенного эффекта от добавления в закачиваемый газ пропан-бутановой фракции на начальной стадии разработки ГКМ. Отметим, что К.С. Басниев с соавторами предложил метод добычи выпавшего в пласте конденсата, также основанный на обогащении закачиваемого газа пропан-бутановой смесью и являющийся разновидностью частичного сайклинг-процесса.

С.Л. Закс провел экспериментальные исследования по извлечению из пористой среды нефтей различного состава углеводородными газами высокого давления (10 – 40 МПа) при температурах от 20 до 140 °С. Было установлено, что с повышением пластового давления растворимость нефти в прокачиваемом газе увеличивается, причем возрастает средняя молярная масса перешедших в газовую фазу углеводородов. Обогащение газа, содержащего в основном метан, промежуточными компонентами (этан, пропан, бутан) и углекислым газом увеличивает растворимость в газе нефти. С повышением давления влияние состава газа на количество переходящих в газовую фазу углеводородов уменьшается (рис. 2.29).

Т.П. Жузе изучала растворимость в сжатом до 20 – 50 МПа природном газе нефтей многих отечественных месторождений. На рис. 2.30 приведены изотермы растворимости фракций, выделенных из нефтей парафиновой, нафтеновой и ароматической природы. По своим характеристикам фракции близки к газовым конденсатам (табл. 2.7). Природный газ содержал (массовая доля, %): метана – 74,2, этана – 11,9, пропана – 7,2, бутана – 4,3 и пентанов – 2,4. Исходное соотношение нефти и газа (по массе) во всех опытах было близко к единице. Было установлено, что растворимость углеводородов в газе зависит от их состава и увеличивается с ростом температуры и давления. В исследованном диапазоне давлений (20 – 50 МПа), значительно больших давлений, характерных для завершающей стадии разработки месторождений (5 – 10 МПа), растворимость нефти резко падает по мере приближения давления к нижней границе интервала. Отмечается повышение растворимости фракций в газе по мере возрастания отношения масс фракции и газа. С увеличением содержания легких компонентов в широкой фракции растворимость ее в газе растет при прочих равных условиях, однако это справедливо только при сходном групповом составе фракций. Был получен вывод, что при относительно высоких давлениях и температурах групповой и химический состав нефти мало сказывается на

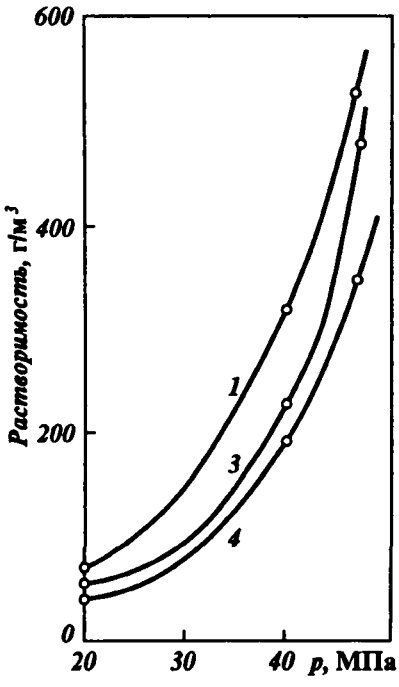


Рис. 2.30. Изотермы растворимости в сжатом природном газе широких фракций нефти парафинового (кривая *1*), ароматического (кривая *3*) и нафтенового (кривая *4*) основания при 50 °С (см. табл. 2.7)

ее растворимости в газе, в то время как при низких давлениях и температурах существует взаимозависимость состава нефти и ее растворимости в газе. Отсюда, очевидно, можно сделать вывод, что на завершающей стадии разработки газоконденсатонефтяных месторождений при относительно низких пластовых давлениях (около 5—10 МПа) возрастает роль экспериментальных исследований в прогнозировании поведения конкретных газоконденсатных и газоконденсатонефтяных смесей.

С.Н. Бузинов с сотрудниками при участии автора экспериментальными методами исследовал процесс испарения выпавшего конденсата при эксплуатации газоконденсатного месторождения в режиме подземного хранилища газа. В качестве физической модели пласта использовали трубу длиной 1 м с внутренним диаметром $4{,}3 \cdot 10^{-2}$ м, в которой был утрамбован кварцевый песок. Проницаемость модели составляла $2 \cdot 10^{-14}$ м^2, пористость — 25 %. Сначала воспроизводили процесс истощения газоконденсатного пласта от давления 17,2 МПа (давление начала конденсации) до 3,4 МПа при заданной пластовой температуре 21 °С. Пластовый газ начального состава моделировали многокомпонентной углеводородной смесью, содержащей (молярная доля, %): C_1 — 87,2; C_3 — 7,0; C_4 — 2,0; C_5 — 3,8.

Начальное количество стабильного конденсата (C_{5+}) в газе составляло около 157 г/м^3, молярная масса — 95,4 г/моль. После истощения модели пласта в нее закачивали газ, повышая пластовое давление в разных опытах до 5,9; 9,8 и 14,7 МПа. Систему выдерживали для установления межфазного равновесия в течение 5—10 сут. Затем из модели пласта отбирали пробы

Таблица 2.7

Характеристика широких нефтяных фракций

Номер фракции (номер кривой на рис. 2.30)	Тип фракции	Плотность, г/см^3	Содержание фракции (%), выкипающей до температуры, °С		Содержание углеводородов (%) во фракции НК-250 °С		
			250	450	парафиновых	нафтеновых	ароматических
1	Парафиновая	0,7863	55,9	96,2	61	30	9
2	Парафиновая	0,8001	39,1	96,2	63	29	8
3	Ароматическая	0,8542	55,8	97,2	11	57	32
4	Нафтеновая	0,8392	47,2	88,5	16	72	12

газа для анализа компонентного состава и определения величины равновесного содержания конденсата в пластовой газовой фазе. В первой серии опытов закачку и отбор газа производили через один и тот же торец модели, во второй серии – через разные торцы. Молярная доля (%) компонентов в закачиваемом газе была следующей: C_1 – 95,86; C_3 – 3,38; C_4 – 0,52; C_{5+} – 0,24. Результаты опытов представлены на рис. 2.31 и 2.32. Из рисунков четко следует, что при давлениях от 5 до 10 МПа извлечение выпавшего конденсата с помощью прокачиваемого газа идет в очень низком темпе, если сопоставлять отборы конденсата с его остаточными запасами (см. рис. 2.31, графики *2* и *3*).

Следует учитывать, однако, что эксплуатация истощенного ГКМ в режиме подземного хранилища газа может рассматриваться как метод повышения конденсатоотдачи конкретного месторождения, поскольку объем прокачки газа в этом случае практически не ограничен. Для осуществления промышленных отборов остаточного конденсата необходимо решать задачу достаточно полного извлечения тяжелых углеводородов (C_{5+}) из газа при низком содержании этих углеводородов в отбираемом газе и в условиях относительно низких давлений на забое и устье скважин.

Экспериментальные и аналитические исследования Т.П. Жузе, С.Л. Закса, Г.С. Степановой, В.В. Юшкина, а также газопромысловая практика свидетельствуют о том, что на завершающей стадии разработки ГКМ содержание C_{5+} в добываемом газе составляет от 50–70 до 10–30 % содержания, зафиксированного в период начала разработки месторождения. Абсолютные величины содержания фракции C_{5+} в добываемом газе при пластовых давлениях ниже 10–15 МПа колеблются от 30–50 до 80–100 г/м^3, т.е. являются относительно низкими. Вспомним, что на завершающей стадии разработки большинства ГКМ добывается всего 3–5 % извлекаемых запасов конденсата.

Анализ опубликованных работ показал, что, несмотря на выдвигавшиеся разными исследователями предложения о закачке в газоконденсатный пласт как на начальной стадии, так и на завершающей стадии разработки обогащенного промежуточными компонентами газа с целью повышения конденсатоотдачи пласта, механизм и эффективность извлечения конденсата обогащенным газом на завершающей стадии разработки совсем не исследованы.

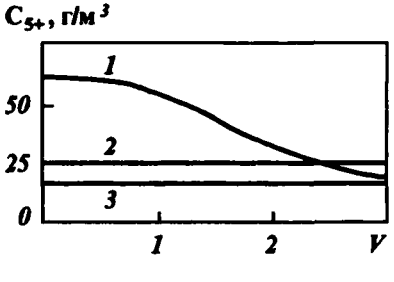


Рис. 2.31. Динамика содержания C_{5+} в продукции в зависимости от количества объемов пор *V* прокачанного через пласт сухого газа:
1, 2, 3 – давление соответственно 14,7; 9,8 и 5,9 МПа

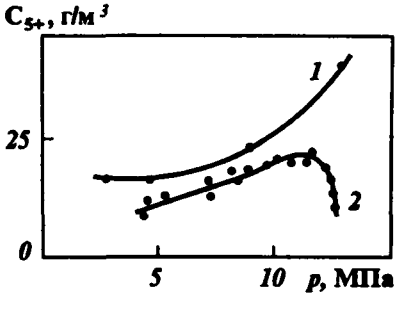


Рис. 2.32. Содержание в продукции C_{5+} при закачке и отборе газа через разные (кривая *1*) и одну (кривая *2*) "скважину"

В связи с этим под руководством автора выполнены экспериментальные исследования фазовых равновесий, позволяющие оценить вклад фильтрации газовой фазы в процесс переноса конденсата при нагнетании в истощенный газоконденсатный пласт газов, содержащих более 20 % (молярная доля) промежуточных компонентов ($C_2 + C_3 + C_4$). Методикой опыта предусматривались следующие этапы, выполняемые последовательно:

подготовка в рабочей бомбе двухфазной газоконденсатной смеси;

подготовка во вспомогательной бомбе углеводородного газа заданного состава;

изобарический отбор части равновесной газовой фазы из рабочей бомбы с контролем количества отбираемого газа и анализом его компонентного состава;

закачка в рабочую бомбу углеводородного газа заданного состава объемом, равным в пластовых условиях объему отобранной на предыдущем этапе равновесной газовой фазы.

Два последних этапа повторяли в каждом опыте до получения заданного накопленного объема закачанного углеводородного газа. В исходной двухфазной газоконденсатной системе при заданных давлении 10 МПа и температуре 62 °С равновесная газовая фаза составляла 0,875 ± 0,01 общего объема системы. Составы фаз исходной системы приведены в табл. 2.8. В качестве нагнетаемых газов исследованы типичные газы дегазации сырого конденсата, обогащенные в различной степени компонентами C_{2+} (табл. 2.9).

Таблица 2.8

Составы (молярная доля, %) равновесных при условиях опыта газовой и жидкой фаз

Компонент	Фаза	
	газовая	жидкая
$C_1 + N_2$	84,21	25,68
C_2	8,76	9,15
C_3	3,59	7,17
C_4	1,44	5,61
I фракция (44 % C_5 + 56 % C_6)	1,42	11,58
II фракция (C_7)	0,48	16,07
III фракция (C_9)	0,09	12,24
IV фракция (C_{12})	0,01	7,24
V фракция (C_{17})	–	5,26
В том числе C_{5+}	2,00	52,39
Сумма	100,0	100,0

Примечание. Конденсатогазовый фактор (КГФ) газовой фазы системы – 74,2 г/м^3, молярная масса C_{5+} в газовой фазе – 87,5 г/моль.

Таблица 2.9

Состав закачиваемых газов

Номер опыта	Молярная доля, %						Молярная масса C_{2+}, г/моль
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	$C_2+C_3+C_4$	
1	81,1	12,07	5,51	1,11	0,20	18,69	36,0
2	74,80	12,20	10,20	2,60	0,20	25,00	38,7
3	75,54	11,20	5,60	7,41	0,23	24,23	41,9
4	64,82	9,21	9,83	15,96	0,18	35,00	46,8

Таблица 2.10

Динамика молярной доли (%) C_{5+}, КГФ (г/м³) и молярной массы M (г/моль) в равновесной газовой фазе при закачке газа, обогащенного компонентами C_{2+} (давление 10 МПа, температура 62 °С)

Накопленный объем закачанного газа, объемы пор	C_{5+}	КГФ	M	C_{5+}	КГФ	M
	Опыт 1			Опыт 2		
0	1,28	45,2	84,0	1,11	39,8	85,0
1	1,32	48,4	87,0	1,46	56,0	90,9
2	1,19	43,9	87,8	1,29	49,4	90,9
3	0,99	36,8	88,5	1,12	42,8	91,0
5	0,83	31,4	90,4	1,03	39,7	91,8
7	0,76	29,8	93,6	0,93	36,6	93,7
	Опыт 3			Опыт 4		
0	1,19	42,5	85,0	1,09	39,0	87,0
1	0,86	31,1	86,2	0,79	29,2	87,9
2	0,68	24,8	87,2	0,54	20,4	90,2
3	0,54	20,0	88,5	0,41	15,7	92,0
5	0,46	16,9	88,2	0,44	17,7	96,4
7	0,48	17,6	87,7	—	—	—

Примечание. Номер опыта см. рис. 2.33.

Накопленный объем закачанного углеводородного газа достигал в опытах не менее пяти объемов "порового пространства". Результаты опытов, позволяющие оценить влияние состава нагнетаемого газа на вынос конденсата в газовой фазе, приведены в табл. 2.10 и на рис. 2.33. Сравнивая отдельные опыты, можно прийти к весьма важному заключению, что при прочих равных условиях на равновесное конденсатосодержание газовой фазы влияет не только содержание компонентов C_{2+} в нагнетаемом газе, но и не в меньшей степени молярная масса C_{2+}. Так, при практически одинаковом содержании C_{2+} в газе, нагнетаемом в "пласт" в опытах 2 и 3, в первом случае отмечается увеличение КГФ, а во втором — резкое падение КГФ по мере закачки одного-трех объемов газа (см. рис. 2.33). Из

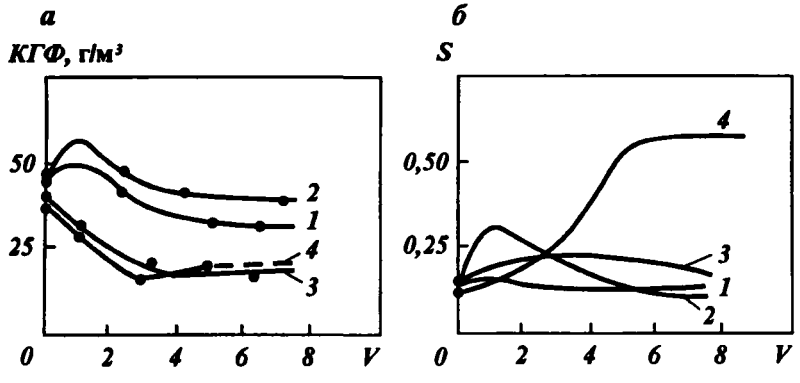


Рис. 2.33. Равновесное конденсатосодержание (КГФ) газовой фазы (*а*) и насыщенность *S* жидкой фазой (*б*) при давлении 10 МПа и температуре 62 °С как функции объема *V* закачанного газа в объемах пор (номер кривой соответствует номеру опыта)

сунка следует, что независимо от состава нагнетаемого газа равновесное конденсатосодержание газовой фазы не превышает 50 – 55 г/м^3 для исследованной газоконденсатной системы при 10 МПа и 62 °С.

Таким образом, экспериментальными исследованиями установлено, что обогащение прокачиваемого через истощенный пласт газа легкими промежуточными компонентами, этаном или этан-пропановой смесью дает возможность незначительно повысить в газовой фазе содержание C_{5+}, но и этот слабый и непродолжительный эффект достигается за счет испарения из выпавшего конденсата его легкой части (см. табл. 2.9). Обогащение прокачиваемого газа пропан-бутановой смесью приводит не к повышению, а к уменьшению содержания C_{5+} в газовой фазе смеси (см. рис. 2.33). Анализируя полученные экспериментальные данные и принимая во внимание результаты других исследователей, автор пришел к однозначному выводу о том, что добычу из пласта выпавшего конденсата путем испарения в прокачиваемый углеводородный газ любого компонентного состава при давлениях ниже 10 – 15 МПа можно рассматривать, как правило, только в качестве способа попутного извлечения фракции C_{5+} при эксплуатации истощенного пласта в режиме подземного газохранилища.

2.4

Разработка нефтяной оторочки с помощью растворителей

Многие газоконденсатные месторождения характеризуются наличием нефтяной оторочки. Она может быть либо сплошной, подстилающей газоконденсатную область залежи, либо, как правило, разорванной, когда нефть залегает в виде узкого кольца или цепочки фрагментов кольца.

Промышленная значимость оторочки определяется, прежде всего, абсолютным количеством запасов нефти. Однако важными критериями могут быть компактность запасов нефти, эффективная толщина нефтенасыщенной области, глубина залегания оторочки, а также коллекторские свойства пласта в этой области.

Если исследования свидетельствуют о низкой ожидаемой нефтеотдаче в случае разработки оторочки на режиме истощения, то может возникнуть вопрос о применении того или иного метода воздействия на оторочку. Как указывалось выше (см. раздел 5.3), при разработке нефтегазоконденсатной залежи возможно применение методов разработки, основанных на нагнетании в пласт воды для поддержания давления и вытеснения нефти в желательном направлении. Однако нагнетание воды исключается при плохих, как правило, коллекторских свойствах газоконденсатного пласта. Автор, кроме того, убежден в том, что применительно к таким сложным объектам, как газоконденсатный пласт, в том числе с нефтяной оторочкой (или тем более поэтому), необходимо соблюдать принцип "не навреди". Рассматривая какие-либо методы воздействия на такие пласты, целесообразно иметь в виду нагнетание агентов, обладающих физико-химическим сродством с пластовыми углеводородами. Это могут быть либо газы, в первую очередь углеводородной природы, либо растворители.

Исходя из этих представлений, автор с сотрудниками исследовали возможность применения растворителей для интенсификации добычи нефти при разработке нефтяной оторочки ГКМ.

Маломощная нефтяная оторочка газоконденсатной залежи как объект разработки запасов нефти обладает целым рядом особенностей, отличающих этот объект от нефтяных и газонефтяных залежей. Например, при значительной протяженности в горизонтальной плоскости нефтяные оторочки зачастую имеют мощность, измеряемую немногими десятками и даже единицами метров.

Практика разработки нефтегазоконденсатных залежей на истощение показывает, что при этом не достигаются приемлемые величины нефте- и конденсатоотдачи [10, 26]. Одним из возможных способов повышения нефтеотдачи нефтяных оторочек является метод барьерного заводнения и различные его модификации.

Однако соседство нефтяной оторочки с огромными, как правило, запасами газоконденсатной смеси дает возможность обеспечить комплексный подход к разработке месторождения углеводородов как единой системы. Даже если иметь в виду только возможность использования ресурсов газоконденсатной зоны при разработке нефтяной оторочки — одно это обстоятельство позволяет по-новому взглянуть на возможность выбора способов разработки, обеспечивающих повышенную по сравнению с разработкой на истощение степень извлечения запасов нефти.

Экспериментальные и аналитические исследования ВНИИГАЗа наметили направление, в котором, по-видимому, целесообразно продвигаться в ближайшие годы при проектировании разработки нефтяных оторочек ГКМ. Это применение растворителей, которые могут быть получены на сырьевой базе газоконденсатной зоны, для осуществления процесса вытеснения нефти нефтяной зоны.

Преимущества вытеснения нефти растворителями — особенно возможность получения высоких коэффициентов извлечения запасов нефти — широко известны [4, 12]. Специфика организации процесса подобного рода на нефтегазоконденсатном месторождении состоит в том, что имеется достаточно широкий выбор агентов-растворителей, что обеспечивает многовариантность при технико-экономическом анализе перспектив разработки месторождения в целом и нефтяной оторочки в частности.

Цель публикации настоящих материалов — обобщение накопленного автором опыта при изучении вопросов разработки нефтяных оторочек ГКМ с закачкой растворителей.

Предполагается, что вошедшие в работу материалы будут полезны при проектировании разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей, близких по строению и геолого-промысловым характеристикам к филипповской залежи Оренбургского газоконденсатного месторождения.

2.4.1

Физические основы вытеснения нефти растворителями, газом высокого давления и обогащенным газом

При вытеснении нефти водой или равновесным с нефтью газом (газом газовой шапки) капиллярные силы препятствуют снижению нефтенасыщенности за фронтом вытеснения ниже 25 – 50 %. В отдельных случаях остаточная нефтенасыщенность может быть даже несколько большей.

Процесс вытеснения нефти растворителями характеризуется отсутствием четких границ раздела фаз и практическим отсутствием капиллярных сил в зоне вытеснения, что обеспечивает почти полное вытеснение нефти при закачке определенного объема растворителя. Интересно сопоставить результаты опытов [26] по вытеснению нефти газом при наличии и в отсутствие капиллярных сил на границе вытесняющего флюида и нефти. В первом случае на моделях пласта длиной 6 и 37,5 м получены близкие коэффициенты нефтеотдачи (0,49 и 0,52) до начала повышения газового фактора; конечные коэффициенты нефтеотдачи получены одинаковыми (0,67). Во втором случае на моделях пласта длиной 7 и 37,5 м соответствующие коэффициенты составили 0,675 и 0,82 до начала повышения газового фактора и 0,875 и 0,95 к концу процесса вытеснения.

Отсутствие капиллярного давления в процессе вытеснения нефти растворителями не только дает возможность получать высокие коэффициенты извлечения нефти, но и проектировать закачку растворителей в низкопроницаемые нефтенасыщенные коллекторы, не принимающие воду из-за образования высокодисперсных водонефтяных смесей, которые создают большие гидравлические сопротивления капиллярной природы [26].

В большинстве случаев для вытеснения нефти в качестве растворителей используются сжиженные нефтяные газы, состоящие из так называемых промежуточных углеводородов (этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны). Обычно в пластовых условиях это жидкости, полностью смешивающиеся с нефтью.

При вытеснении нефти газообразными (в пластовых условиях) агентами различают два основных варианта процесса.

Первый из них, обычно называемый процессом вытеснения газом высокого давления, характеризуется тем, что в процессе массообмена преобладает переход промежуточных компонентов из жидкой фазы в газовую. Этот вариант процесса дает хорошие результаты при высоких давлениях нагнетания (порядка 25,0 – 45,0 МПа).

Во втором варианте процесса в массообмене преобладает переход промежуточных компонентов из газовой фазы в жидкую. Он реализуется при закачке в пласт жирного природного газа или газа, искусственно обогащенного промежуточными компонентами, и протекает при более низких давлениях, чем при использовании сухого газа.

Чем меньше в пластовой нефти и в закачиваемом газе промежуточных компонентов, тем большее давление требуется для смешиваемости газа и нефти без фазовых границ раздела. Экспериментальные исследования газонефтяной смеси позволяют построить фазовую тройную диаграмму, на

которой система углеводородов представлена состоящей из фракций C_1, $C_2 - C_6$, C_{7+} или C_1, $C_2 - C_4$; C_{5+} и т.п.

Построенная для определенного давления при данной пластовой температуре диаграмма дает возможность выделить область смешиваемости системы по содержанию промежуточных компонентов. На рис. 2.34 приведена фазовая тройная диаграмма для одной из нефтей при давлениях 20,6; 24,0; 27,5 МПа. Касательные KM, K_1M_1, K_2M_2 разграничивают зоны смешиваемости и несмешиваемости.

При вытеснении нефти газом высокого давления или газом, обогащенным промежуточными углеводородами, процесс идет без границ фазового раздела, за счет образования переходной зоны с плавным изменением свойств от свойств нефти до свойств закачиваемого агента.

Опыты с газами различного состава подтверждают, что увеличение содержания промежуточных компонентов в закачиваемом газе способствует образованию плавной переходной зоны от газа к нефти и обеспечивает повышение нефтеотдачи (рис. 2.34, 2.35).

Перечислим основные факторы, от которых зависит эффективность процесса вытеснения нефти растворителями.

Чем меньше различаются по вязкости пластовая нефть и растворитель, тем меньше размер зоны смеси и тем эффективнее процесс вытеснения нефти растворителем (меньше удельный расход растворителя). Изменение скорости вытеснения в однородном пласте лишь незначительно влияет на изменение основных показателей процесса извлечения нефти из пласта. Повышение степени неоднородности пласта ведет к быстрому возрастанию

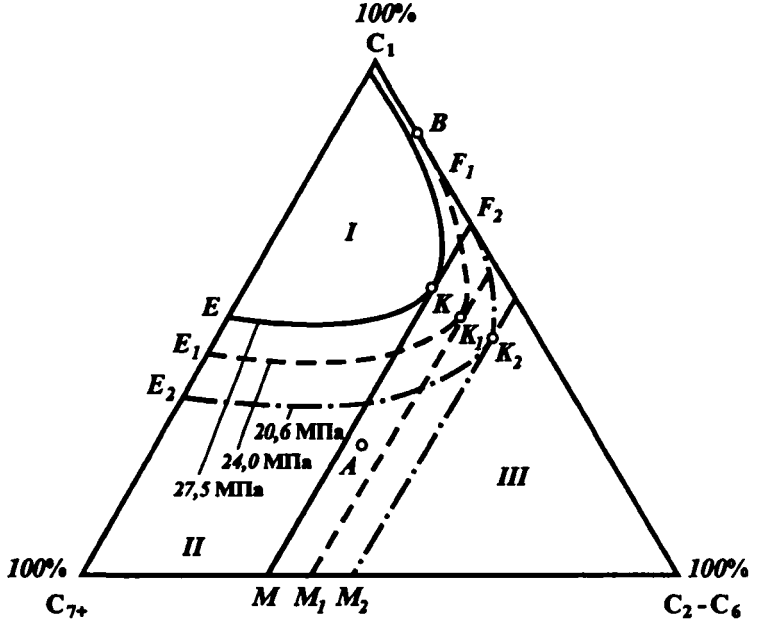


Рис. 2.34. Смешиваемость нефти и газа при различных давлениях [15]:
I — двухфазная область; *II* — область несмешиваемости; *III* — область смешиваемости

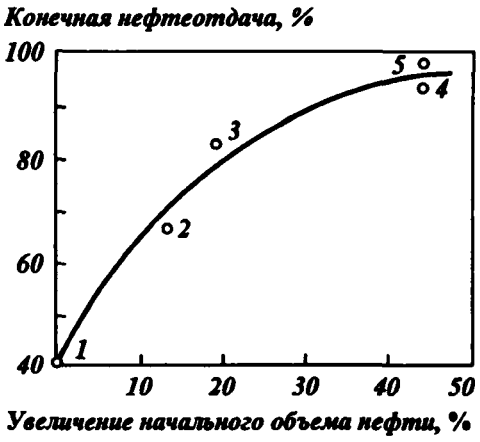


Рис. 2.35. Зависимость конечной нефтеотдачи от увеличения объема легкой нефти, вызванного растворением в ней различных газов [15]:
1 — равновесный газ; *2* — газ сепарации; *3* — конденсатный газ; *4* — смешанный газ; *5* — газ, обогащенный пропаном

длины зоны смеси и ухудшению показателей процесса. Однако практика применения растворителей при разработке нефтяных залежей показала, что влияние неоднородности пласта на показатели процесса вытеснения нефти уменьшается при увеличении расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами.

Подобная зависимость наблюдается в однородных пластах, что подтверждается опытами на моделях пласта разной длины [12]. Вследствие того, что на показатели процесса вытеснения нефти растворителями влияет много факторов, учесть вклад каждого из которых чрезвычайно трудно, более или менее точная оценка показателей процесса возможна только после проведения опытно-промышленного эксперимента на участке залежи.

При проектировании процесса вытеснения нефти с помощью растворителей необходимо решать либо задачу выбора состава растворителя для заданных условий вытеснения (пластовых давления и температуры), либо задачу определения необходимых условий вытеснения (давления) при наличии растворителя заданного состава. Кроме того, необходимо обосновать процесс обратного извлечения основной массы закачанного растворителя. В качестве агента, вытесняющего растворитель, используют сжатые углеводородные и неуглеводородные газы или смеси тех и других.

После выбора растворителя и уточнения термодинамических условий, при которых будут осуществлять процесс вытеснения нефти в натурном пласте, необходимо оценить ожидаемую длину зоны смеси "растворитель — нефть".

Экспериментальные исследования на физической модели пласта длиной 50 м [12] показали, что длина зоны смеси является функцией пройденного фронтом растворителя расстояния и отношения вязкостей нефти и растворителя (рис. 2.36). С достаточной степенью точности эта функциональная зависимость описывается простым уравнением:

$$L = Cx^{\alpha}, \qquad (2.13)$$

где x — пройденное расстояние, безразмерная величина в единицах характерного линейного размера (например, радиуса ствола скважины); C, α — коэффициенты, зависящие от соотношения вязкостей нефти и растворителя.

По данным, полученным на физической модели пласта длиной 50 м, для нефтей и растворителей с соотношением вязкостей от 5 до 15, величины C и α можно определить по графикам, приведенным на рис. 2.37.

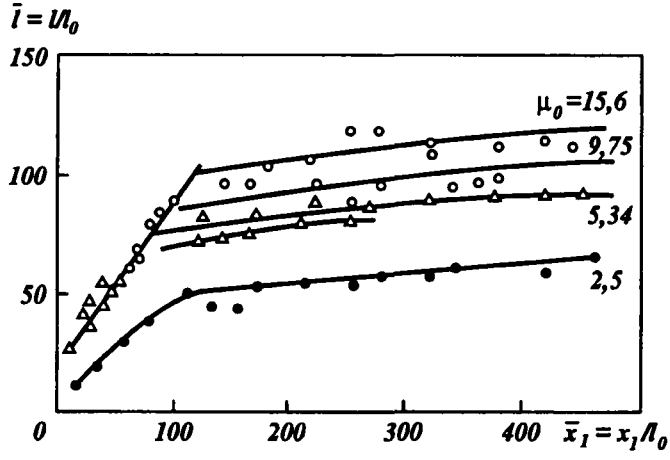


Рис. 2.36. Зависимость длины зоны смеси $\bar{x}$ растворитель – нефть от пройденного фронтом расстояния $\bar{x}$ для растворителя вязкостью 0,53 мПа·с [12]. l_0 – выбранный характерный размер – радиус ствола скважины (10 см)

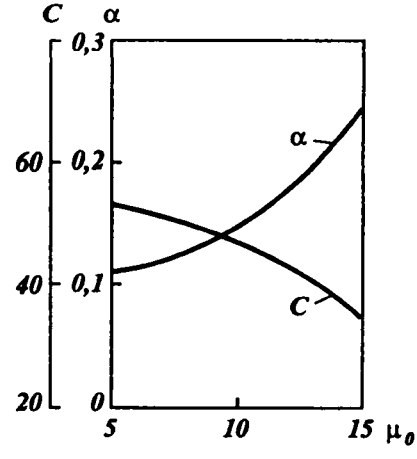


Рис. 2.37. Зависимость коэффициентов C и α от соотношения вязкостей нефти и растворителя μ_0 [12]

Пример. Оценим длину зоны смеси при вытеснении на расстоянии 50 м нефти вязкостью 1,7 мПа·с растворителем вязкостью 0,3 мПа·с.

По рис. 2.37 для отношения вязкостей $\frac{1,7}{0,3} = 5,67$ находим: C = 52,3; α = 0,113. Отсюда длина зоны смеси равна: $52,3 \cdot \left(\frac{50}{0,1}\right) \cdot 0,113$ = 106 безразмерных единиц, или 10,6 м (характерный размер для приведения линейных размеров к безразмерному виду выбран равным 10 см).

Для уменьшения неблагоприятных последствий большого отношения вязкостей нефти и растворителя были предложены технологические приемы, которые позволяют заменить резкую границу между растворителем малой вязкости и нефтью зоной с постепенно изменяющейся вязкостью. Сущность такого рода технологических приемов сводится к тому, что на контакт с нефтью сначала закачивают наиболее близкий к ней по вязкости растворитель, затем следующий растворитель, наиболее близкий по вязко-

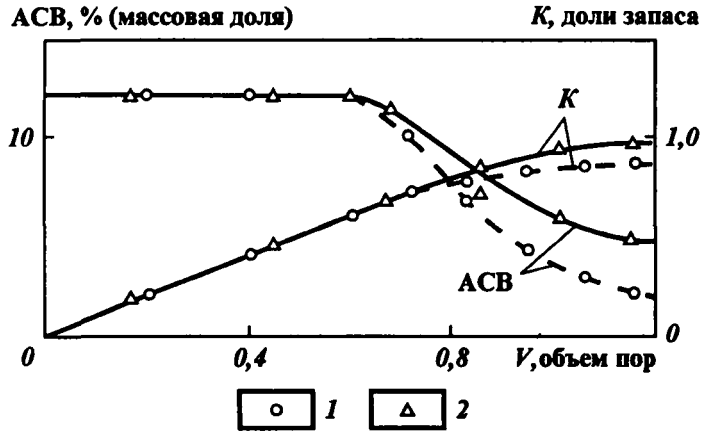


Рис. 2.38. Зависимость коэффициента вытеснения *K* нефти и содержания асфальтосмолистых веществ (АСВ) в продукции от объема *V* закачки этана (*1*) и этаноконденсатной смеси (*2*)

сти к закачанному и т.д. в порядке уменьшения вязкости. Экспериментальные исследования показали, что можно эффективно вытеснять нефть растворителем, в 3 раза менее вязким, чем нефть, если предварительно закачивать в нефтенасыщенную пористую среду небольшие объемы растворителей, каждый из которых отличается по вязкости от контактирующих с ним соседних растворителей, а первый от нефти, не более чем на 25 %. Это – способ создания оторочки растворителя переменной вязкости.

Поскольку от величины отношения вязкостей нефти и растворителя непосредственно зависит длина зоны смеси, т.е. необходимый объем растворителя, выбор растворителя оказывает прямое воздействие на технико-экономические показатели процесса в целом.

При значительном содержании в нефти асфальтосмолистых веществ (АСВ) вытеснение ее легкими растворителями (этаном, пропаном, бутанами, широкой фракцией легких углеводородов) осложняется возможным выпадением АСВ в пласте, что может привести к закупорке поровых каналов.

В таком случае, при наличии в газоконденсатной зоне пласта рассеянной нефти, предлагается закачивать растворитель не на контакт "нефть – газ", а на определенном расстоянии от него в газоконденсатную зону. Создавая условия для продвижения растворителя в сторону газонефтяного контакта, добиваются того, что по мере его продвижения по пласту, в результате контакта с рассеянной нефтью, образуется зона смеси повышенной молекулярной массы и вязкости. Как показали эксперименты (рис. 2.38), выполненные во ВНИИГАЗе, вытеснение нефти оторочкой такого растворителя более эффективно, чем чистым легким растворителем [49].

2.4.2

Оценка коэффициента извлечения

Основным показателем, определяющим эффективность применяемого метода разработки, является коэффициент извлечения, представляющий собой отношение количества добытой нефти к геологическим ее запасам в разрабатываемой оторочке (участке). При разработке с использованием процесса вытеснения коэффициент извлечения (K_n) может быть представлен как произведение коэффициента вытеснения (η) на коэффициент охвата β:

$$K_n = \eta \cdot \beta.$$

Коэффициент вытеснения

Коэффициент вытеснения представляет собой отношение объема вытесненного углеводорода к его начальному объему в зоне пласта, охваченной вытеснением. При вытеснении нефти в условиях неограниченной смесимости с растворителем коэффициент вытеснения может достигать 100 %. Достоверные сведения о величине коэффициента вытеснения получают в результате экспериментальных исследований с реальными углеводородными смесями на моделях пористых сред [9, 27, 28].

По данным экспериментальных исследований строится зависимость изменения насыщенности ρ порового объема модели пласта вытесняющим агентом от безразмерного объема закачки $\overline{V} = V / V_L$ (рис. 2.39), где V — объем порового пространства всей модели; V_L — объем порового пространства модели при $x = L$. До прорыва растворителя коэффициент вытеснения $\eta = \overline{V}$, в момент прорыва $\eta^* = \overline{V}^*$.

Коэффициент вытеснения к любому моменту времени после прорыва растворителя определяется численным интегрированием кривой $\rho(\overline{V})$ по формуле

$$\eta(\overline{V}) = \eta^* + \int_{\overline{V}^*}^{\overline{V}} [1 - S(\overline{V})]\, d\overline{V}. \qquad (2.14)$$

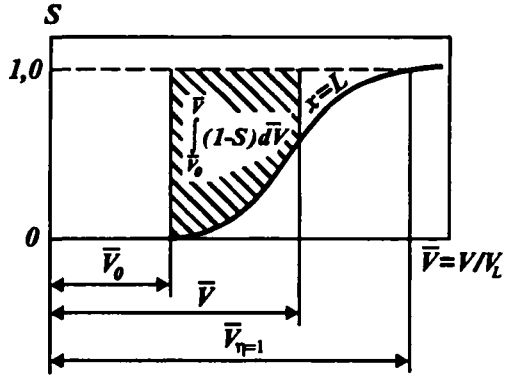


Рис. 2.39. Изменение коэффициента вытеснения в зависимости от безразмерного объема закачки при различной длине образца

Общий характер кривых $\eta(\overline{V})$ и $\eta^*(\overline{V})$ указывает, что коэффициент вытеснения взаиморастворимых жидкостей различной вязкости существенно зависит от размера образца пористой среды и от соотношения вязкостей $\mu_0 = \mu_р / \mu_н$.

Данные экспериментов [12] показали, что для того, чтобы ошибка в определении η^* не превышала 5 % (по отношению к максимальному значению), следует пользоваться моделями примерно следующей длины:

$L \geq 4$ м при $\mu_0 = 1$;

$L \geq 20$ м при $\mu_0 = 2{,}5$;

$L \geq 30$ м при $\mu_0 = 5$.

Объем закачки до полного вытеснения $\overline{V}_{\eta=1}$ также зависит от длины модели. Анализ зависимостей коэффициента вытеснения до прорыва (η^*) и объема нагнетания до полного вытеснения ($\overline{V}_{\eta=1}$) показывает, что с увеличением длины образца η^* возрастает, а $\overline{V}_{\eta=1}$ уменьшается. Однако полной стабилизации кривых $\eta^*(\overline{V})$ и $\overline{V}_{\eta=1}$ даже на длине $L = 50$ м не наблюдается. В промысловых условиях расстояния между скважинами обычно больше 50 м. Поэтому в однородном пласте значения коэффициента η^* будут выше, а значения $\overline{V}_{\eta=1}$ ниже величин, полученных в ходе экспериментов.

Коэффициент охвата

Коэффициент охвата пласта определяется отношением объема порового пространства, охваченного вытеснением, к полному объему порового пространства разрабатываемой оторочки (участка).

Коэффициент охвата зависит от объема закачанного вытесняющего флюида, расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин, начального положения водонефтяного и газонефтяного контакта, характера и степени неоднородности коллекторских свойств пласта. В первом приближении коэффициент охвата (β) может быть представлен как произведение коэффициентов охвата по разрезу (β_1) и по площади (β_2) пласта.

Первый из них представляет долю пласта, охваченную процессом вытеснения, при условии, что ряды скважин заменяются галереями.

Коэффициент площадного охвата (β_2) учитывает дополнительные потери нефти, связанные с образованием застойных зон, и зависит от принятой схемы расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин и от коэффициента подвижности M:

$$M = \frac{k_в \cdot \mu_н}{k_н \cdot \mu_в}, \qquad (2.15)$$

где $k_в$ и $k_н$ — фазовые проницаемости вытесняющего агента и нефти соответственно; $\mu_в$ и $\mu_н$ — вязкости вытесняющего агента и нефти соответственно.

На рис. 2.40 показаны значения коэффициента охвата по площади, полученные разными исследователями для элемента пятиточечной системы [28]. Следует отметить, что в большинстве случаев удовлетворительное соответствие получается при коэффициенте подвижности $M \leq 1$. Однако при $M > 1$ обнаруживается большое расхождение между приведенными данными. На рис. 2.40 приведены четыре кривые при $M > 1$. Эти кривые отве-

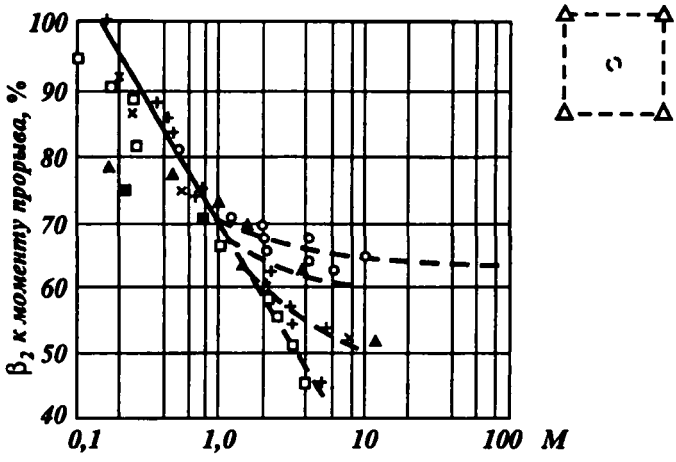


Рис. 2.40. Зависимость коэффициента охвата по площади β_2 от коэффициента подвижности M при прорыве жидкости для регулярной пятиточечной системы (по Крейгу)

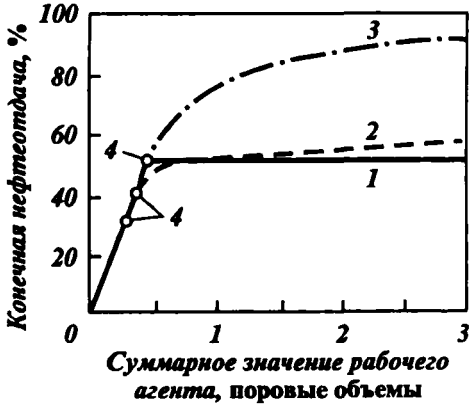


Рис. 2.41. Зависимость конечной нефтеотдачи от объема закачанного вытесняющего агента (по Заксу):
1 — закачка воды; *2* — закачка пропана и газа; *3* — последовательная закачка пропана, газа и воды; *4* — прорыв

чают различным данным, полученным экспериментально в указанном интервале изменения коэффициента подвижности. Замеренные значения коэффициента β_2 по площади при прорыве для $M = 3$, например, лежат в диапазоне 0,52÷0,66.

Несмотря на чрезвычайно высокую степень вытеснения нефти из пор, в которых движется растворитель (пропан), нефтеотдача, как это видно из рис. 2.41, обычно бывает почти такая же, как и при вытеснении нефти водой. Объясняется это тем, что, хотя вытесняющая способность воды намного ниже, чем у пропана, коэффициент охвата пласта при вытеснении нефти водой выше, чем при вытеснении пропаном [28].

Для определения коэффициента охвата по площади можно использовать графики (рис. 2.42—2.45) для различных площадных систем заводнения, приведенных в работе [28].

Коэффициент охвата по разрезу пласта в значительной степени определяется характером и степенью неоднородности коллектора. Очевидно, что пласт-коллектор может быть неоднороден по всем важнейшим свойствам, таким как проницаемость, пористость, содержание связанной воды,

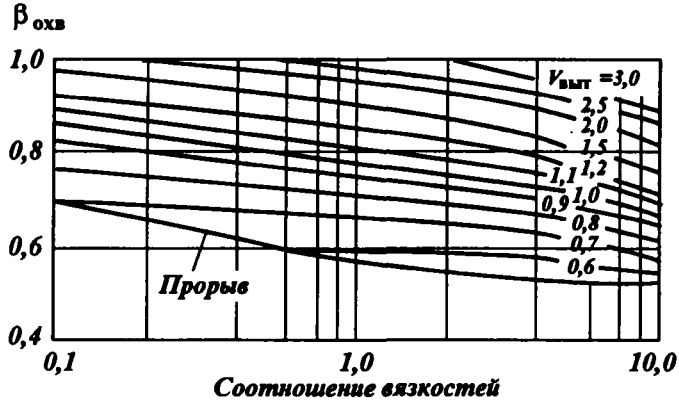


Рис. 2.42. Коэффициент охвата по площади $\beta_{охв}$ в скошенной четырехточечной системе.
$V_{выт}$ – вытесняемый объем, равный объему закачанной жидкости, деленному на произведение объема пор элемента и коэффициента вытеснения

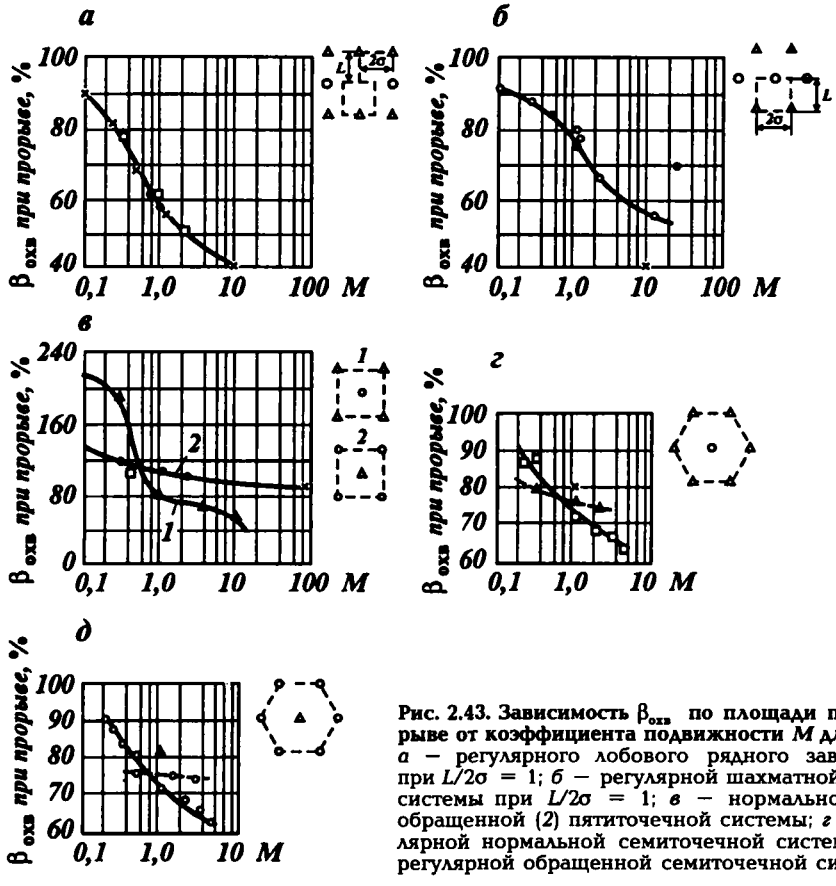


Рис. 2.43. Зависимость $\beta_{охв}$ по площади при прорыве от коэффициента подвижности M для:
а – регулярного лобового рядного заводнения при $L/2\sigma = 1$; *б* – регулярной шахматной рядной системы при $L/2\sigma = 1$; *в* – нормальной (*1*) и обращенной (*2*) пятиточечной системы; *г* – регулярной нормальной семиточечной системы; *д* – регулярной обращенной семиточечной системы

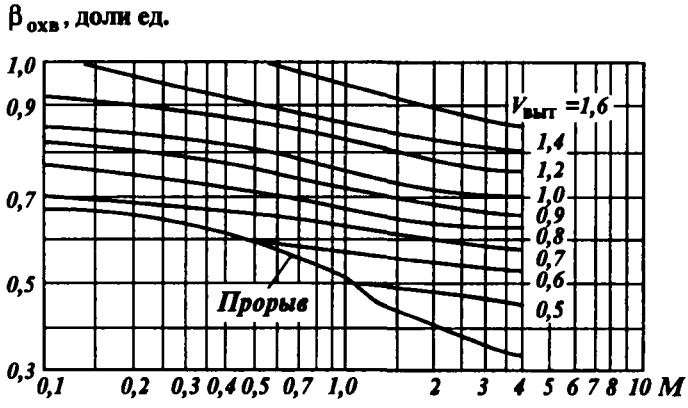


Рис. 2.44. Зависимость $\beta_{охв}$ от коэффициента подвижности M для девятиточечной системы при разных вытесняемых объемах $V_{выт}$

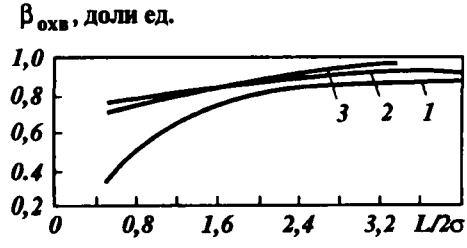


Рис. 2.45. Зависимость $\beta_{охв}$ для различных систем заводнения от $L/2\sigma$ при коэффициенте подвижности $M = 1$:
1 — лобовое линейное рядное заводнение по Маскету; шахматное рядное заводнение: *2* — по Маскету; *3* — по Пратсу

распределение размера пор, свойства насыщающих пласт флюидов и т.п. Наиболее важный из этих параметров — проницаемость.

Неоднородность пласта по проницаемости обычно описывается с помощью вероятностного распределения. Распределение задается плотностью распределения:

$$d\alpha = f(k)dk, \tag{2.16}$$

где $f(k)$ — плотность распределения; $d\alpha$ — доля пласта, имеющего проницаемость в интервале $[k, k + dk]$.

Плотность распределения удовлетворяет нормировочному соотношению

$$\int_{k_{min}}^{k_{max}} f(k)dk = 1, \tag{2.17}$$

где k_{min}, k_{max} — минимальное и максимальное значения проницаемости.

Функция плотности распределения может быть задана как в аналитической, так и в табличной форме. Существуют различные виды распределений, применяемых для описания неоднородности пласта по проницаемости, и способы восстановления распределения по геологическим данным [27, 28, 30]. При оценке коэффициента охвата предпочтительно использовать то же распределение проницаемости, которое было использовано при подсчете запасов для данного месторождения. Важными количественными характеристиками распределения проницаемости являются: математическое

ожидание ($\bar{k}$), среднеквадратичное отклонение (σ) и вариация проницаемости (V):

$$\bar{k} = \int_{k_{min}}^{k_{max}} k \cdot f(k)dk; \tag{2.18}$$

$$\sigma^2 = \int_{k_{min}}^{k_{max}} (k - \bar{k})^2 \cdot f(k)dk; \tag{2.19}$$

$$V = \sigma / \bar{k}. \tag{2.20}$$

При расчетах коэффициента охвата пласт аппроксимируется полосообразной залежью (рис. 2.46) и разбивается на расчетные фрагменты прямолинейными галереями.

Для учета невертикальности газонефтяного и водонефтяного контактов пласт разбивается на M равных по толщине пропластков.

Каждый пропласток разбивается еще на N пропластков различной проницаемости, что позволяет учесть неоднородность коллектора (рис. 2.47).

Таким образом, расчет проводится по $M \times N$ гидродинамически не связанным трубкам тока.

Проницаемость пропластков задается в соответствии с вероятностным законом распределения проницаемости, построенным по данным исследования кернов.

В каждой трубке тока предполагается поршневое вытеснение нефти, характеризующееся соответствующей каждому агенту остаточной нефте-

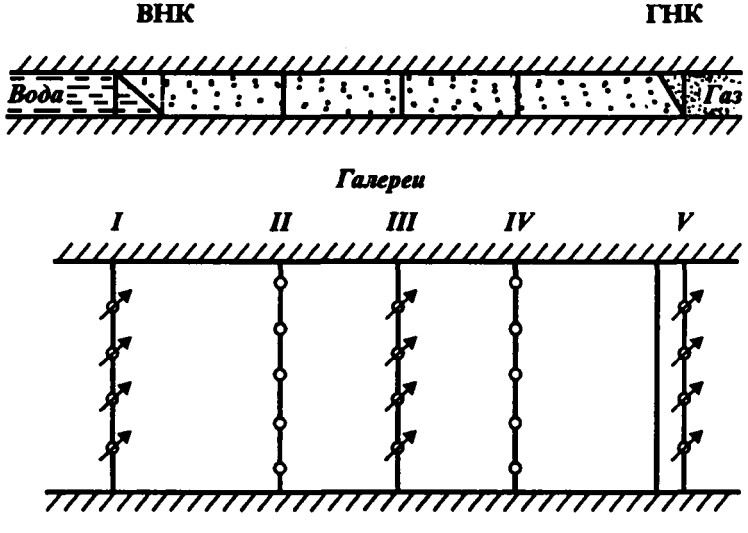


Рис. 2.46. Пример аппроксимации нефтяной оторочки.
Штриховкой обозначены непроницаемые границы

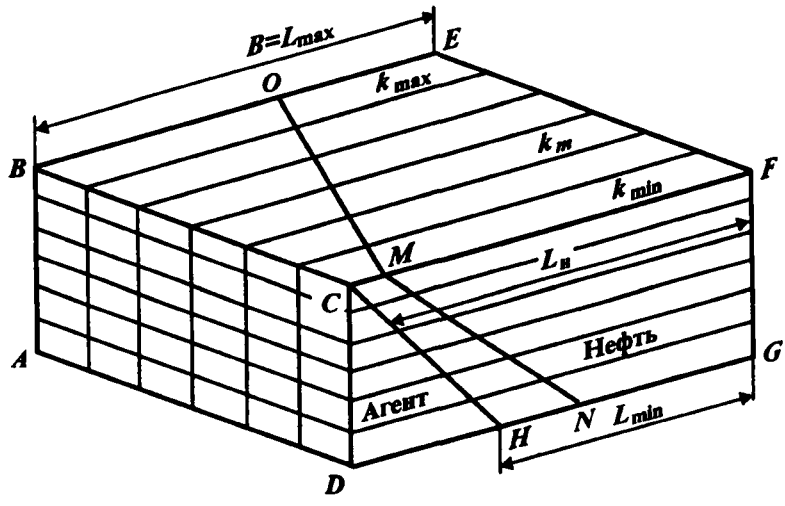


Рис. 2.47. Схема расчета вытеснения нефти:
ABCD – нагнетательная галерея; *EFG* – эксплуатационная галерея; *BCH* и *OMN* – начальное и текущее положение контакта агента и нефти. $B = L_{max}$ – расстояние между нагнетательной и эксплуатационной галереями; $L_н$ – начальная координата фронта вытеснения; k_m – проницаемость пропластка

насыщенностью за фронтом вытеснения, где нефть предполагается неподвижной. За фронтом вытеснения вводится фазовая проницаемость для вытесняющего агента в соответствии с остаточной нефтенасыщенностью (рис. 2.48). $S' = f - \eta$ (η – коэффициент вытеснения, зависящий от свойств агента).

При вытеснении с ограниченным смешиванием необходимо учитывать растворение вытесняющего агента в остаточной нефти за фронтом вытеснения:

$$\Delta M = \Delta x \cdot S' \cdot \varnothing \cdot K_р \cdot F, \tag{2.21}$$

где ΔM – масса растворенного агента в элементе длины Δx пропластка; F – площадь поперечного сечения пропластка; $K_р$ – коэффициент растворимости; $\varnothing$ – пористость.

Для оценки изменения остаточной нефтенасыщенности в результате растворения агента в нефти в первом приближении предполагается, что плотность нефти при этом остается постоянной.

$$S^* = S'\left(1 + \overline{K}_р / \rho_н\right). \tag{2.22}$$

Объем вытесняющего агента, растворяющегося в единицу времени при единичной площади поперечного сечения пропластка, в указанных предположениях равен

$$V_а' = \dot{x} \cdot a \cdot S' \cdot \varnothing \cdot K_р / \rho_а, \tag{2.23}$$

где $\dot{x}$ – скорость продвижения фронта вытеснения в данном пропластке.

Поскольку при жестком режиме фильтрации плотности флюидов ($\rho_н$ и $\rho_а$) принимаются постоянными, с использованием формулы (2.23) несложно

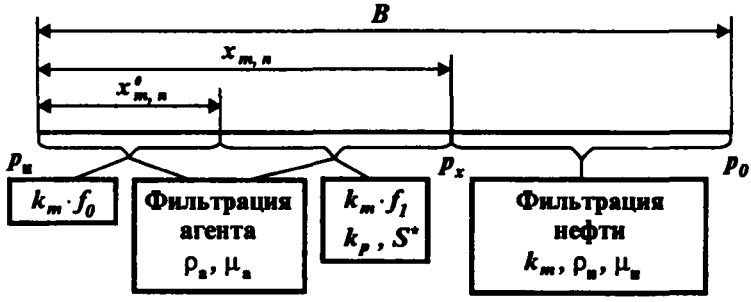


Рис. 2.48. Схема расчета движения флюидов в каждом пропластке:
$m = 1, 2, ..., M$; $n = 1, 2, ..., N$; $p_н$, p_0, p_x – давление нагнетания, отбора и на фронте вытеснения соответственно; B – расстояние между нагнетательной и эксплуатационной галереями; $x^0_{m,n}$ – начальная координата фронта вытеснения; $x_{m,n}$ – текущая координата фронта вытеснения; k_m – проницаемость пропластка; f_0, f_1 – относительные фазовые проницаемости агента; $\rho_а$, $\rho_н$ – плотности агента и нефти; $\mu_а$, $\mu_н$ – вязкости агента и нефти; $k_р$ – коэффициент растворимости агента в нефти; S^* – остаточная нефтенасыщенность с учетом растворения агента

получить соотношения между скоростью продвижения фронта вытеснения ($\dot{x}$) и скоростями фильтрации нефти ($V_н$) и вытесняющего агента ($V_а$):

$$V_а - V'_а = \dot{x} \cdot \varnothing\left(1 - S^*\right),$$

$$V_н = \dot{x} \cdot \varnothing\left(1 - S'\right).$$

Или, что то же:

$$\dot{x} = \frac{V_н}{\varnothing\left(1 - S'\right)}, \tag{2.24}$$

$$V_н = A \cdot V_а, \tag{2.25}$$

где $A = \left(1 - S'\right) \Big/ \left[1 - S'\left(1 + \frac{K_р}{\rho_н} - \frac{K_р}{\rho_а}\right)\right]$.

Для скоростей фильтрации в линейном случае справедливы соотношения

$$V_а = \frac{k_а}{\mu_а}\left[\frac{p_н - p_x}{x} + \rho_а \cdot g \cdot \sin\varphi\right], \tag{2.26}$$

$$V_н = \frac{k_н}{\mu_н}\left[\frac{p_x - p_0}{B - x} + \rho_н \cdot g \cdot \sin\varphi\right], \tag{2.27}$$

где φ – угол наклона пласта.

Исключая неизвестное давление p_x из (2.26), получаем основное уравнение движения:

$$V_a = \frac{k_a}{\mu_a}\left[\frac{p_н - p_0 + \rho_н \cdot B \cdot g \cdot \sin\varphi + (\rho_a - \rho_н)\cdot g \cdot \sin\varphi \cdot x}{\dot{x} + \frac{A \cdot k_a \mu}{\mu_a}(B - x)}\right]. \qquad (2.28)$$

Средняя фазовая проницаемость агента в зонах вытеснения газа или воды $(0 - x^0)$ и нефти $(x^0 - x)$ вычисляется по формуле

$$k_a = \frac{k}{\frac{\Delta}{f_0} + \frac{(1-\Delta)}{f_1}}, \qquad (2.29)$$

где $\Delta = x^0/x$.

Численным интегрированием системы уравнений, задаваемой соотношением (2.24), (2.25), (2.29), определяем скорости фильтрации флюидов и скорости продвижения фронта вытеснения в каждом пропластке.

Коэффициент охвата β_1 определяется как доля первоначально нефтенасыщенной части объема фрагмента, охваченной процессом вытеснения.

Расход вытесняющего агента ($Q_{ра}$) и добыча флюидов ($Q_а$ и $Q_н$) в единицу времени определяются суммированием по всем трубкам тока:

$$Q_{ра} = F_э \cdot \beta_2 \sum_{m,n} V_{а\,m,n} / (M \cdot N);$$

$$Q_а = F_э \cdot \beta_2 \sum_{m,n} V_{а\,m,n} / (M \cdot N)\sigma_{m,n};$$

$$Q_н = F_э \cdot \beta_2 \sum_{m,n} V_{нm,n} / (M \cdot N)(1 - \sigma_{m,n}),$$

где $F_э$ — эффективная площадь поперечного сечения дренируемого участка пласта; $\sigma_{m,n} = 1$ — для пропластков, в которых фронт вытеснения достиг эксплуатационной галереи; $\sigma_{m,n} = 0$ — для остальных пропластков; β_2 — площадной коэффициент охвата.

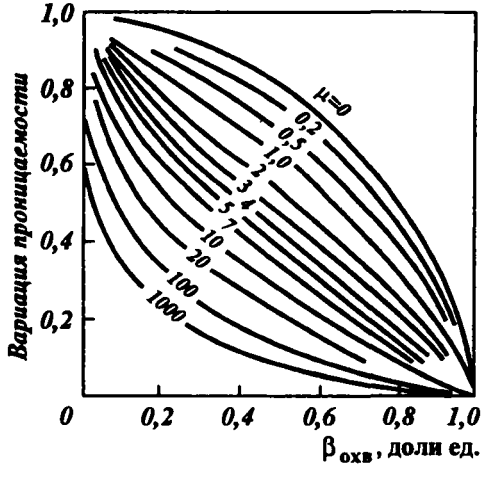


Рис. 2.49. Зависимость коэффициента охвата $\beta_{охв}$ от вариации проницаемости и соотношения вязкостей μ

Необходимый для проведения расчетов при вытеснении нефти с ограниченной растворимостью коэффициент растворения либо определяется в предварительных физических экспериментах, либо рассчитывается по методике [28] с использованием констант равновесия.

При отсутствии геолого-промысловой информации, необходимой для проведения данного расчета, более грубая оценка коэффициента охвата по разрезу (β_1) может быть проведена по методу Дикстра и Парсонса. По значению вариации проницаемости и соотношению вязкостей коэффициент охвата по разрезу определяется по графику, приведенному на рис. 2.49.

2.4.3

Пример расчета параметров разработки нефтяной оторочки газоконденсатной залежи

Для примера рассмотрим сводовую пластовую газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой. Принципиальная схема и схематический профиль залежи приведены на рис. 2.50. Глубина залегания продуктивных отложений 1300 – 1800 м.

Характерные особенности залежи следующие:

низкая проницаемость пласта-коллектора;

низкая пластовая температура;

сравнительно малая вязкость нефти в пластовых условиях;

значительная по объему газовая шапка;

сравнительно большие углы падения пласта;

сравнительно малая молекулярная масса пластовой нефти (≈ 100 г/моль).

В зоне нефтяной оторочки выбран опытный участок, характеризующийся близкими к средним геолого-промысловыми характеристиками, приведенными в табл. 2.11.

По данным исследования кернового материала, неоднородность нефтенасыщенной зоны пласта характеризуется следующим вероятностным законом распределения проницаемости:

Таблица 2.11

Геолого-промысловые характеристики опытного участка

Параметр	Размерность	Значение
Средняя глубина залегания	м	1725
Общая толщина	м	20
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м	8,3
Средняя проницаемость	$10^{-15} \cdot м^2$	13
Пластовая температура	°С	33
Пластовое давление	МПа	20,3
Давление насыщения	МПа	18,5
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа · с	1,7
Средняя пористость	%	12
Запасы нефти опытного участка	тыс. т	2280
Запасы газа газовой шапки	млрд. $м^3$	150
Газонасыщенность нефти	$м^3/м^3$	135
Плотность нефти в пластовых условиях	$кг/м^3$	740
Абсолютная отметка ГНК	м	1690
Абсолютная отметка ВНК	м	1760

Рис. 2.50. Схематический профиль сводовой пластовой газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой:
а – схема контуров залежи; *б* – разрез залежи с нефтяной оторочкой

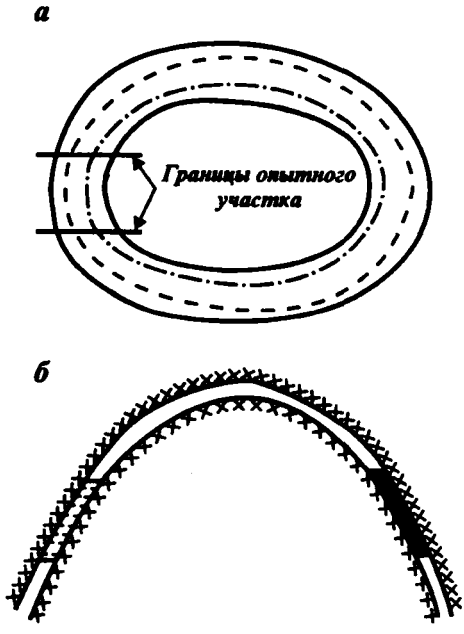
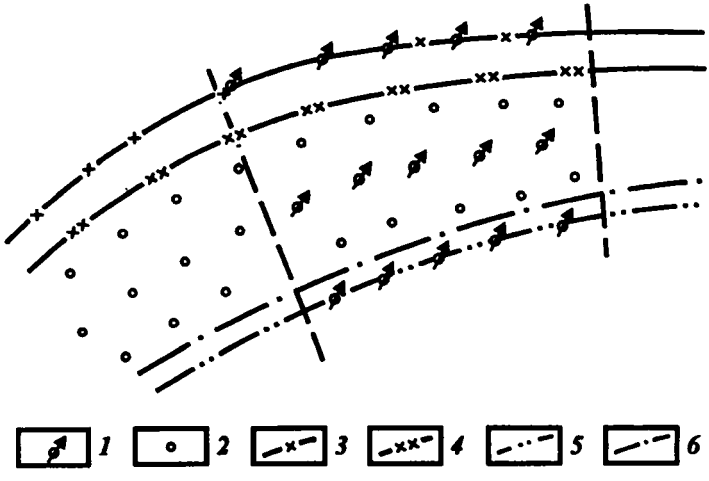


Рис. 2.51. Схема опытного участка (см. рис. 2.50).
Скважины: *1* – нагнетательные, *2* – эксплуатационные; контур ВНК: *3* – внешний, *4* – внутренний; контур ГНК: *5* – внешний, *6* – внутренний



$$f(k) = a\left(\frac{k}{k_{ср}}\right)^{b}\frac{1}{k_{ср}}\cdot e^{-c\frac{k}{k_{ср}}}, \qquad (2.30)$$

где $a = 24{,}4$, $b = 2{,}5$, $c = 3{,}5$, $k_{ср} = 13{,}26 \cdot 10^{-15}$ м^2.

На рис. 2.51 представлена схема выбранного опытного участка. В соответствии с этой схемой произведена аппроксимация опытного участка в виде полосообразной залежи с размерами (в м) и положениями внешнего и внутреннего контуров газонефтяного и водонефтяного контактов, указанными на рис. 2.52.

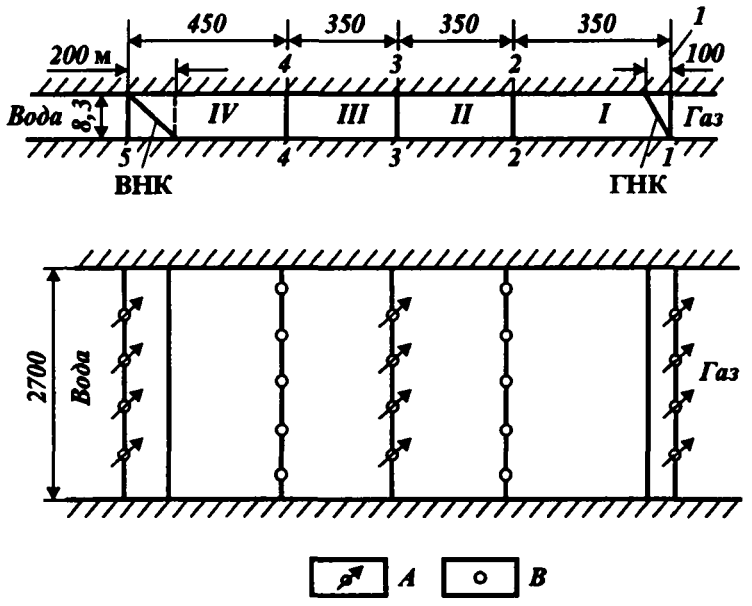


Рис. 2.52. Аппроксимация опытного участка:
I, II, III, IV – номера расчетных фрагментов; *1, 2, 3, 4, 5* – галереи, аппроксимирующие ряды скважин; скважины: *A* – нагнетательные, *B* – эксплуатационные; штриховкой показаны непроницаемые границы

Аппроксимированная залежь (опытный участок) разбивается на фрагменты прямолинейными галереями. При этом для предотвращения продвижения газа, газовой шапки и воды в нефтяную зону нагнетательные галереи размещены на внешнем контуре ВНК и внутреннем контуре ГНК, а также в центральной части чисто нефтяной зоны, между нагнетательными галереями размещены эксплуатационные. Таким образом, опытный участок разбит на четыре фрагмента (см. рис. 2.52). Запасы нефти *I, II, III* и *IV* расчетных фрагментов составили 0,223; 0,259; 0,259 и 0,259 от запасов опытного участка (которые приняты равными 2280 тыс. т).

При выборе растворителя исходим из ассортимента продуктов газохимического комплекса, действующего на базе основной газоконденсатной залежи рассматриваемого гипотетического месторождения, а именно:

широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ);

"обогащенный" газ;

этан;

диоксид углерода (CO_2).

Компонентный состав (молярная доля) широкой фракции легких углеводородов следующий:

Метан	1,5 %	Бутаны	26,5 %
Этан	2,1 %	Пентаны	9,8 %
Пропан	58,6 %	Гексан	1,5 %

Итого: 100 %

В пластовых условиях ($t_{пл}$ = 33 °С и $p_{пл}$ = 20 МПа) данная углеводородная смесь (ШФЛУ) представляет собой жидкость, практически неогра-

ниченно смешивающуюся с нефтью, чем достигается достаточно высокий коэффициент вытеснения, принятый равным 0,96.

Плотность ШФЛУ в пластовых условиях определена опытным путем и равна 510 кг/м^3.

Если нет возможности определить плотность растворителя опытным путем, можно воспользоваться методикой работы [27].

Вязкость ШФЛУ в пластовых условиях определяется либо опытным путем, либо рассчитывается по составу с использованием методики [27]. В нашем случае вязкость ШФЛУ определена в 0,233 мПа · с.

В качестве обогащенного газа предлагается использовать смесь из природного газа и широкой фракции легких углеводородов. Компонентный состав обогащенного газа для условий залежи рассчитывался через критические параметры исходных смесей с использованием методики [27]. Количественная оценка фазовых превращений системы "обогащенный газ – нефть" при условиях, близких к смешивающему вытеснению, производилась по методике [28].

В табл. 2.12 представлены компонентные составы обогащенного газа и исходных углеводородных смесей.

Константы равновесия для рассматриваемой системы выбирались из атласа NGAA при доле нефти в системе равной 20 % и $p_{сх}$ = 70 МПа. Нефть моделировалась гексадеканом.

Расчет равновесного разделения смеси на газовую и жидкую фазы в пластовых условиях производили по уравнениям концентрации методом последовательных приближений.

Плотность, вязкость и молекулярную массу газа и жидкости, которые приведены в табл. 2.13, определяли по методике работы [27].

Коэффициент растворимости закачиваемого обогащенного газа в нефти рассчитывался по формуле

$$K_р = \frac{\sum_i n_{жi} \cdot M_i - \rho_н VS_н}{\sum_i \frac{n_{жi} \cdot M_i}{\rho_i} - VS_н}, \qquad (2.31)$$

где $n_{жi}$ – количество молей i-го компонента в жидкой фазе объема за

Таблица 2.12

Компонентный состав обогащенного газа и исходных углеводородных смесей, %

Углеводородная смесь	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_{5+}	CO_2	H_2S	N_2	Молекулярная масса смеси, г/моль
Природный газ	92,0	5,0	2,0	1,0							17,7
Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)	1,5	2,1	58,6	26,5	9,8	1,5	11,3				51,0
Обогащенный газ	61,2	4,0	21,2	9,7	3,3	0,5	3,8				29,0
Контактирующая с обогащенным газом пластовая нефть	33,8	5,4	3,4	2,0	0,8	0,2	48,20	2,9	3,1	1,2	100
Равновесная газовая фаза	71,5	5,0	14,7	6,2	1,4	0,1	1,5	0,4	0,4	0,2	24,5
Равновесная жидкая фаза	28,27	5,05	26,03	15,85	5,49	1,14	24,05	0,33	0,39	0,03	60,3

Таблица 2.13

Параметры нефти и растворителей, принятые при расчете нефтеотдачи

Параметр	Нефть	Обогащенный газ	Этан	ШФЛУ	CO_2
Плотность, кг/м^3	740	370	420	510	877
Вязкость, мПа· с	1,7	0,043	0,061	0,233	0,087
Коэффициент вытеснения	–	0,8	0,9	0,96	0,99
Относительная фазовая проницаемость за фронтом вытеснения нефти, доли ед.	–	0,6	0,9	0,9	1
Коэффициент растворимости, т/м^3	–	0,35	–	–	–

фронтом вытеснения растворителя; M_i – молекулярная масса i-го компонента.

Плотность обогащенного газа в пластовых условиях определена по его составу и равна 370 кг/м^3; вязкость – 0,043 мПа · с.

Коэффициент вытеснения нефти обогащенным газом принят равным 0,8, что согласуется с экспериментальными данными.

Этан в пластовых условиях представляет собой жидкость плотностью 420 кг/м^3 и вязкостью 0,061 мПа · с, практически неограниченно смешивающуюся с нефтью, что позволяет принять достаточно высокий коэффициент вытеснения, равный 0,9.

Диоксид углерода CO_2 в пластовых условиях – жидкость плотностью 877 кг/м^3, вязкостью 0,087 мПа · с, неограниченно смешивается с нефтью и обеспечивает практически 100 %-ное вытеснение нефти.

Исходные данные – параметры вытеснения и свойства растворителей, описанные выше, сведены в табл. 2.13.

С использованием исходных данных, приведенных в табл. 2.12, 2.13 и на рис. 2.2, по методике, изложенной в предыдущем разделе, произведен расчет коэффициентов охвата, дебитов нефти и растворителя. При этом задавался перепад давления между нагнетательной и эксплуатационной галереями.

Площадной коэффициент охвата принят равным 0,8 для всех рассмотренных растворителей.

Полученные расчетные значения нефтеотдачи, достигаемые при закачке в пласт различных агентов, приведены в табл. 2.14.

Значение конечной нефтеотдачи на естественном режиме разработки оценивается в 10–20 %, а при поддержании пластового давления закачкой воды – в 25–30 %.

Таблица 2.14

Расчетные значения нефтеотдачи, %

Растворитель	Допрорывная	При газовом факторе 1500 м^3/т	При газовом факторе 4500 м^3/т
ШФЛУ	22	50	60
Обогащенный газ	17	27	38
CO_2	20	27	42
Этан	18	26	38

Таким образом, приведенные в таблице оценочные величины нефтеотдачи при вытеснении нефти растворителями позволяют надеяться на получение эффекта в повышении нефтеотдачи нефтяной оторочки гипотетической залежи.

Полученные результаты позволяют также рекомендовать проведение опытно-промышленных работ по закачке в пласт таких растворителей, как ШФЛУ, CO_2 и "обогащенный" газ, с целью повышения нефтеотдачи.

2.4.4

Технологическая схема закачки в пласт и регенерации углеводородного растворителя

Извлечение жидких углеводородов (нефти, конденсата) из залежи с помощью закачки растворителей как технологический процесс складывается из следующих этапов:

1. Добыча природного газа из залежи.
2. Выделение растворителя из добываемого газа в нужном соотношении компонентов.
3. Подготовка растворителя к транспорту.
4. Транспорт и закачка растворителя в нагнетательные скважины.
5. Прокачка через пласт необходимого количества растворителя до прорыва его вместе с растворенными в нем конденсатом и (или) нефтью к эксплуатационным скважинам.
6. Добыча конденсата и (или) нефти, а также растворителя из скважин, к которым подошел "вал" конденсата (нефти).

В случае необходимости повторной закачки растворителя, извлеченного из скважин, сюда же добавится процесс извлечения компонентов растворителя с последующей подготовкой, транспортировкой и закачкой в пласт.

За исключением первого из перечисленных этапов, все остальные являются специфичными, присущими только процессу разработки газоконденсатной залежи с помощью закачки растворителей.

Основные требования к технологическому оборудованию сводятся к удовлетворению расчетных рабочих значений следующих параметров:

производительность установки (по этан-пропановой фракции);

степень извлечения компонентов растворителя из продукции;

давление и температура продукта на выходе из установки;

давление продукта в однофазном жидком состоянии на всасывающих узлах перекачивающего оборудования;

избыточной подпор или кавитационный запас для эффективной эксплуатации перекачивающего оборудования;

производительность и напор, создаваемые одним агрегатом (насосом).

Необходимым качеством оборудования является также надежность и простота эксплуатации в широком диапазоне температуры окружающей среды, низкая стоимость оборудования и т.д.

С учетом перечисленных выше требований для осуществления опытно-промышленного процесса предлагается вариант технологической схемы

закачки сжиженных углеводородов (этан-пропановой фракции) в пласт (рис. 2.53).

В схеме использованы технологические и технические решения, не требующие для своего осуществления больших капитальных и эксплуатационных затрат:

Для решения задачи выделения этана и этан-пропановой фракции из поступающего на переработку газа может быть использована установка по подготовке газа к транспорту, предложенная лабораторией промысловой обработки газа ВНИИГАЗа [49].

Газ, прошедший первичную сепарацию на сборном пункте, смешивается с циркулирующим конденсатом, охлаждается в теплообменниках *1* и *6* холодом отсепарированного газа, затем в испарителе *2* пропаном и разделяется в сепараторе *3* на газовую и жидкую части. Выделенный газ нагревается в теплообменнике *1* и после дожатия компрессорами направляется в магистральный газопровод. Холодная жидкость подогревается на насадке сепаратора путем контактного барботажного теплообмена с теплым газом, специально подаваемым в нижнюю часть сепаратора *3*. Во избежание замерзания теплообменников *1* и *2* предусмотрена подача метанола.

Состав промежуточных компонентов регулируется степенью обогрева кипятильника *7* и степенью отбора бокового продукта.

Основные параметры технологического процесса выделения промежуточных компонентов приведены в табл. 2.15.

Насыщенный промежуточными компонентами конденсат подается в отпарную колонну *4*, где под высоким давлением в присутствии водяного

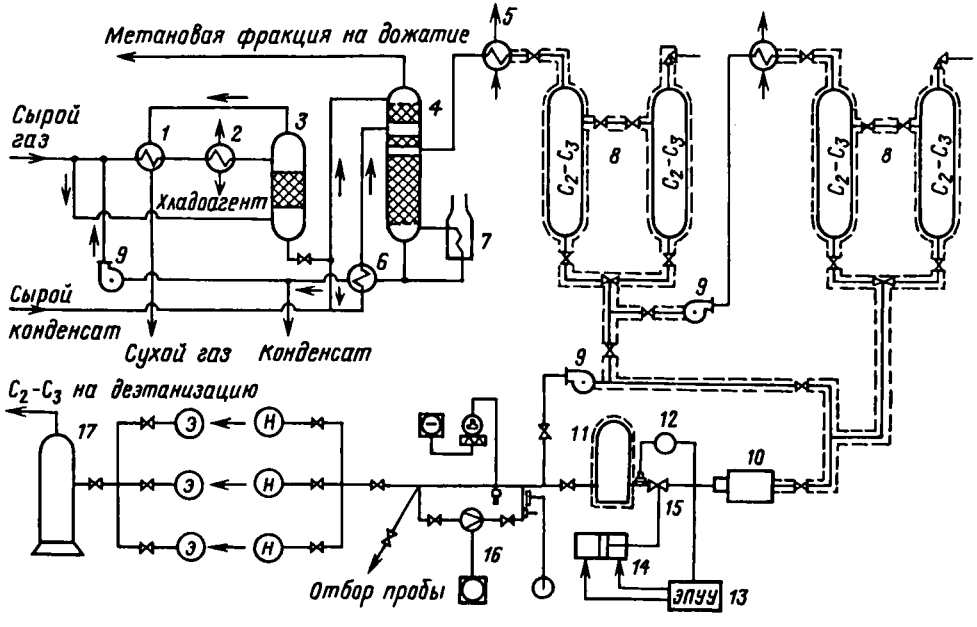


Рис. 2.53. Технологическая схема закачки в пласт и регенерации растворителя

Таблица 2.15

Основные параметры процесса выделения промежуточных компонентов

Параметр	Размерность	Значение
Давление процесса НТА номинальное	МПа	5,7
Температура испарения хладоагента (для обеспечения точки росы по газу в зимнее время минус 35)	°С	минус 35
Температура в низкотемпературном сепараторе:		
верх	°С	минус 28
низ	°С	30
Кратность циркуляции абсорбента	литр/нм^3	0,4
Степень извлечения фракции промежуточных компонентов от потенциала	доли ед.	0,5
Доля теплового потока газа, подаваемого в низ сепаратора	доли ед.	0,3
Часовое количество абсорбента, подаваемого на один блок НТА	м^3/ч	80
Производительность установки по продукту	тн/ч	50
Тепловая нагрузка на печь деэтанизатора	млн. ккал/ч	10
Потребность в пропановом холоде на все три блока НТА	млн. ккал/ч	10

пара происходит выделение легких фракций заданного состава в качестве бокового погона.

Смесь промежуточных компонентов (C_2, C_2-C_3) отбирается в газообразном виде, сжимается в воздушных холодильниках *5* и подается в ресивер *8* (емкость для отбора продукта) при давлении $p = 4{,}0$ МПа.

Из ресивера, который одновременно является подпорной емкостью, сжиженные углеводороды центробежными насосами *9* перекачиваются в систему трубопровод – холодильник – вторая подпорная (промежуточная) емкость *8*. Вторая подпорная емкость размещается у скважин, предназначенных под закачку растворителя.

На начальной стадии закачки растворителя, когда давление на устье нагнетательных скважин будет равняться примерно 10 – 20 МПа, процесс поддерживают с помощью плунжерных насосов *10*, нормальную работу которых обеспечит вторая подпорная емкость.

Для снижения пульсации и погрешности при измерении расхода растворителя в транспортной линии при работе насосов предусмотрен компенсатор *11* (фильтр).

По мере разработки залежи пластовое давление будет падать и соответственно будет уменьшаться давление на устье скважин, предназначенных для закачки растворителя. При давлении 3,5 МПа и ниже плунжерные насосы отключаются и закачка ведется центробежными насосами. Для компенсации пульсации давления на устье нагнетательных скважин в схеме предусматривается периодическое включение более производительных центробежных насосов.

Таким образом, при осуществлении процесса предлагается комбинированное использование насосов указанных типов. Заполнение транспортной системы растворителем производится высокопроизводительными центробежными насосами, продавка системы (столба газа в эксплуатационной колонне) и начальная стадия закачки производятся с помощью плунжерных насосов. В дальнейшем возможно подключение центробежных насосов.

В схеме могут быть применены насосы двух типов отечественного

Таблица 2.16

Основные технические показатели рекомендуемых насосов

Насос	Тип насоса	Подача, $м^3/ч$	Давление нагнетания, МПа	Напор, м/столба жидкости	Число ступеней
XT_p-4/200	Плунжерный	2–4	22	–	–
XT_p-4/320	"	2–4	32	–	2
XT_p-12/100	"	6–12	10	–	–
5НС6Х8	Центробежный	112	–	740	8
5НС5Х8	"	70	–	680	8

производства: плунжерные типа XT_p и центробежные типа НС, основные технические показатели которых представлены в табл. 2.16.

Поддержание однофазного жидкого состояния растворителя с целью предотвращения прорыва пузырьков газа на всасывающий узел насоса должно достигаться регулированием температуры продукта воздушным холодильником и давления в подпорных емкостях, а также теплоизоляцией подпорных емкостей и линии всасывания шлаковатой от окружающей среды (особенно в летнее время).

Скорость закачки растворителя, температура и давление в транспортной системе автоматически контролируются и регулируются блоком КИП.

Предполагаемая технологическая схема может быть применена при осуществлении опытно-промышленного эксперимента с закачкой растворителей на газоконденсатных месторождениях с достаточным содержанием этана и пропана в пластовом газе (не менее 5 % (молярная доля) в расчете на состав продукции в целом).

2.4.5

Расчетный период сопоставимости вариантов

Объективная экономическая оценка способов разработки, преимущества которых проявляются на разных стадиях разработки, требует расчета экономических показателей за полный срок отработки запасов. Окончание разработки и, следовательно, общую ее продолжительность по сравниваемым вариантам необходимо определять по экономическому пределу эксплуатации месторождения. Последний наступает в тот момент времени, когда текущие издержки на добычу становятся равными замыкающим затратам на полезное ископаемое.

Особенности сравниваемых вариантов предопределяют существенные и резкие различия в общей продолжительности разработки. Поскольку варианты характеризуются ярко выраженной разновременностью получения продукции и осуществления затрат, то при их экономическом сопоставлении показатели объемов добычи и затрат следует обязательно приводить к одному году (дисконтировать). Особенно это важно при оценке вариантов, предполагающих консервацию полезного ископаемого.

Расчет капиталовложений и эксплуатационных расходов по вариантам производится традиционным способом, предполагающим обязательный

учет затрат по всем промысловым объектам и допускающим использование укрупненных нормативов. Особенностью расчета затрат является лишь учет закачиваемого растворителя. Поставки растворителей для закачки в пласт предлагается учитывать в эксплуатационных расходах по действующим ценам предприятия. Такая оценка, по нашему мнению, вполне достаточна, поскольку закачка растворителя представляет собой лишь консервацию сырья и не связана с безвозвратными его потерями. Она показывает, насколько увеличатся затраты на добычу при консервации определенного количества ресурсов.

Предъявляемое к экономическим расчетам требование обязательного отражения в экономических показателях всех особенностей (преимуществ и недостатков) сравниваемых способов разработки вызывает необходимость принятия определенных условий их сопоставимости. Предлагаемое нами условие сопоставимости заключается в том, что максимальная годовая добыча продукта (годовой отбор) по каждому способу разработки устанавливается единым процентом от извлекаемых, а не геологических запасов. Все остальные показатели, в том числе и общая продолжительность разработки, являются производными от принятого уровня годовой добычи. При таком сопоставлении находит свое отражение основная цель увеличения конечной отдачи пластов — возможность увеличения годовой добычи продукта. В противном случае это преимущество будет проявляться на поздней стадии разработки, что при учете фактора времени оказывает небольшое влияние на значение результирующего критериального показателя.

2.5

Повышение отбора углеводородов на завершающей стадии эксплуатации газоконденсатного месторождения с помощью закачки неравновесного газа

2.5.1

Исследование фильтрации многокомпонентных углеводородных систем при вытеснении пластового газа сухим

Конечный этап завершающей стадии разработки газоконденсатного месторождения на режиме истощения при давлениях ниже давления $p_{мк}$ максимальной конденсации пластовой смеси характеризуется резким ухудшением энергетических возможностей пласта. Особенности месторождения, находящегося на этой стадии разработки, как объекта добычи газообразных и жидких углеводородов подробно изучены М.Т. Абасовым, К.С. Басниевым, С.Н. Бузиновым, Ю.В. Зайцевым, Г.А. Зотовым, Г.В. Рассохиным, Г.С. Степановой, Р.М. Тер-Саркисовым, О.Ф. Худяковым, П.Т. Шмыглей и другими исследователями.

Для повышения эффективности разработки месторождения в этих условиях необходимо внедрять методы воздействия, которые учитывают конкретные геолого-промысловые особенности истощенного пласта. Обоснованию методов повышения углеводородоотдачи нефтегазоконденсатных пластов на завершающей стадии и, в частности, на конечном этапе завершающей стадии разработки посвящены работы К.С. Басниева, С.Н. Бузинова, А.И. Гриценко, С.Н. Закирова, Г.А. Зотова, Р.М. Тер-Саркисова, П.Т. Шмыгли, Дж. Аронофски, У. Блекли и других исследователей.

Методы воздействия на пласт, вне зависимости от этапа разработки месторождения, можно подразделить на две большие группы:

методы локального воздействия, включающие методы интенсификации притока пластовых углеводородов к скважине, методы очистки призабойной зоны, методы изоляции притока пластовых вод и т.п.;

методы площадного воздействия, основанные на нагнетании в пласт различного рода внешних газообразных и жидких агентов.

К методам первой группы относятся создание на забое добывающей скважины предельно низких давлений, вплоть до вакуума, различной мощности взрывы, методы теплового воздействия на забой скважины и т.п. К методам второй группы можно отнести нагнетание воды и газа, в том числе при доразработке остаточных запасов жидких углеводородов пласта после перевода месторождения в режим ПХГ.

Несмотря на значительное количество предложенных и реализуемых методов воздействия на газоконденсатный пласт, подавляющее большинство из них предназначено для использования в условиях, когда пласт еще обладает существенными энергетическими возможностями.

Автором теоретически и экспериментально обоснованы методы локального и площадного воздействия на пласт, объектом внедрения для которых являются газоконденсатные месторождения на конечном этапе завершающей стадии разработки, с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) $p \le p_{мк}$. Далее описывается метод нагнетания недонасыщенного газа, обеспечивающий повышение компонентоотдачи пласта в условиях АНПД.

В нефте- и газопромысловой практике широко применяются методы повышения углеводородоотдачи пласта, основанные на вытеснении пластового флюида газообразными и жидкими агентами. Обоснованию этих методов посвящены работы К.С. Басниева, С.Н. Бузинова, А.И. Гриценко, Т.П. Жузе, С.Н. Закирова, Р.М. Кондрата, И.А. Леонтьева, А.Х. Мирзаджанзаде, В.Н. Николаевского, Г.С. Степановой, Р.М. Тер-Саркисова, П.Т. Шмыгли, П. Мозеса и других исследователей. Истощенный до уровня давлений $p_{мк}$ газоконденсатный пласт как объект разработки углеводородов обладает такими особенностями, как низкое пластовое давление и двухфазное состояние углеводородной смеси с низкой насыщенностью жидкой фазой ниже уровня гидродинамической подвижности при небольшом содержании жидких углеводородов в газовой фазе, а эксплуатационные скважины такого пласта при значительной их глубине имеют крайне малые забойные давления. Вследствие этого применение конденсированных агентов (жидкостей), обладающих большой массовой плотностью, для вытеснения остаточных углеводородов на истощенных газоконденсатных месторождениях возможно только одновременно с внедрением способа эксплуатации скважин, обеспечивающего их нормальную работу при высоком содержании жидкости в продукции пласта. В то же время применение газо-

образного агента с той же целью должно быть направлено не просто на вытеснение газовой фазы, а на вовлечение в процесс фильтрации и извлечение из пласта части жидкой углеводородной фазы. В этом случае очевидны преимущества газообразного агента. В качестве нагнетаемого агента можно использовать такие доступные в промысловых условиях газы, как метан (газ сепарации конденсата), азот, двуокись углерода, сероводород. Если сопоставить чистые газы по константам фазового равновесия в рассматриваемых термобарических условиях, то предпочтение следует отдать метану. В табл. 2.17 приведены значения констант фазового равновесия газов в диапазоне давлений схождения систем от 14 до 70 МПа. Наиболее подходящими для испарения в них конденсата являются такие газы, как метан и двуокись углерода. Азот (рис. 2.54) имеет неприемлемо высокие (слабое испарение жидкости), а сероводород неприемлемо низкие (сильная растворимость газа в жидкости) значения констант фазового равновесия.

Поскольку использование двуокиси углерода в качестве нагнетаемого в пласт агента сопряжено с необходимостью осуществления дорогостоящих мероприятий по защите оборудования от коррозии, то в общем случае более предпочтительно, очевидно, воздействие с использованием метана.

Таблица 2.17

Константы фазового равновесия газов в условиях истощенного газоконденсатного пласта

Давление, МПа	Температура, °С	Давление схождения, МПа				
		13,7	20,6	27,5	34,3	68,8
		Азот				
3,4	37,8	25	26,9	–	24	27
4,1	37,8	18	–	16	22	–
4,8	37,8	–	–	–	18	–
5,5	37,8	–	17,8	–	15	17,5
5,5	60	15	16,3	13,2	19	18,8
		Метан				
3,4	37,8	5,4	6	–	5,6	6,9
4,1	37,8	–	–	4,8	5,4	–
4,8	37,8	4	–	–	4,5	–
5,5	37,8	–	4	–	4,2	5,0
5,5	60	3,7	4,4	4,5	4,4	5,5
		Двуокись углерода				
3,4	37,8	–	–	3,4	–	–
4,1	37,8	–	–	2,8	–	–
4,8	37,8	–	–	2,4	–	–
5,5	37,8	–	–	2,2	–	–
5,5	60	–	–	2,7	–	–
		Сероводород				
3,4	37,8	–	–	1,1	–	–
4,1	37,8	–	–	0,95	–	–
4,8	37,8	–	–	0,84	–	–
5,5	37,8	–	–	0,82	–	–
5,5	60	–	–	1,1	–	–

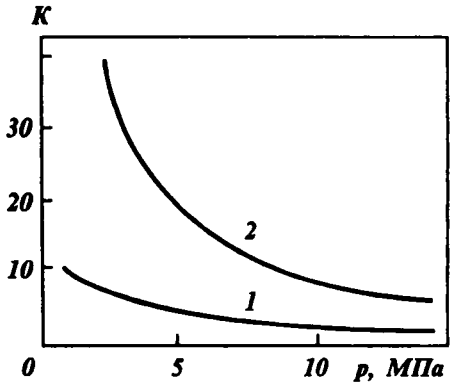


Рис. 2.54. Зависимость констант фазового равновесия метана (*1*) и азота (2) от давления для газоконденсатных смесей с давлением схождения 34,3 МПа при температуре 62 °С

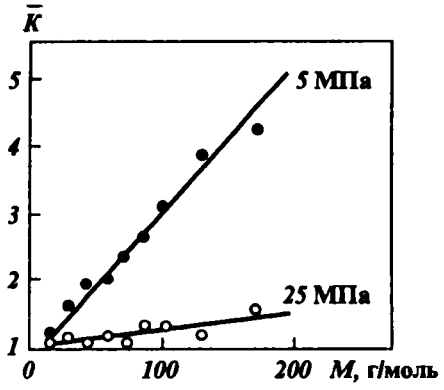


Рис. 2.55. Отношение $\overline{K}$ констант фазового равновесия алканов при 62 и 20 °С в пласте с давлениями 5 и 25 МПа как функция молярной массы *M* для газоконденсатных смесей с давлением схождения 34,3 МПа

Использование сухого углеводородного газа, например перекачиваемого по магистральному газопроводу "Сияние Севера" тюменского газа, имевшего следующий состав на апрель 1988 г.:

Компоненты.....	Азот	C_1	C_2	C_3	*изо*-C_4	*н*-C_4	C_5	C_6	Сумма
Содержание (доли), %									
мольные.....	3,483	86,813	6,409	2,208	0,298	0,527	0,261	0	100
массовые.....	5,256	75,057	10,483	5,431	0,967	1,721	1,085	0	100,

в качестве нагнетаемого агента с целью испарения в него пластовых жидких углеводородов и последующего извлечения из пласта, очевидно, могло дать несколько худшие результаты, нежели чистый метан. Однако по совокупности преимуществ (невысокая стоимость, отсутствие необходимости организации производства по выделению чистого метана) этому газу во многих случаях можно отдать предпочтение. Следует отметить, что при типичных температурах газоконденсатных пластов, порядка 60 – 100 °С, испаряемость фракции C_{2+} в газовую фазу будет существенно значительней, чем при стандартной температуре 20 °С (рис. 2.55). Особенности процесса нормального испарения жидкой углеводородной фазы в условиях истощенного газоконденсатного пласта, в частности такая сторона процесса, как селективность при вытеснении равновесной пластовой газовой фазы нагнетаемым газообразным агентом, требовали экспериментального и аналитического исследования. Представляло научный и практический интерес установление зависимости между объемами закачанного агента и интенсивностью испарения конденсата и образующих его компонентов, определяющей компонентоотдачу пласта при воздействии на него.

2.5.2

Исследование компонентоотдачи пласта

При исследовании процесса вытеснения равновесной пластовой газовой фазы сухим газом в качестве модели газоконденсатной смеси использовали многокомпонентную смесь алкановых углеводородов (табл. 2.18), близкую по своим термодинамическим и физико-химическим параметрам к пластовой смеси исходного состава Вуктыльского НГКМ, а также аналогичные смеси, моделирующие газоконденсатные системы других месторождений.

Эксперименты выполняли в сосудах PVT-соотношений и на физических моделях пласта. Максимальный рабочий объем сосуда 600 $см^3$, параметры использовавшихся моделей пласта приведены в табл. 2.19.

Таблица 2.18

Состав модели пластового газа (мольные доли, %) исходного состава и равновесных фаз при истощении системы

Компоненты, параметры	Давление, МПа				
	35	5,0		3,5	2,0
		газовая фаза	жидкая фаза	газовая фаза	газовая фаза
C_1	79,10	83,18	16,23	81,57	78,85
C_2	8,80	9,56	6,45	10,06	10,73
C_3	3,90	4,06	6,85	4,61	5,49
изо-C_4	0,60	0,48	1,96	0,68	0,80
н-C_4	1,20	1,10	4,35	1,21	1,66
C_5	1,05	0,63	5,92	0,77	1,03
C_6	1,26	0,50	10,32	0,58	0,78
C_7	1,84	0,40	18,07	0,45	0,57
C_9	1,15	0,07	14,01	0,07	0,08
C_{12}	0,64	0,0052	8,90	0,0044	0,0046
C_{17}	0,46	0,0001	6,94	0,0001	0,0001
$\sum$	100	100	100	100	100
C_{5+}	6,4	1,6	64,16	1,86	2,46
$M_{C_{5+}}$, г/моль	115	86,6	–	85,5	85,2
КГФ, г/$м^3$	327	58,5	–	67,5	89,4
$p^*_{нк}$, МПа	30,3	–	–	–	–
S^{**}, %	0	11,4		11	10,5

*При температуре 62 °С.
**Насыщенность системы жидкой фазы (выпавшим конденсатом).

Таблица 2.19

Параметры основных моделей пласта

Параметр	Модель		
	КД-2	КД-5	КД-20
Длина рабочая, см	98,3	500	2000
Диаметр рабочий, см	4,42	2,60	2,85
Объем пор, $см^3$	390	590	3400
Пористость	0,284	0,222	0,260
Проницаемость, 10^{-15} $м^2$	10	14,0	30,6
Максимальное рабочее давление, МПа	45	50	50
Максимальная рабочая температура, °С	90	90	90

Принципиальная схема экспериментальной установки представлена на рис. 2.56. Коммуникация запорной арматуры позволяет, используя принципиальную схему, видоизменять эту схему в зависимости от конкретных задач эксперимента: можно эксплуатировать только какую-либо одну модель пласта из имеющегося набора, заменять основные модели на другие с необходимыми параметрами или же отключать все модели пласта для проведения эксперимента с использованием сосуда PVT-соотношений. Важнейшим элементом схемы экспериментальной установки является БОТАН, обеспечивающий возможность оперативного контроля состава углеводородной продукции модели пласта или сосуда PVT-соотношений.

В ходе подготовки и проведения эксперимента с газоконденсатной смесью применялись разработанные при участии автора оригинальные элементы методики, повышающие точность исследований, например:

калибровка загрузочного пресса ИП-6 с оценкой периода релаксации упругих деталей узла;

поправка на испаряемость индивидуальных углеводородов в соответствии с их молекулярной массой в процессе приготовления фракции C_{5+} весовым способом;

выполнение загрузки газообразных углеводородов (метана) с буферным давлением (42 МПа), при котором температура газа не оказывает влияния на коэффициент сжимаемости, и т.д.

В исследованиях использовались как газоконденсатные смеси исходного состава — выше давления начала конденсации, так и равновесные газовые и жидкая фазы, состав которых соответствует условиям истощенной до определенной стадии системы. Приготовление смеси и равновесных фаз осуществлялось, как правило, в сосуде PVT-соотношений, причем параметры приготовленных углеводородных смесей контролировали путем определения давления начала конденсации, зависимости коэффициента сжимаемости и содержания жидкой фазы от давления, а также с помощью хроматографического анализа состава.

Подготовку модели пласта к эксперименту выполняли таким образом, чтобы в зависимости от поставленной задачи, связанной с разработкой основ воздействия на газоконденсатный пласт для повышения компонен-

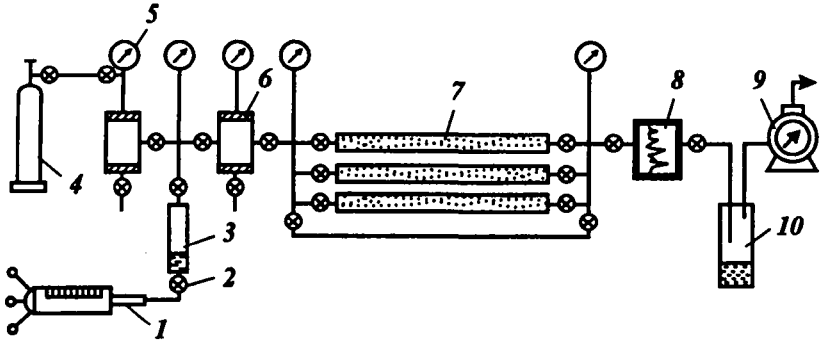


Рис. 2.56. Схема экспериментальной установки:
1 — пресс ИП-6; *2* — вентиль; *3* — пробоотборник; *4* — баллон с метаном; *5* — манометр образцовый; *6* — сосуд PVT-8; *7* — модели пласта; *8* — хроматограф (БОТАН); *9* — счетчик газовый; *10* — сепаратор.

тоотдачи, располагать моделью газового или газоконденсатного пласта с заданной насыщенностью жидкой углеводородной фазой при заданных составе газовой фазы и термобарических условиях системы. Специальные исследования, выполненные с методической целью, показали, что для получения практически равновесной системы "пористая среда — газоконденсатная смесь" необходимо при изотермобарическом замещении буферного газа (азота, метана) прокачать через модель не менее 10—12 объемов пор смеси заданного состава. Это требование соблюдали во всех соответствующих экспериментах.

Для исследования влияния содержания и типа жидкой углеводородной (в том числе сорбированной) фазы на массообменные процессы при вытеснении одного газа другим подготовку модели пористой среды осуществляли по соответствующей предварительно отработанной методике. В качестве натурных прототипов рассматривались при этом зоны и участки нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых пластов, содержащие различное количество углеводородной жидкости — от 50—60 % (зоны вблизи ГНК) до 10—15 % (купольные зоны), а также сорбированные углеводороды в количестве до нескольких процентов объема пор. Насыщенности порядка 50 % объема пор создавали путем вытеснения из пористой среды равновесной жидкой фазы равновесной газовой фазой или метаном, насыщенности в 10—15 % объема пор — путем истощения газоконденсатной системы с ретроградной конденсацией фракции C_{2+}. Сорбированную фазу формировали вытеснением чистого метана газообразной смесью соответствующего состава с контролем состава системы в пористой среде по балансу количеств поданной и вытесненной смеси, пользуясь данными изменения состава продукции. Для управления исходным объемом сорбированной фазы в каждом конкретном эксперименте пользовались зависимостью между объемом прокачанного сухого газа (метана) и компонентоотдачей образца пористой среды, выделяя расчетным путем вклад сорбированной фазы. Такого рода методика создания модели газового пласта с заданным количеством сорбированного вещества может успешно использоваться только при укомплектованности экспериментальной установки БОТА-Ном, позволяющим резко повысить точность хроматографического анализа состава многокомпонентных углеводородных смесей.

Процессы фильтрации и взаимовытеснения флюидов на физических моделях пласта осуществляли с соблюдением принципов приближенного моделирования [49]. Аналогично фильтрации взаиморастворимых жидкостей вытеснение газа газом включает следующие элементарные процессы:

фильтрационное движение вытесняемого (перед фронтом) и вытесняющего (за фронтом) газов, в процессе которого происходит закономерное увеличение зоны смеси;

истинное внутрипоровое течение;

действие капиллярных сил на границе раздела фильтрующихся газов и неподвижного выпавшего конденсата;

диффузия компонентов внутри жидкой фазы (конденсата), испарение компонентов в газовую фазу, диффузия испарившихся из жидкой фазы компонентов внутри газовой фазы.

Для подобного комплекса процессов, исходя из уравнений элементарных процессов и использованных в них физических параметров, вывели систему условий подобия модели и натуры:

$$\pi_v = \left|\frac{w\mu L}{kp}\right|_{\text{мод}} = \left|\frac{w\mu L}{kp}\right|_{\text{нат}}; \quad (2.32)$$

$$\pi_t = \left|\frac{L}{tw}\right|_{\text{мод}} = \left|\frac{L}{tw}\right|_{\text{нат}}; \quad (2.33)$$

$$\pi_\rho = \left|\frac{p}{L\rho}\right|_{\text{мод}} = \left|\frac{p}{L\rho}\right|_{\text{нат}}; \quad (2.34)$$

$$\pi_\beta = \left|\beta^* p\right|_{\text{мод}} = \left|\beta^* p\right|_{\text{нат}}; \quad (2.35)$$

$$\pi_{k_1} = \left|\frac{L^2}{k}\right|_{\text{мод}} = \left|\frac{L^2}{k}\right|_{\text{нат}}; \quad (2.36)$$

$$\pi_\sigma = \left|\frac{\sigma}{p\sqrt{k}}\right|_{\text{мод}} = \left|\frac{\sigma}{p\sqrt{k}}\right|_{\text{нат}}; \quad (2.37)$$

$$\pi_D = \left|\frac{tD_0}{L^2}\right|_{\text{мод}} = \left|\frac{tD_0}{L^2}\right|_{\text{нат}}, \quad (2.38)$$

где w — скорость фильтрации; μ — вязкость газа; L — длина; k — проницаемость; p — давление; t — время; ρ — плотность; β^* — объемный коэффициент; σ — поверхностное натяжение; D_0 — коэффициент молекулярной диффузии.

Кроме того, при моделировании требуется соблюдение равенства ряда безразмерных характеристик:

$$|S_к(p)|_{\text{мод}} = |S_к(p)|_{\text{нат}}; \quad (2.39)$$

$$|D_{0г}(k)|_{\text{мод}} = |D_{0г}(k)|_{\text{нат}}; \quad (2.40)$$

$$|D_{0к}(S_к, k)|_{\text{мод}} = |D_{0к}(S_к, k)|_{\text{нат}}; \quad (2.41)$$

$$|z_г(p)|_{\text{мод}} = |z_г(p)|_{\text{нат}}; \quad (2.42)$$

$$|\mu_г/\mu_к|_{\text{мод}} = |\mu_г/\mu_к|_{\text{нат}}, \quad (2.43)$$

где $S_к$ — насыщенность пористой среды конденсатом; $z_г$ — коэффициент сжимаемости газа.

Моделирование ограниченной по толщине части пласта-коллектора дает возможность опустить условие соблюдения значения параметра π_ρ. Близость свойств модельных и натурных газоконденсатных смесей позволяет не включать в перечень рассчитываемых и параметр π_β.

В экспериментах, осуществляемых не с целью конкретного проектирования, а при разработке метода воздействия на пласт, нет необходимости строгого соблюдения условий подобия модели конкретной натурной залежи. Следует лишь обеспечить такие значения основных из перечисленных критериев подобия, которые являются типичными для рассматриваемого класса натурных объектов (газоконденсатных пластов). Это требование может быть выполнено, если использовать близкие по свойствам к натурным флюиды и физические модели пласта длиной в несколько десятков метров с возможно меньшей проницаемостью пористой среды. Отдельные "элементарные" процессы возможно исследовать на относительно небольших по длине моделях. Набор физических моделей пласта, которым

располагали экспериментаторы, позволил провести исследования с соблюдением, когда это требовалось, рассмотренных принципов моделирования. Например, удавалось поддерживать значения важнейшего параметра $\pi_k \approx 10^{16}$. Это означало, что моделируется участок пласта, например, Вуктыльского месторождения протяженностью 100 м, т.е. заведомо представительный для объекта.

С целью получения исходных экспериментальных данных для разработки методов повышения компонентоотдачи путем прокачки недонасыщенного газа осуществили более двух десятков экспериментов, большинство из которых — на физических моделях пласта с различными характеристиками.

Серия предварительных экспериментов была проведена на модели истощенной газоконденсатной залежи без пористой среды — в сосуде PVT-соотношений. Исследовалась зависимость компонентоотдачи от давления истощения и объема прокачанного сухого газа при изобарическом вытеснении пластовой равновесной газовой фазы. В процессе каждого эксперимента производили последовательно изобарический выпуск части равновесной газовой фазы и ввод сухого газа в эквивалентном объеме с последующим тщательным перемешиванием содержимого сосуда PVT-соотношений и отстоем. В процессе выпуска делали анализы состава отбираемого газа. На рис. 2.57 — 2.63 приведены основные результаты экспериментов этой серии.

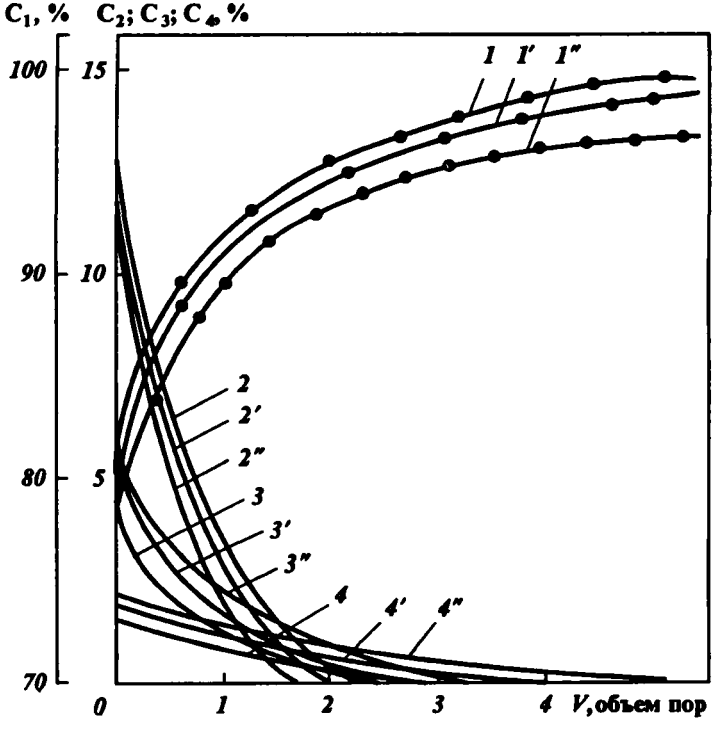


Рис. 2.57. Динамика содержания C_1 (*1*), C_2 (*2*), C_3 (*3*), C_4 (*4*) в равновесной газовой фазе при прокачке сухого газа (метана) через истощенный до давления p сосуд PVT-соотношений при $T = 62$ °C:
1, 2, 3, 4 — $p = 5$ МПа; *1′, 2′, 3′, 4′* — $p = 3{,}5$ МПа; *1″, 2″, 3″, 4″* — $p = 2$ МПа

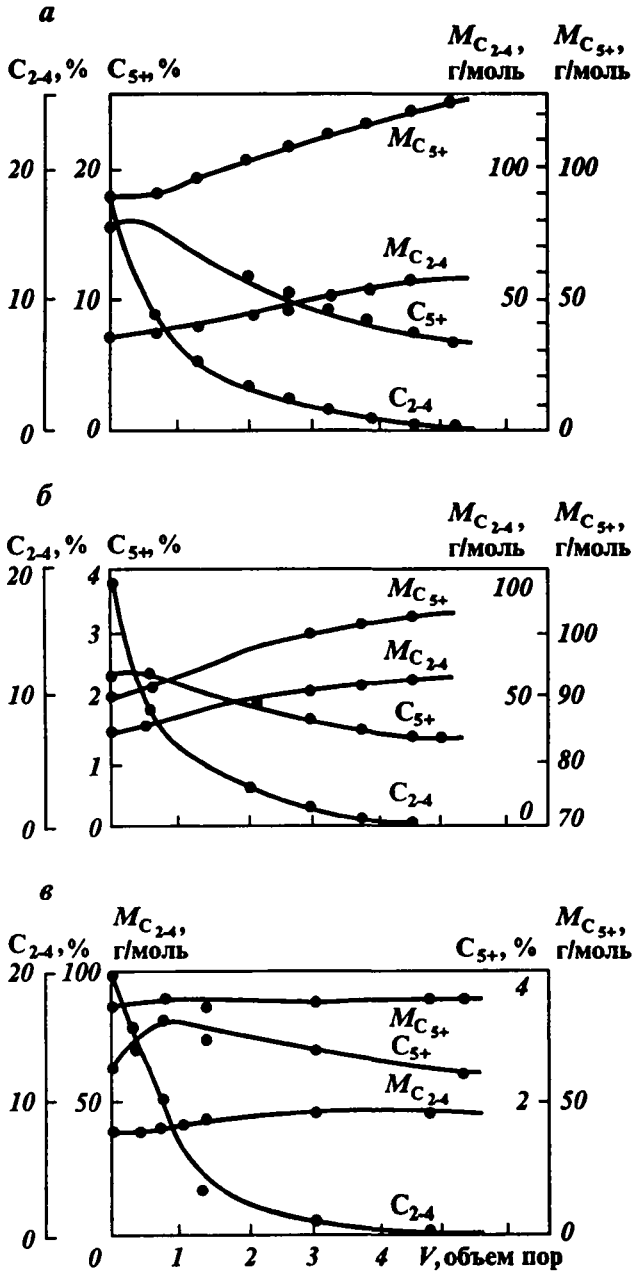


Рис. 2.58. Динамика извлечения фракций C_{2-4} и C_{5+} при прокачке сухого газа (метана) при T = = 62 °С через вуктыльский пласт, истощенный до 5 МПа (*а*), 3,5 МПа (*б*) и 2 МПа (*в*)

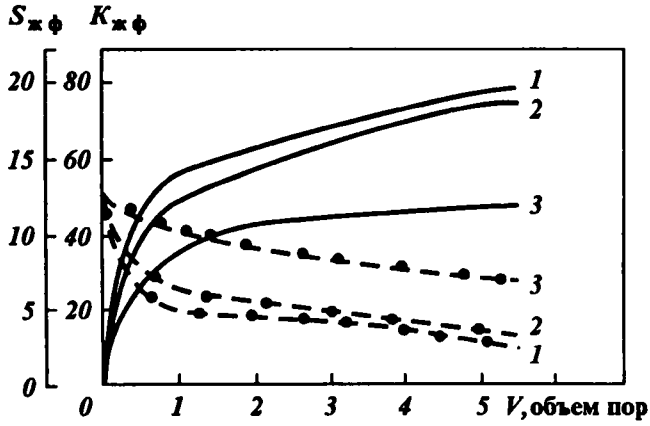


Рис. 2.59. Динамика извлечения жидкой (нестабильной) фазы при изобарической прокачке сухого газа (метана) через истощенный до давления *p* сосуд PVT-соотношений, *T* = 62 °С:
1 – *p* = 5 МПа; *2* – *p* = 3,5 МПа; *3* – *p* = 2 МПа; пунктиром обозначено содержание в системе жидкой фазы; сплошными линиями – коэффициент извлечения жидкой фазы за счет испарения

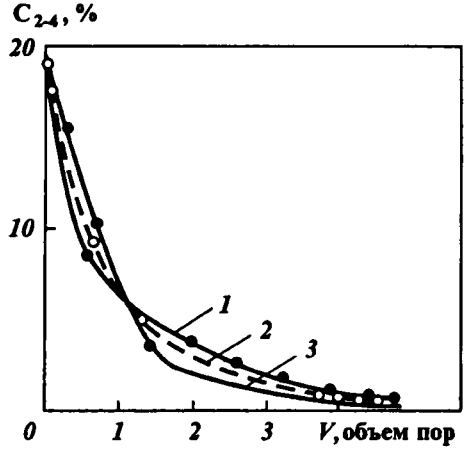


Рис. 2.60. Кривые выхода фракции C_{2-4} в составе газовой фазы при вытеснении сухим газом (метаном) равновесной пластовой газовой фазы истощенного до давления *p* вуктыльского пласта (эксперименты на сосуде PVT-соотношений, *T* = 62 °С):
1 – *p* = 5 МПа; *2* – *p* = 3,5 МПа; *3* – *p* = 2 МПа

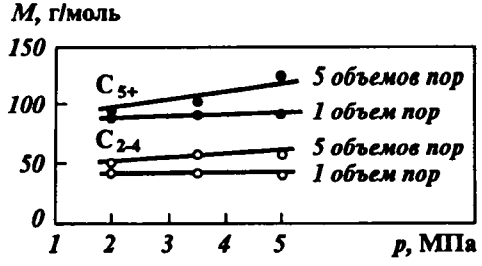


Рис. 2.61. График изменения молярной массы фракций C_{2-4} и C_{5+} к моменту изобарической прокачки 1 и 5 объемов пор сухого газа через модель истощенной газоконденсатной залежи (сосуд PVT-соотношений, *T* = 62 °С)

Приведенные графики позволяют получить представление о динамике параметров продукции истощенной газоконденсатной залежи, разрабатываемой на режиме истощения до определенного давления, на которую затем воздействуют путем прокачки недонасыщенного (по отношению к фракции C_{2+}) газа. В области давлений максимальной конденсации пластовой смеси при давлениях примерно 5–6 МПа "продукция" сосуда PVT-соотношений содержит минимальное количество фракции C_{5+}, если сопос-

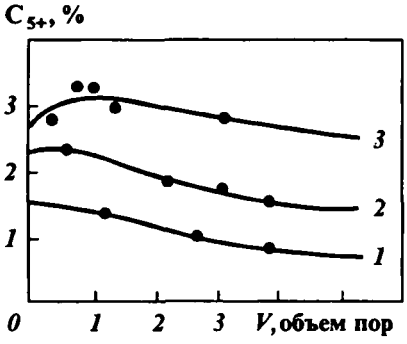


Рис. 2.62. Кривые выхода фракции C_{5+} в составе газовой фазы при прокачке сухого газа через истощенный пласт (сосуд PVT-соотношений, T = 62 °С):
1 – p = 5 МПа; *2* – p = 3,5 МПа; *3* – p = 2 МПа

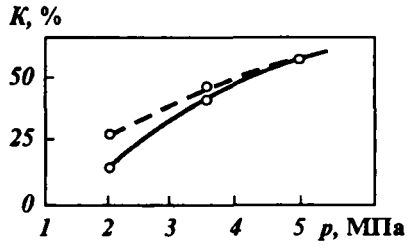


Рис. 2.63. График изменения коэффициента извлечения жидкой углеводородной фазы при изобарической прокачке сухого газа (метана) через истощенный до давления 5; 3,5; 2 МПа (сосуд PVT-соотношений, T = 62 °С).
Штриховой линией дан коэффициент K в пересчете на один объем пор при p = 5 МПа

тавить процессы при 5, 3,5 и 2 МПа (см. рис. 2.62). В то же время относительная испаряемость ранее выпавшего конденсата в прокачиваемый газ существенно значительней, чем при меньших давлениях (см. рис. 2.59). По мере уменьшения давления, при котором производится прокачка газа, содержание фракции C_{3+} (пропана, бутанов, C_{5+}) в продукции увеличивается, а метана и этана уменьшается (см. рис. 2.62, 2.57).

Примечательно, что количество промежуточных компонентов, этана, пропана, бутанов, в совокупности не зависит практически от давления и определяется только объемами сухого газа, который прокачан через систему на данный момент времени (см. рис. 2.60). Слабее, чем для C_{5+}, зависит от давления и молекулярная масса извлекаемой фракции промежуточных углеводородов (см. рис. 2.61). Поскольку плотность извлекаемой из сосуда PVT-соотношений газовой смеси пропорциональна давлению, то удельный коэффициент извлечения жидкой фазы на один объем пор прокачанного газа при давлении 5 МПа существенно выше, чем при меньших давлениях (см. рис. 2.63).

Полученные в ходе экспериментов на сосуде PVT-соотношений результаты послужили основой для составления программы соответствующих экспериментальных исследований с использованием физических моделей пласта, содержащих пористую среду. Предусматривалось изучить особенности процесса компонентоотдачи газоконденсатного пласта, истощенного до давлений, соответствующих области максимальной конденсации смеси и нормального испарения жидкой углеводородной фазы, при изобарическом вытеснении равновесной газовой фазы недонасыщенным компонентами C_{2+} газом. С целью изучения влияния количества жидкой углеводородной фазы на выход индивидуальных углеводородов программа исследований включала эксперименты на моделях пласта, различающихся содержанием жидкости. Предусматривалось также исследовать влияние температуры на динамику извлечения компонентов пластовой смеси. Значительное внимание предполагалось уделить определению зависимости длины переходной

зоны от пройденного расстояния при вытеснении равновесной газовой фазы сухим газом, что представляет практический интерес в связи с оценкой требуемого объема нагнетаемого в пласт газа и прогнозированием состава добываемой углеводородной смеси.

Подготовка моделей углеводородных смесей осуществлялась в сосуде PVT-соотношений. После загрузки всех индивидуальных компонентов C_{2+} из пробоотборников (с помощью пресса ИП-6), а метана из контейнера-поджимки в расчетных количествах смесь перемешивали и определяли коэффициент сжимаемости смеси при комнатной температуре и заданной температуре эксперимента. Получаемый график зависимости коэффициента сжимаемости смеси от давления давал возможность производить балансовые расчеты при передавливании смеси в модель пласта и при проведении процессов вытеснения смеси из модели.

На физической модели пласта длиной 1 м был выполнен эксперимент при давлении 5 МПа и температуре 62 °С по моделированию процесса воздействия сухим газом на газоконденсатный пласт, характеризующийся высокой насыщенностью пористой среды жидкой углеводородной фазой (около 50 % объема пор). Проницаемость пористой среды модели равнялась $1{,}4 \cdot 10^{-14}$ м^2, пористость — 0,222; подобные условия типичны для частично истощенного газоконденсатного пласта и области максимальной конденсации пластовой смеси.

Результаты этого эксперимента были использованы для отработки элементов методики исследований на моделях пласта длиной 5 и 20 м.

Методикой экспериментов на моделях пласта длиной 5 м предусматривалось на первом этапе создание истощенного до 5 МПа газоконденсатного "пласта" с заданной насыщенностью жидкой углеводородной фазой, которая составляла в отдельных экспериментах от 1,9 до 48 % объема пор.

Высокая (48 %) исходная насыщенность жидкой фазой достигалась путем вытеснения равновесной "пластовой" жидкой углеводородной фазы равновесной "пластовой" газовой фазой при давлении порядка 5 МПа. "Среднюю" (12,5 % объема пор) насыщенность создавали, моделируя процесс дифференциальной конденсации пластовой газоконденсатной смеси исходного (до начала разработки) состава. Для оценки насыщенности пористой среды жидкой фазой при конечном давлении процесса конденсации (5 МПа) производили параллельный опыт на сосуде PVT-соотношений, а затем вводили поправку на сорбцию углеводородов пористой средой по результатам ранее выполненных специальных исследований. Так, при температуре 62 °С исследовавшаяся газоконденсатная смесь характеризовалась при давлении 5 МПа насыщенностью жидкой фазой в сосуде PVT-соотношений в 11,5 % объема системы, а в модели пласта в — 12,5 % объема пор.

Низкие исходные насыщенности (1,9—2 % объема пор) пористой среды жидкой фазой при давлении 5 МПа создавали за счет сорбции углеводородов породой при прокачке "равновесной" газовой фазы исходного состава через модель пласта. Величину насыщенности пористой среды жидкой углеводородной фазой (ЖУФ) в этом случае оценивали по данным покомпонентного расчета материального баланса распределения углеводородного вещества между равновесной газовой фазой — "продукцией" модели пласта и сорбированной в модели пласта частью смеси.

Модель пласта, подготовленная к основному эксперименту таким образом, представляла собой истощенную газоконденсатную систему, харак-

теризовавшуюся заданным содержанием ЖУФ (1,9; 2,0; 12,5; 48 % объема пор), давлением 5 МПа и температурой либо 20, либо 62 °С.

Основной этап эксперимента состоял в моделировании процесса вытеснения пластовой углеводородной смеси при заданном давлении (5 МПа) и температуре (20 или 62 °С) нагнетаемым агентом. В качестве нагнетаемого агента использовали сухой углеводородный газ — метан. Использование чистого по компонентному составу метана обеспечило в процессе эксперимента надежность хроматографического контроля динамики извлечения углеводородов, содержавшихся в модели пласта до начала воздействия.

Некоторые результаты изучения углеводородоотдачи модели пласта в процессе воздействия путем изобарической прокачки сухого газа представлены на рис. 2.64, 2.65. На этих рисунках сгруппированы графики изменения некоторых параметров продукции на стадии истощения модели пласта (*I*) и на стадии прокачки газа (*II*). Естественно, что на стадии истощения средний конденсатогазовый фактор (КГФ) и молекулярные массы продукции в целом и фракции C_{5+} в том числе существенно выше, нежели на последующей стадии прокачки газа. Однако большой интерес представляют результаты, характеризующие динамику извлечения этана, бутанов, фракции C_{2-4} и C_{5+} (см. рис. 2.64). Чем выше молекулярная масса извлекаемого компонента, тем большее количество газа требуется прокачать через модель пласта, чтобы прекратился процесс извлечения этого компонента. Так, содержание этана снижается до 0,1 % после прокачки 1,6 объема пор газа, а для нормального бутана — только после прокачки 2,5 объемов пор. В то же время содержание стабильной части углеводородной продукции — фракции C_{5+} — мало изменяется в течение длительного этапа процесса прокачки газа; даже после прокачки 5 поровых объемов нагнетаемого агента конденсатогазовый фактор продукции лишь на 25—30 % ниже значения этого параметра в начале процесса воздействия. Постепенное возрастание молекулярной массы добываемой фракции C_{5+} в процессе прокачки газа (на 10 % к моменту закачки 5 поровых объемов по сравнению с

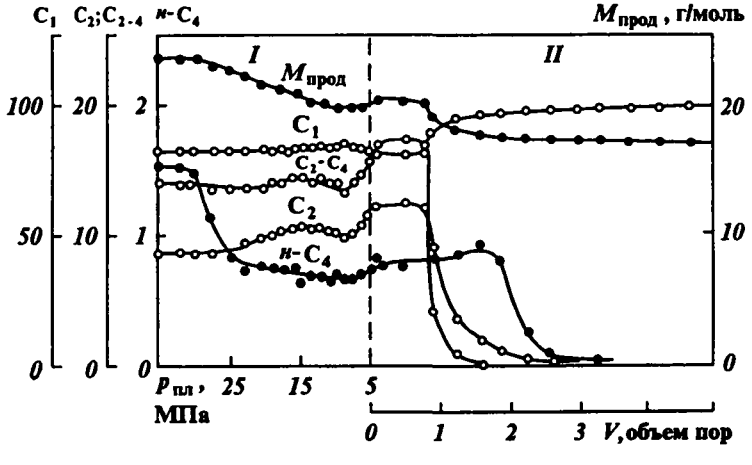


Рис. 2.64. График изменения молярной доли компонентов в продукции при истощении (*I*) и изобарическом вытеснении (*II*, $p_{ал}$ = 5 МПа) пластовой углеводородной смеси сухим газом в модели пласта длиной 5 м

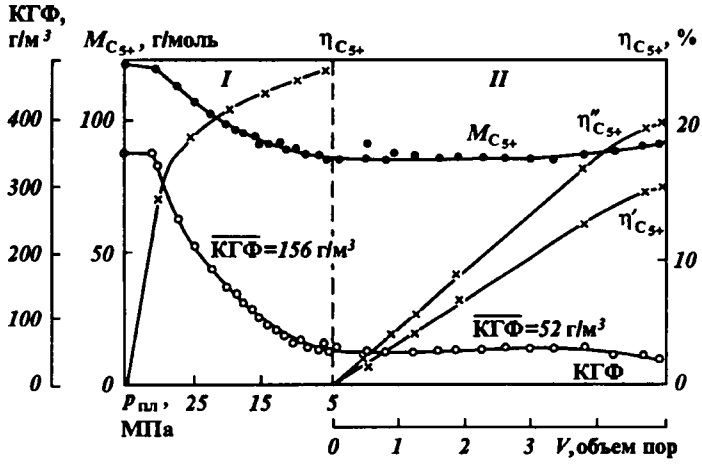


Рис. 2.65. Динамика истощения (*I*) модели пласта длиной 5 м компонентами C_{5+} и последующего вытеснения (*II*) компонентов сухим газом:

коэффициенты извлечения $\eta'_{C_{5+}}$ даны в % от начальных, а $\eta''_{C_{5+}}$ – в % от остаточных ($p_{пл}$ = = 5 МПа) запасов C_{5+}; T = 62 °С

началом процесса) свидетельствует о том, что эта фракция за счет испарения в прокачиваемый газ не может быть в принципе полностью извлечена из пласта: наиболее высокомолекулярная часть фракции останется в виде неизвлекаемого остатка даже после бесконечно большого количества прокачанного через пласт газа. Оценка конденсатоотдачи (для фракции C_{5+}) показала, что к концу разработки модели пласта на режиме истощения (при давлении забрасывания 5 МПа) коэффициент извлечения составил 24 % от начальных запасов фракции C_{5+}. При прокачке сухого газа коэффициент извлечения C_{5+} практически линейно зависит от объема прокачанного газа:

$$\eta_{C_{5+}} = 3{,}32V;\ 0 < V \leq 4, \qquad (2.44)$$

где V – объем прокачанного сухого газа в объемах пор; $\eta_{C_{5+}}$ – коэффициент извлечения фракции C_{5+}, в % от начальных запасов этой фракции; при $V > 4$ зависимость несколько изменяется и $\eta_{C_{5+}} < 3{,}32V$.

Для оценки влияния содержания ЖУФ в пористой среде на параметры углеводородоотдачи пласта при изобарической прокачке сухого газа была выполнена серия экспериментов на модели пласта длиной 5 м с исходной насыщенностью пористой среды жидкой фазой, существенно меньшей, (порядка 2 % объема пор), чем равновесная насыщенность исследовавшейся газоконденсатной смеси выпавшим конденсатом (12,5 % объема пор). Методика создания такой насыщенности описана выше.

На рис. 2.66 представлены результаты двух соответствующих экспериментов по вытеснению равновесной газовой фазы модели пласта сухим газом (метаном) при температурах 20 и 62 °С. Сравнение рис. 2.66 с рис. 2.64, 2.65 свидетельствует о существенном различии значений всех параметров продукции в случаях вытеснения пластовой смеси сухим газом из

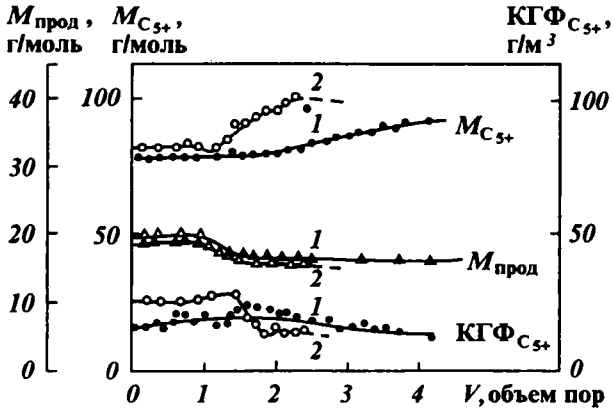
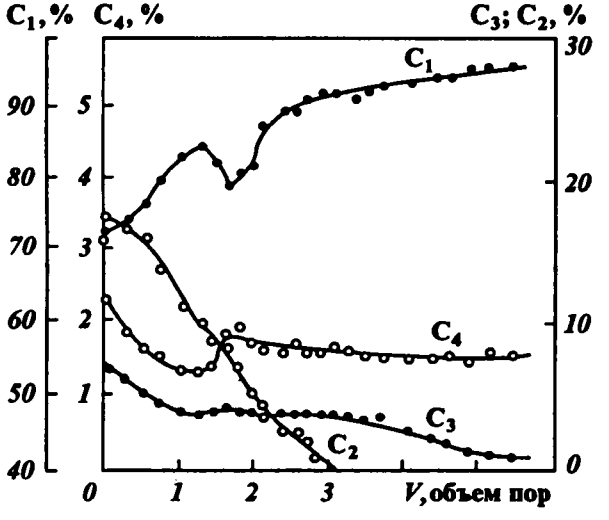


Рис. 2.66. Зависимость параметров продукции модели пласта длиной 5 м от объема прокачанного сухого газа при давлении 5 МПа:

1 – T = 20 °С, $S^0_{жуф}$ = 2 % объема пор; *2* – T = 62 °С, $S^0_{жуф}$ = 1,9 % объема пор

а



б

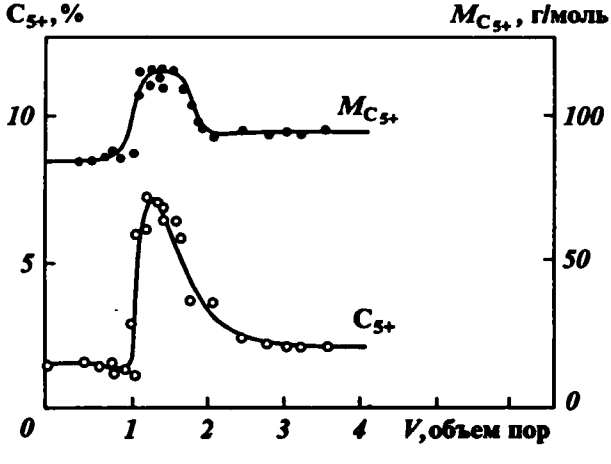
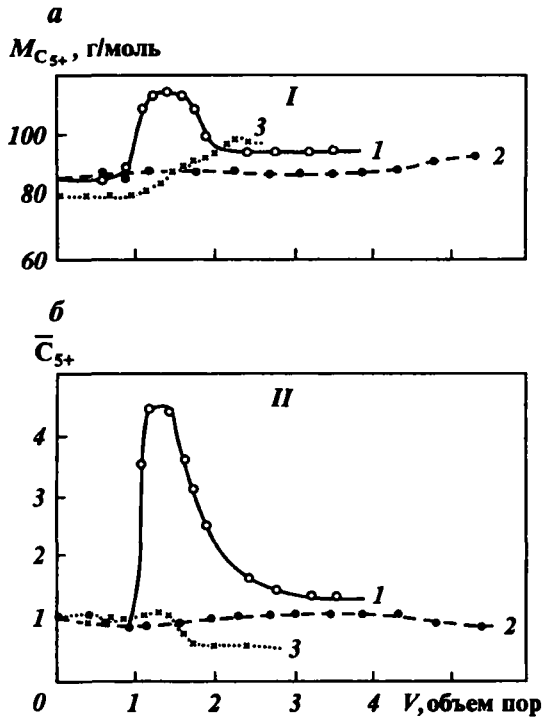


Рис. 2.67. Графики изменения содержания C_1, C_2, C_3, C_4 в равновесной газовой фазе (*а*), а также некоторых параметров продукции модели пласта (*б*) при прокачке сухого газа (метана) через модель истощенного до давления p = 5 МПа вуктыльского пласта:
T = 62 °С, исходная насыщенность ЖУФ равна 48 % объема пор

Рис. 2.68. Сравнительная динамика извлечения фракции C_{5+} при прокачке сухого газа (метана) через модель истощенного до давления 5 МПа вуктыльского пласта, $T = 62$ °С:

I — молярная масса $M_{C_{5+}}$, г/моль; *II* — относительное содержание фракции C_{5+} в продукции модели пласта; исходное содержание ЖУФ, % от объема пор: *1* — 48; *2* — 12,5; *3* — 1,9



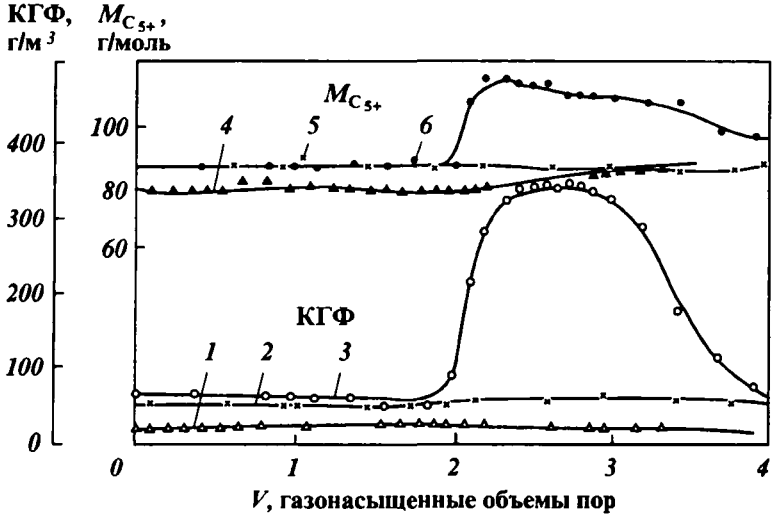


Рис. 2.69. Графики изменения конденсатогазового фактора (КГФ) и молярной массы $\left(M_{C_{5+}}\right)$ фракции C_{5+} продукции модели пласта длиной 5 м при изобарическом вытеснении сухим газом (метаном).

Давление $p = 5$ МПа, *1, 4* — $S^0_{\text{жуф}} = 2$ % объема пор, $T = 20$ °С; *2, 5* — $S^0_{\text{жуф}} = 12{,}5$ % объема пор, $T = 62$ °С; *3, 6* — $S^0_{\text{жуф}} = 48$ % объема пор, $T = 62$ °С

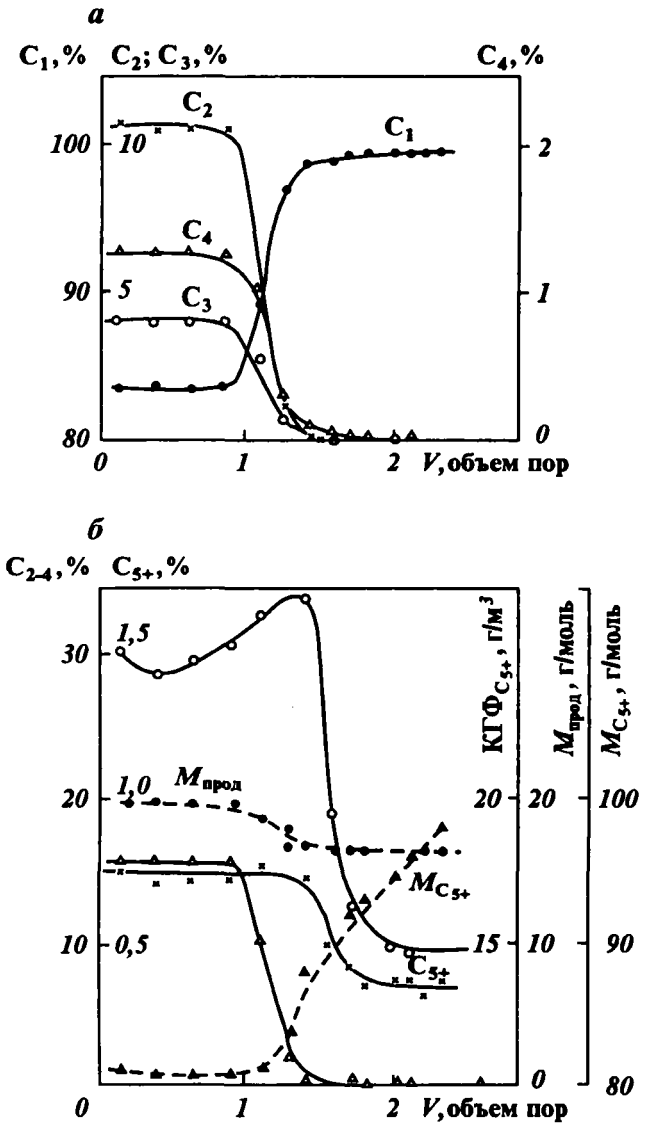


Рис. 2.70. Графики изменения содержания C_1, C_2, C_3, C_4 (*а*) и параметров продукции модели пласта длиной 5 м (*б*) при изобарическом (p = 5 МПа, T = 62 °С) замещении равновесной газовой фазы на метан.
Исходное содержание ЖУФ равно 1,9 % от объема пор

пласта, содержащего 12,5 и 2 % объема пор ЖУФ. В первом случае более высокими сохраняются в процессе допрорывного вытеснения конденсатогазовый фактор (50—60 г/м^3 по сравнению с 20—25 г/м^3), молярная масса продукции (20 г/моль по сравнению с 19 г/моль) и фракции C_{5+} (86—87 г/моль по сравнению с 85—86 г/моль). Если конденсатогазовый фактор и молярная масса продукции остаются в первом случае более высокими и после прорыва нагнетаемого сухого газа, то молярная масса фракции C_{5+} во втором случае начинает резко возрастать после прорыва газа. Это объясняется быстрым истощением остаточных запасов легкой части фракции C_{5+} во втором случае. Таким образом, в газоконденсатных пластах с невысоким содержанием ЖУФ (порядка единиц процентов объема пор) про-

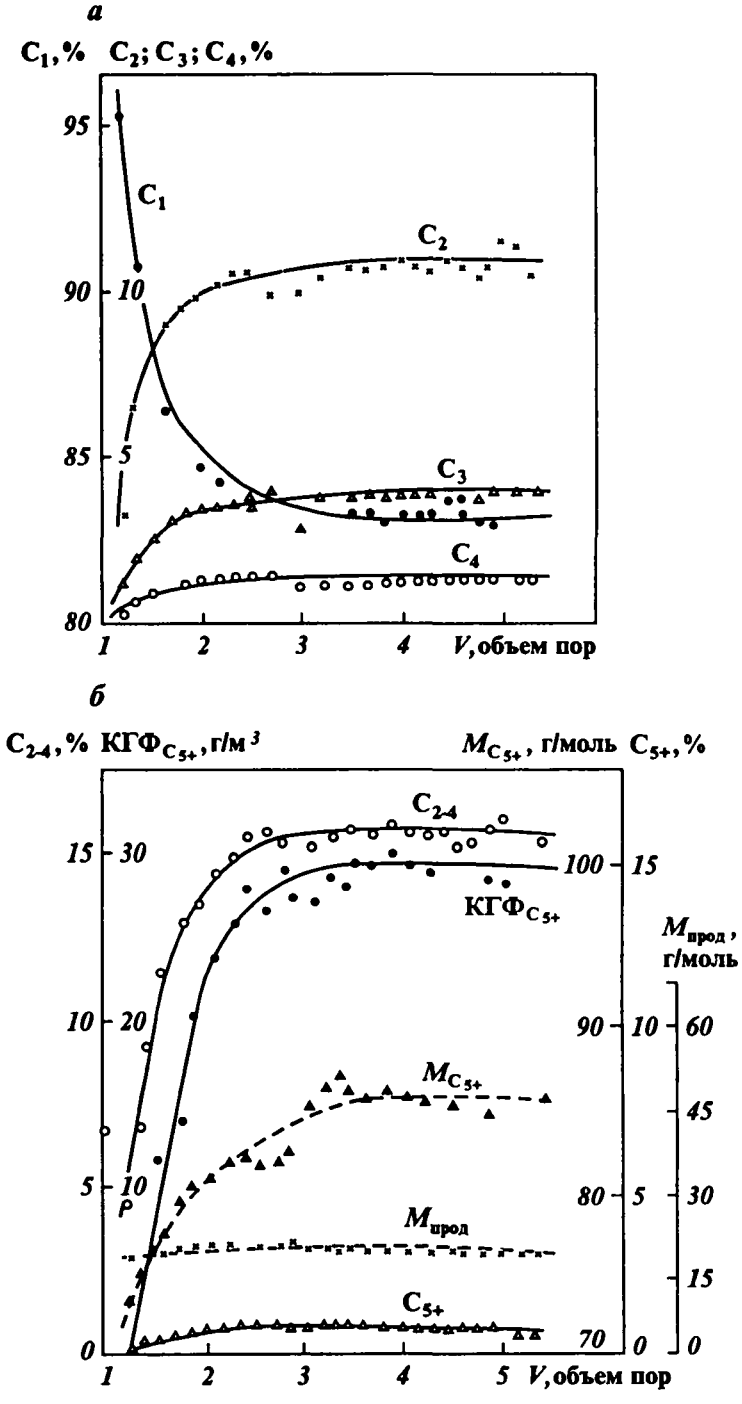


Рис. 2.71. Графики изменения содержания C_1, C_2, C_3, C_4 (*а*) и параметров продукции модели пласта длиной 5 м (*б*) при изобарическом (p = 5 МПа, T = 62 °С) замещении метана на равновесную газовую фазу.

Исходное содержание ЖУФ равно 1,9 % от объема пор

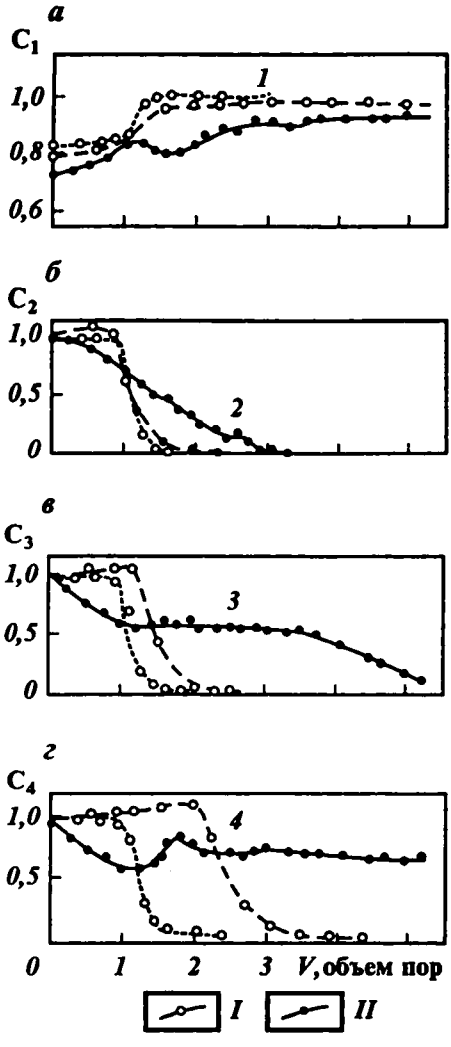


Рис. 2.72. Динамика относительного содержания C_1, C_2, C_3 в равновесной газовой фазе при прокачке сухого газа (метана) через модель истощенного до давления p = 5 МПа вуктыльского пласта, T = 62 °С:
I — модель пласта; *II* — сосуд PVT-соотношений; *1* — метан; *2* — этан; *3* — пропан; *4* — бутаны; исходная насыщенность ЖУФ равна 48 % (сплошные линии), 12,5 % (штрих), 1,9 % (пунктир) объема пор

качка газа, очевидно, нецелесообразна как метод повышения углеводородоотдачи пласта. В то же время в пластах типа продуктивного пласта-коллектора Вуктыльского ГКМ с насыщенностью углеводородным конденсатом в 15—20 % несомненна физическая целесообразность процесса доизвлечения выпавшего конденсата путем прокачки сухого газа при давлениях порядка 5 МПа.

Исследования показали, что температура оказывает определенное влияние на эффективность доизвлечения остаточных запасов углеводородов (см. рис. 2.66), однако при значительных объемах прокачки газа влияние температуры уменьшается.

Представленные в графической форме зависимости компонентного состава продукции модели пласта от объема закачанного сухого газа (рис. 2.67—2.72) дают наглядное представление о процессе углеводородоотдачи пористой среды, содержащей двухфазную смесь. Особый интерес представляет процесс образования зоны интенсивной двухфазной фильтрации с извлечением значительного количества пластовой жидкой углеводородной фазы при прокачке сухого газа через пласт, содержащий такое количество жидкой углеводородной фазы, которое близко к критической насыщенности (см. рис. 2.67, 2.68, 2.69). О вовлечении в фильтрацию пластовой жидкой углеводородной фазы свидетельствует динамика молярной массы фракции C_{5+} в ходе прокачки сухого газа (см. рис. 2.67—2.72). Максимальные значения молярной массы фракции C_{5+} достигают 115 г/моль после прокачки 1,5—2 объемов пор сухого газа.

Следует иметь в виду, что в условиях натурного пласта требуемые объемы нагнетаемого газа будут существенно меньшими вследствие степенной зависимости длины зоны перемешивания при взаимовытеснении флюидов от пройденного фронтом вытеснения расстояния. Однако из-за значительной неоднородности и трещиноватости натурного пласта-

коллектора этот эффект будет в сильной степени ухудшен, так что в конечном счете реальная удельная потребность в нагнетаемом агенте будет близка к величинам, использованным при лабораторном моделировании процесса.

По результатам выполненных исследований можно сделать вывод о том, что при разработке ГКМ в области максимальной конденсанции пластовой смеси в качестве нагнетаемого газообразного агента, провоцирующего смещение равновесия в сторону жидкой фазы и позволяющего обеспечить двухфазную фильтрацию пластовой смеси, может быть использован предельно осушенный природный газ (метан с минимальными примесями компонентов C_{5+}). Зонами типичного газоконденсатного пласта, наиболее подходящими для воздействия с интенсификацией двухфазной фильтрации, являются приконтурные, крыльевые участки пласта вблизи нефтяной оторочки месторождения.

Оценка показывает, что благодаря воздействию сухим газом имеется возможность дополнительно извлекать около 10 % (от начальных запасов) жидких пластовых углеводородов зоны, в которой будет реализован процесс прокачки.

2.5.3

Изучение размеров зоны смеси при вытеснении газа газом

Процесс вытеснения одного газа другим в пористой среде сопровождается образованием зоны смеси этих газов. При реализации на газоконденсатном месторождении технологии воздействия на пласт путем нагнетания газа, отличающегося по составу от равновесной в пластовых условиях газовой фазы, необходима предварительная оценка длины зоны смеси, а также получение аналитической зависимости длины зоны смеси от пройденного фронтом расстояния. Такого рода информация позволит рассчитать ожидаемые технико-экономические показатели при реализации технологии и определить эффективность процесса вытеснения пластовой газовой фазы нагнетаемым агентом.

Результаты экспериментального изучения закономерностей образования зоны смеси при взаимовытеснении смешивающихся флюидов, в частности, при вытеснении газа газом в пористой среде, также представляют теоретический интерес. Этой проблеме посвящены работы С.Н. Бузинова, Ю.П. Желтова, В.Н. Николаевского, М.А. Пешкина, Г.П. Цыбульского, Э. Маерса, К. Марле, Г. Спозито и др. [21, 33], однако из-за сложности механизма переноса вещества в нерегулярных структурах вопрос о теоретическом определении коэффициентов дисперсии примеси до сих пор остается открытым. Даже в простейших случаях медленной фильтрации несжимаемых несорбируемых флюидов до конца не ясно, как влияет сама пористая среда на эффективные коэффициенты диффузии. Считается, что коэффициент извилистости ξ порового пространства достаточно точно связывает коэффициенты диффузии в объеме $D_м$ и в пористой среде $D_{эф}$:

$$D_{эф} = mD_м/\xi, \qquad (2.45)$$

где m — пористость.

Однако вычисление величины ξ как параметра реальной пористой среды на практике неосуществимо из-за крайней неупорядоченности структуры порового пространства.

Часто при обработке результатов экспериментов принимают значение $\xi \approx 1{,}7$, полученное теоретическим путем для упорядоченных структур (например, упаковок сферических твердых частиц) из гидродинамической модели массопереноса вещества в пористой среде. Но при малых скоростях фильтрации, соизмеримых со скоростями молекулярной диффузии (когда практически нет конвективного перемешивания), коэффициент извилистости ξ следует определять по формуле 2.45 из диффузионной модели.

В общем случае массоперенос вещества в реальных пористых средах определяют четыре основных процесса:

процесс фильтрации, характеризуемый скоростью фильтрации v; его движущей силой является перепад давления;

молекулярная диффузия компонентов в поровом пространстве пласта-коллектора, характеризуемая коэффициентом диффузии $D_м$; движущей силой процесса является разность концентраций; рассматривая поток вещества через элемент пористого пласта при описании механизма молекулярной диффузии, пользуются понятиями так называемой эффективной диффузии и коэффициента эффективной диффузии (2.45);

перемешивание вещества в движущемся потоке, или дисперсия; при достаточно высоких скоростях фильтрации, по данным, например, Р. Блэкуэлла и В.Н. Николаевского, коэффициент дисперсии зависит от скорости фильтрации v (рис. 2.73);

сорбция компонентов смеси, характеризуемая, с одной стороны, изотермой сорбции $a_i = f(C_i)$ (C_i — концентрация i-го компонента в газовой фазе, отнесенная к объему пористой среды, моль/м^3; a_i — количество сорбированного вещества при концентрации C_i, отнесенное также к объему пористой среды, моль/м^3), и, с другой стороны, — кинетическим соот-

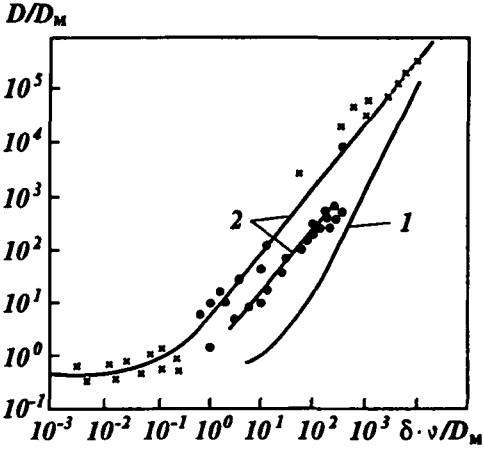


Рис. 2.73. Зависимость коэффициента перемешивания D от параметра $\delta \cdot v/D_м$ (по Блэкуэллу):
1 — теоретическая кривая; *2* — кривые, построенные по экспериментальным данным; δ — средний размер частиц пористой среды, м; v — средняя скорость фильтрации, м·с$^{-1}$; $D_м$ — коэффициент молекулярной диффузии, м^2·с$^{-1}$

ношением, учитывающим скорость фазового перехода "адсорбтив – адсорбат".

В условиях реального газоконденсатного пласта вдали от забоев скважин скорости фильтрации невелики и имеют порядок величин 10^{-6} м/с, а безразмерный параметр Блэкуэлла составляет при этом $\delta v/D_м < 10^{-1}$, т.е. на практике можно не учитывать явления конвективного перемешивания (см. рис. 2.73) и кинетики сорбционных процессов на фронте вытеснения газа газом.

Методика исследований

Исследования выполнялись автором совместно с В.А. Николаевым применительно к условиям опытного участка Вуктыльского НГКМ, истощенного до давления порядка 5 МПа.

Схема экспериментальной установки представлена на рис. 2.74. Установка включает сменную модель пласта, а также оборудована отводом для отбора проб газа при анализе на "внешнем" хроматографе несорбирующихся компонентов (не разделяющихся на колонке хроматографа БОТА-На). Эксперименты по оценке длины зоны смеси газ – газ выполняли с применением двух моделей пласта, имеющих параметры:

Номер модели	1	2
Длина, м	5	20
Пористость m, доли	0,222	0,260
Проницаемость $K \cdot 10^{-14}$, м^2	14	30,6
Размер частиц $\delta \cdot 10^{-5}$, м	1	1,5
Объем пор $V \cdot 10^{-3}$, м^3	0,59	3,40

Целью выполнения первой серии экспериментов было определение коэффициентов извилистости ξ пористых сред моделей пласта, на которых впоследствии предполагалось провести эксперименты по оценке длины зоны смеси углеводородный газ – метан. Для определения ξ использовались такие слабо сорбирующиеся при низком давлении (порядка 5 МПа) газы, как азот и двуокись углерода. Расчетное значение коэффициента взаимной диффузии этих веществ при давлении 5 МПа составляет $D_м = 3{,}0 \cdot 10^{-7}$ м^2/с. Для исключения зависимости эффективной диффузии от

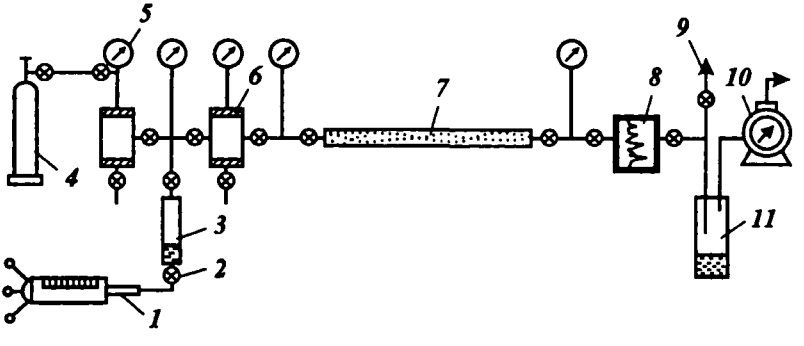


Рис. 2.74. Схема установки:
1 – пресс ИП-6; *2* – вентиль; *3* – пробоотборник; *4* – баллон с метаном; *5* – манометр образцовый; *6* – сосуд PVT; *7* – модель пласта; *8* – хроматограф (БОТАН); *9* – отбор пробы газа при анализе несорбирующихся компонентов; *10* – счетчик газовый; *11* – сепаратор

скорости фильтрации v эксперименты проводили при низких (пластовых) значениях v, при которых выполнялось соотношение

$$\delta v/D_м < 10^{-1}. \quad (2.46)$$

Для определения коэффициентов эффективной диффузии по экспериментальным данным использовали известное решение в безразмерном виде:

$$\frac{\partial \tilde{C}_i}{\partial \tau} + \frac{\partial \tilde{C}_i}{\partial x} = \frac{D_i}{vL} \cdot \frac{\partial^2 \tilde{C}_i}{\partial x^2}, \quad (2.47)$$

где τ, $\tilde{x}$, $\tilde{C}_i$ — безразмерные время, линейная координата и концентрация; L — длина модели пористой среды с граничными и начальными условиями, соответствующими условиям проведения опытов:

$$\tilde{C}_i(0, \tau) = 1; \ \tilde{C}_i(\tilde{x}, 0) = 0.$$

Решение (2.47) приводит к соотношению В.Н. Николаевского

$$D_{эфф} = \frac{vL}{16\pi\left(\frac{\partial \tilde{C}_i}{\partial \tau}\right)^2_{\tilde{C}_{i-0,5}}}. \quad (2.48)$$

Это соотношение аналогично предложенному Дж. Аронофски

$$\gamma = \frac{1}{16\pi\left(\frac{\partial C}{\partial \tau}\right)^2},$$

где $\gamma = D/vl$; l — длина перемешивания.

Соотношение позволяет по углу наклона кривой изменения концентрации компонентов на выходе из модели пласта в зависимости от безразмерного времени определять коэффициенты эффективной диффузии компонентов смеси.

Результаты исследований

Серия экспериментов по вытеснению двуокиси углерода азотом, а также азота двуокисью углерода позволила определить коэффициенты извилистости ξ моделей пористых сред.

Вначале были найдены с использованием описанной выше методики (по углу наклона экспериментальных кривых изменения концентрации одного газа в смеси в процессе вытеснения его другим газом) значения коэффициентов эффективной диффузии. Затем по соотношению (2.45), используя известные значения взаимной молекулярной диффузии несорбирующихся газов (азот — двуокись углерода), получили коэффициенты извилистости ξ.

Результаты экспериментов по вытеснению двуокиси углерода азотом и азота двуокисью углерода при давлении 5 МПа представлены ниже.

Номер модели	1		2	
$v \cdot 10^{-6}$, м/с	10	5	10	5
$D \cdot 10^{-8}$, м^2/с	2,90	2,84	3,10	3,13
ξ	—	2,09	—	1,93

Эксперименты показали, что при вытеснении двуокиси углерода азотом и, наоборот, азота двуокисью углерода при одинаковых скоростях

фильтрации $v \approx 10^5$ м/с получаются практически одинаковые (с точностью ± 5 %) значения коэффициентов диффузии. Средние их значения для первой модели $D = 2{,}9 \cdot 10^{-8}$ м/с и для второй модели $D = 3{,}1 \cdot 10^{-8}$ м/с. При меньших скоростях фильтрации $v \cong 5 \cdot 10^{-6}$ м/с те же коэффициенты составляют $D = 2{,}84 \cdot 10^{-8}$ м^2/с для первой и $D = 3{,}13 \cdot 10^{-8}$ м^2/с для второй модели. Таким образом, результаты экспериментов подтверждают независимость коэффициентов эффективной диффузии от скорости фильтрации при выполнении соотношения (2.46).

Представляют интерес полученные с использованием диффузионной модели коэффициенты извилистости пористых сред. Величины ξ оказались существенно большими, чем принимают обычно, исходя из гидродинамической модели: $\xi = 2{,}09$ для первой модели пласта и $\xi = 1{,}93$ для второй модели пласта.

При выполнении экспериментов по вытеснению углеводородной газообразной смеси сухим газом (метаном) использовались установка и методика, аналогичные описанным выше.

Составы равновесных фаз вуктыльской пластовой углеводородной системы при давлении 5 МПа и исходный состав системы (при давлении 37 МПа) приведены в табл. 2.20. Поскольку в составе равновесной газовой фазы при данных условиях (5 МПа) преобладает метан, а содержание каждого из компонентов фракции C_{2+} в смеси не превышает 10 % (этана — 9,56, пропана — 4,06 % и т.д.), то влиянием компонентов друг на друга при рассмотрении диффузионных процессов (и использовании коэффициентов диффузии) можно пренебречь [41].

Как и в экспериментах с несорбирующимися газами, вытеснение углеводородного газа сухим (метаном) проводили при скоростях фильтрации, равных $5 \cdot 10^{-6}$ м/с. Таким образом, и в этом случае влияние кинетики сорбции на форму фронта практически исключалось.

Таблица 2.20

Состав вуктыльского пластового газа (молярные доли, %) исходного состава и равновесных фаз системы, истощенной до давления 5 МПа

Углеводород, параметр	Давление, МПа		
	37	5	
	Система	Газовая фаза	Жидкая фаза
Метан	79,10	83,19	16,23
Этан	8,80	9,56	6,45
Пропан	3,90	4,06	6,85
Изобутан	0,60	0,48	1,96
Бутан	1,20	1,10	4,35
Пентан	1,05	0,63	5,92
Гексан	1,26	0,50	10,32
Гептан	1,84	0,40	18,07
Нонан	1,15	0,07	14,01
Додекан	0,64	0,0052	8,90
Гептадекан	0,46	0,0001	6,94
Сумма	100	100	100
Пентаны плюс высшие	6,40	1,60	64,16
Молярная масса пентанов (г/моль)	115	86,6	126,4
ГКФ (г/м^3)	327	58,5	–

Рассмотрим методику построения изотерм адсорбции из экспериментальных данных по вытеснению сухого газа газовой смесью. Предположим, компонент i смеси газов не сорбируется. Тогда, основываясь на дополнительной информации о коэффициентах молекулярной диффузии данного компонента в смеси и зная свойства пористой среды, можно вычислить коэффициент эффективной диффузии по соотношению (2.45).

Полученная величина $D_{эф_i}$ позволяет построить гипотетическую форму фронта вытеснения в случае несорбируемости компонента (рис. 2.75, кривая *1*). В действительности, однако, компонент i сорбируется пористой средой, и поэтому фактически определенная из эксперимента кривая фронта вытеснения (кривая *2*) будет смещена вправо и иметь более пологий наклон, зависящий от формы изотермы сорбции. Чтобы определить количество сорбированного вещества, например, при концентрации его в газе C_i', достаточно определить заштрихованную площадь между двумя кривыми *1* и *2* (см. рис. 2.75).

Аналитическое выражение для (оценки) заштрихованной площади имеет вид

$$S_i\left(\tilde{C}_i\right)=\tilde{C}_i\left(\tau_2'-\tau_1\right)+\int_0^{\tau_1}\tilde{C}_{1i}(\tau)d\tau-\int_0^{\tau_2}\tilde{C}_{2i}(\tau)d\tau, \qquad (2.49)$$

где $\tilde{C}_{1i}$, $\tilde{C}_{2i}$ — функции относительной концентрации компонента i на выходе из модели пласта для идеального (в отсутствие адсорбции) и реального случаев соответственно.

Отсюда величина адсорбции i-го компонента a_i (моль/м^3), отнесенная к единице объема пористой среды, равна

$$a_i(C_i)=C_i\left(\tau_2'-\tau_1\right)+\int_0^{\tau_1}\tilde{C}_{1i}(\tau)d\tau-\int_0^{\tau_2}\tilde{C}_{2i}'(\tau)d\tau, \qquad (2.50)$$

где величины $\tilde{C}_{1i}$ и $\tilde{C}_{2i}$ имеют тот же смысл, что и в уравнении (2.48), но выражены в "абсолютных" значениях (моль/м^3).

Многочисленные эксперименты показывают, что форма фронта при малых и больших значениях $\tilde{C}$ сильно деформирована. На рис. 2.75 изображен типичный для углеводородов случай, причем с увеличением размера молекулы компонента смеси соответствующая кривая все заметнее отклоняется от симметричной S-образной кривой для гипотетического случая.

Принципиально возможно изменение формы фронта вытеснения под влиянием кинетики фазового перехода "адсорбтив — адсорбат". Описанные

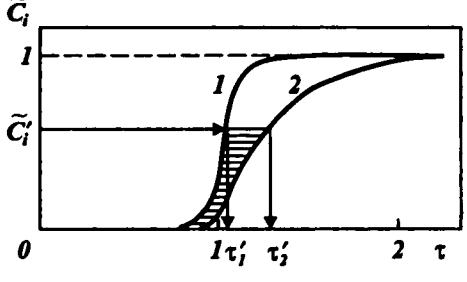


Рис. 2.75. Изменение концентрации C компонента i в выходящей из пористой среды смеси:
1 — компонент i не сорбируется; *2* — компонент i сорбируется пористой средой

опыты были повторены при других скоростях фильтрации, еще более низких (~ 10^{-6} м/с), и результаты обеих серий экспериментов совпадали; отсюда можно сделать вывод, что в условиях описанных экспериментов скорость установления адсорбционного равновесия компонентов достаточно велика.

На рис. 2.76, 2.77 представлены экспериментальные графики зон смеси для компонентов C_3, *изо*-C_4, *н*-C_4, C_5 по результатам опытов на моделях пласта номер *1* и *2* (см. табл. 2.20). На рис. 2.78 представлены изотермы сорбции компонентов смеси следующего состава (в мольных %) в моделях пористых сред *1* и *2* (см. табл. 2.20): C_1 – 79,5; C_2 – 9,0; C_3 – 6,0; *изо*-C_4 – 2,2; *н*-C_4 – 1,8; C_5 – 1,5.

Из рисунков видно, что изотермы сорбции, особенно наиболее тяжелых компонентов, существенно нелинейны. Резкий подъем вверх изотерм с ростом величины C связан, по-видимому, с началом конденсации компонентов.

На рис. 2.79 изображены зависимости коэффициентов адсорбции

$$K_i = a_i(C_i)/C_i$$

от плотности вещества i в пористой среде (в моль/м^2). Видно, что при низких плотностях коэффициент адсорбции не зависит от величины C_i и, следовательно, при этом вполне допустимо линейное приближение Генри. Значения $K_i^0 = K_i|_{C_i \to 0}$ коэффициентов адсорбции при низких парциальных давлениях компонентов изображены на рис. 2.80 в виде зависимости от размера молекулы углеводорода. Однако с ростом плотности сорбируемого компонента величина K_i становится существенно зависящей от величины C_i. Таким образом, соотношение Генри

$$a_i(C_i) = K_i C_i$$

далеко не всегда можно использовать в практических расчетах процессов вытеснения.

Как следует из изложенного, угол наклона кривой $\tilde{C}_i$ (см. рис. 2.75) определяется диффузией компонента i и его свойством сорбироваться данной пористой средой. Ясно, что при достаточно больших коэффициентах Генри K_i и достаточно малых коэффициентах диффузии $D_{эф_i}$ ширина фронта вытеснения будет определяться в первую очередь сорбцией компонентов смеси. Интересно получить критерий

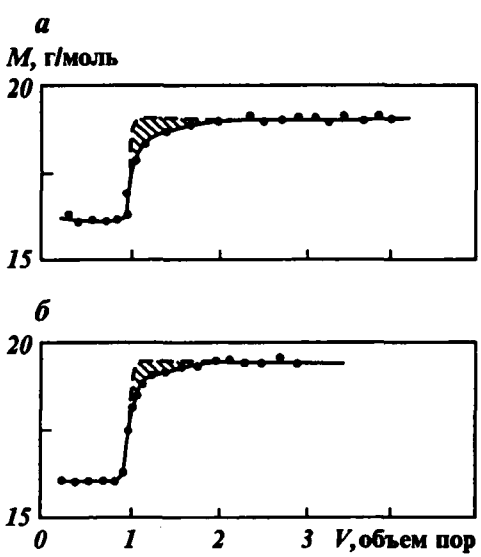


Рис. 2.76. Динамика молярной массы продукции при вытеснении метана газовой смесью из модели пласта длиной 5 м (*а*) и 20 м (*б*); p = 5 МПа, T = 20 °С.
Состав газовой смеси, % (молярные доли): C_1 – 83,04; C_2 – 9,48; C_3 – 4,29; *изо*-C_4 – 0,48; *н*-C_4 – 1,11; C_{5+} – 1,60

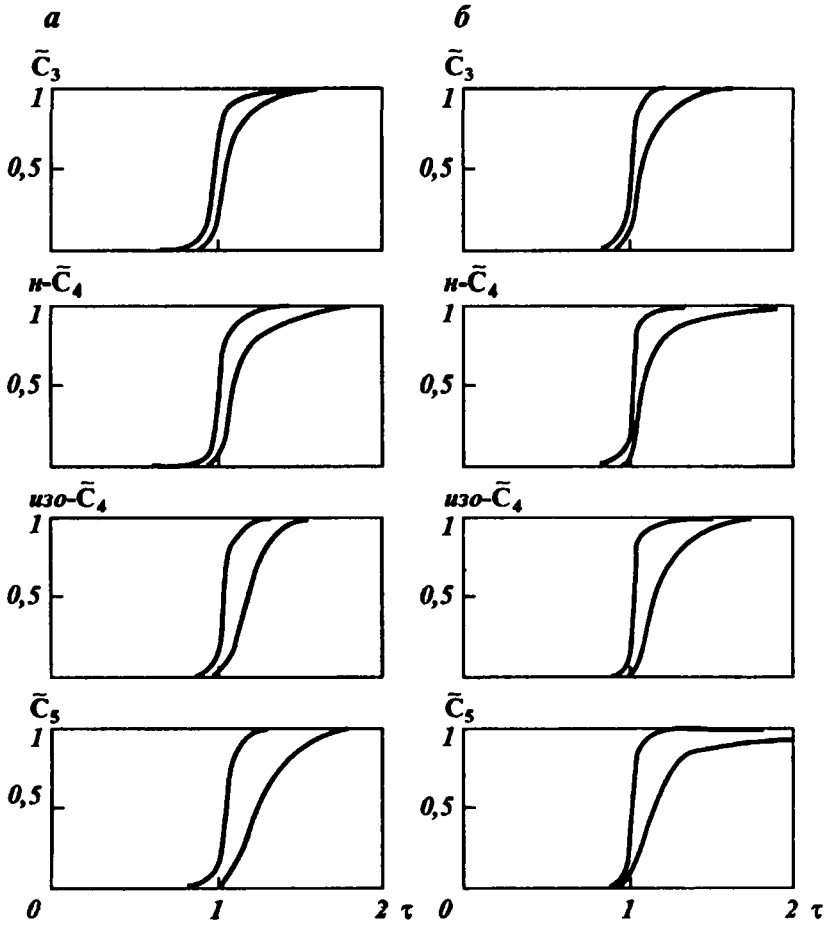


Рис. 2.77. Относительная длина зоны смеси для компонентов C_3, C_4, C_5 для модели пласта длиной 5 м (*а*), 20 м (*б*).
Экспериментальные точки на этом и последующих рисунках не показаны

подобия, позволяющий определять возможность пренебрежения диффузией компонентов при расчете ширины фронта вытеснения. Из выражения 2.48 следует, что ширина фронта в отсутствие сорбции близка к значению (в безразмерном виде)

$$\Delta\tau_g = 4\sqrt{\frac{\pi D}{vL}}.$$

В том случае, если ширина фронта определяется только сорбцией (диффузия отсутствует), она равна для линейных изотерм $\Delta\tau_c = 2a_i/C_i = 2K_i$. Если изотерма нелинейна, в качестве K_i можно брать его среднее значение.

Искомый критерий имеет вид

$$\Pi = \frac{\Delta\tau_c}{\Delta\tau_g} = \frac{K_i}{2}\sqrt{\frac{vL}{\pi D_i}}. \qquad (2.51)$$

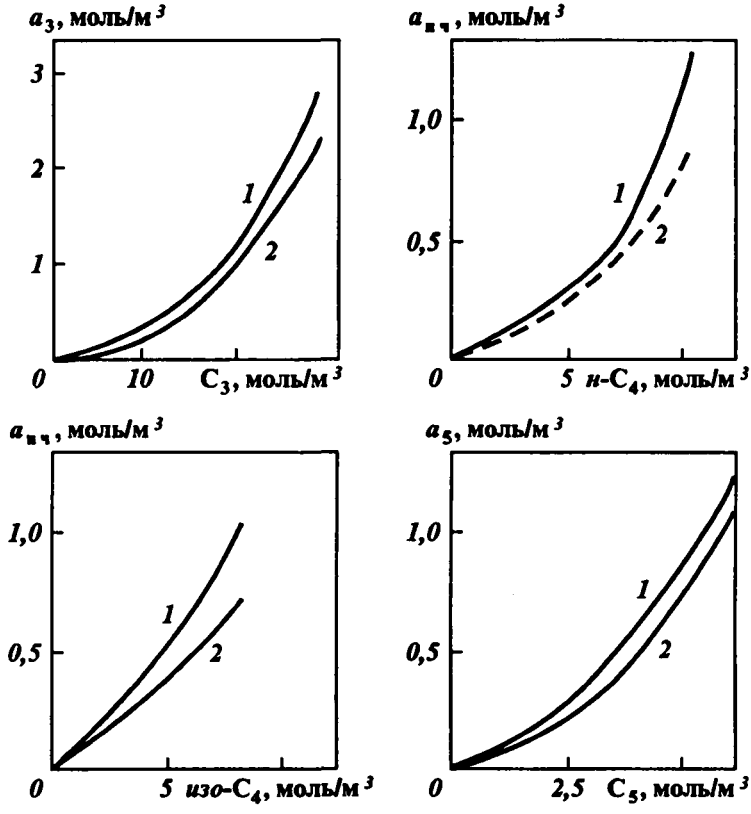


Рис. 2.78. Изотермы адсорбции компонентов углеводородной смеси:
1 — в модели пористой среды № 1; *2* — в модели пористой среды № 2

Если П > 1, то ширина переходной зоны определяется, в первую очередь, сорбцией и при ее оценках диффузией можно пренебречь. Если же П < 1, то диффузия играет определяющую роль в формировании фронта вытеснения. Легко видеть, что выражение 2.51 определяет критическое расстояние L, после прохождения фронтом которого диффузия перестает влиять на его формирование. Это критическое расстояние

$$L_{кр} = \frac{D_i}{K_i^2}\frac{4\pi}{v}. \qquad (2.52)$$

Таким образом, на больших расстояниях ($L >> L_{кр}$) ширину фронта можно оценить по выражению

$$\Delta L_i = 2Kl_i. \qquad (2.53)$$

Наибольшее значение ΔL_i, как и наибольшее критическое расстояние $L_{кр}$, имеют наиболее легкие компоненты. Из экспериментальных данных, приведенных в данном разделе, следует, что оценки критического расстояния (2.52) и ширины зоны смеси (2.53) для газоконденсатных систем наиболее целесообразно проводить по компонентам $C_3 - C_4$. При этом в качестве K_i выбирается некоторое среднее значение, характерное для изотермы сорбции данного компонента.

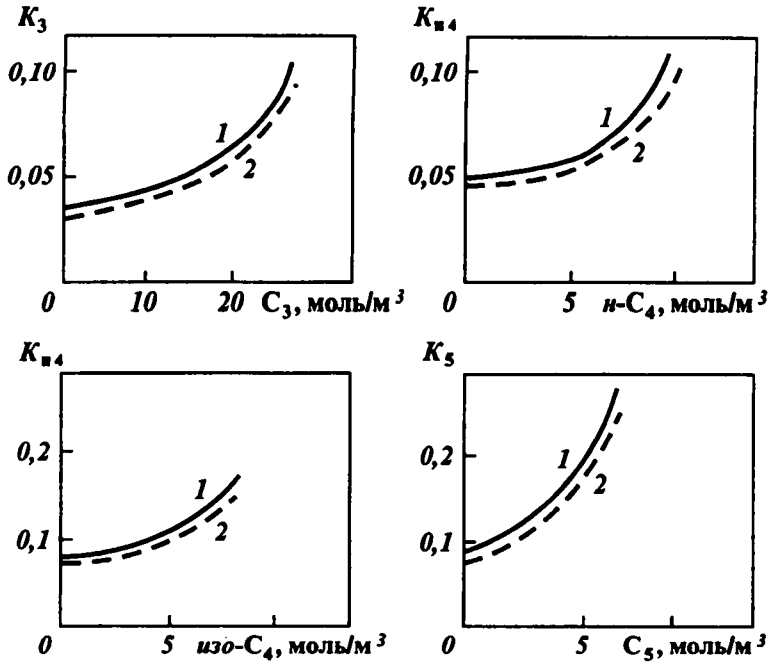


Рис. 2.79. Зависимость коэффициентов адсорбции от молярной концентрации компонентов углеводородной смеси:
1 — в модели пористой среды № 1; *2* — в модели пористой среды № 2

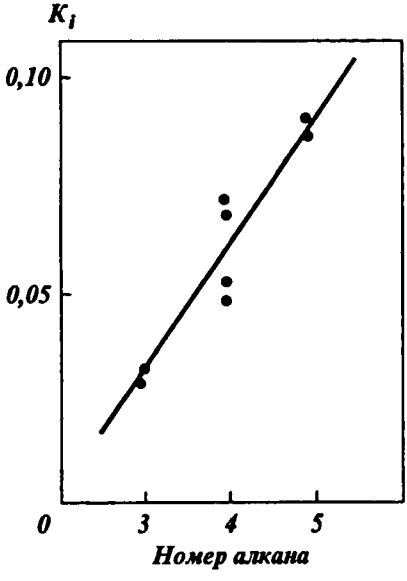


Рис. 2.80. Зависимость коэффициента адсорбции Генри при низкой концентрации компонентов углеводородной смеси в пористой среде от порядкового номера алканового углеводорода (K_i = 0,002, M_i = 0,0586).
Верхняя точка каждой пары точек относится к модели пласта № 1, нижняя — к модели пласта № 2. При i = 4 верхняя пара получена для $изо$-C_4, нижняя — для $н$-C_4

Известно, что при отсутствии сорбции ширина зоны смеси пропорциональна L (это видно и из выражения для $\Delta\tau_g$). В случае сорбируемости примеси при $L >> L_{кр}$ ширина зоны смеси пропорциональна L (см. 2.53). При $П \approx 1$ показатель степени при L должен находиться в пределах $0,5 \leq n \leq 1$. Действительно, обработка результатов экспериментов для моделей пористых сред № 1 и № 2 (см. табл. 2.20) показала, что $n \cong 0,7$. При этом

для модели № 1 (L = 5 м) П = 0,88, для модели № 2 (L = 20 м) П = = 1,76, а $L_{кр}$ = 6,5 м (расчеты проведены по пропану). При аналогичных условиях в пласте критерий будет принимать большие значения, так как характерные расстояния существенно превышают $L_{кр}$ = 6,5 м.

Таким образом, формирование фронта вытеснения в газоконденсатонасыщенных пластах происходит под влиянием двух процессов: диффузии и сорбции. Сорбируемость компонентов пластовой смеси может привести к тому, что фактором, определяющим форму и ширину фронта вытеснения, является сорбция; в этом случае выполняется соотношение П >> 1. В то же время при П ~ 1 ширина фронта зависит от пройденного расстояния как L^n, причем показатель степени n может варьировать в пределах $0,5 \leq n \leq 1$, что и подтверждают эксперименты.

Использование формулы (2.53) и данных рис. 2.80 позволяет оценить длины зон смеси как для отдельных компонентов вытесняемой пластовой равновесной газовой фазы, так и для этой фазы в целом. Например, для этана, пропана, бутанов, пентанов длины зон смеси составят соответственно: при пройденном фронтом вытеснения расстоянии 500 м около 1,5, 29,6, 57,6, 85,7 м; при пройденном расстоянии 1000 м около 3,1, 59,2, 115,2, 171,4 м. Для пластовой газовой фазы (по фракции C_{2+}) соответствующие длины зон смеси будут равны 24,4 и 48,7 м, т.е. составят около 5 % расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами.

Оценка длины зоны смеси по формуле (2.53) дает наименьшие значения этого параметра, которые следует использовать при определении момента начала контроля за прорывом нагнетаемого газа к добывающим скважинам. Учитывая результаты исследований по испаряемости компонентов C_{2+} в прокачиваемый газ, а также существенное отличие ожидаемого коэффициента охвата пласта от единицы, при составлении, например, регламента на закачку сухого газа необходимо предусмотреть соответствующие мероприятия контроля на добывающих скважинах в расчетные периоды времени после начала закачки газа.

2.5.4

Математическое описание процесса вытеснения пластовой газоконденсатной смеси сухим газом

Развитие методов численного моделирования и современной электронно-вычислительной техники позволяет эффективно решать реальные задачи многокомпонентной фильтрации.

Математическое описание процессов фильтрации пластовых флюидов сводится к решению краевых задач для системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных.

Точные или приближенные аналитические решения этих задач, пригодные для практического использования, можно получить для фильтрационных потоков простой геометрии и при использовании различных упрощающих предположений о механизме процесса. Однако большинство реальных фильтрационных потоков имеют сложную форму и описываются системами нелинейных дифференциальных уравнений, получить аналитиче-

ское решение которых невозможно; эти уравнения решаются приближенными численными методами с использованием ЭВМ.

При построении численной модели и алгоритмов используется дискретное представление переменных и дифференциальных операторов уравнений, а также области течения.

Используя допущения о локальном термодинамическом равновесии фаз, справедливости обобщенного закона Дарси, пренебрегая малым влиянием капиллярных, диффузионных сил и гравитацией, изотермическую фильтрацию многокомпонентной смеси можно описать следующей системой дифференциальных уравнений:

$$\operatorname{div}(kh\,\beta_i \operatorname{grad} p) = \frac{\partial}{\partial t}(mkN z_i),\ i = \overline{1, l},$$

где $\beta_i = \left(\frac{f_г \rho_г y_i}{\mu_г M_г} + \frac{f_ж \rho_ж x_i}{\mu_ж M_ж}\right)$;

$$N = S\frac{\rho_ж}{M_ж} + (1 - S)\frac{\rho_г}{M_г}; \qquad (2.54)$$

$$S = 1 - S_г.$$

Уравнения (2.54) являются уравнениями баланса количества каждого из компонентов в дифференциальной форме. Суммируя уравнения для компонентов и заменив последнее уравнением баланса общего количества смеси в случае тонкого горизонтального пласта в пренебрежении вертикальным движением флюида, получаем эквивалентную систему:

$$\operatorname{div}(kh\,\beta_i \operatorname{grad} p) = mh\frac{\partial}{\partial t}(Nz_i),\ i = \overline{1, l-1};$$

$$\operatorname{div}(kh\,\beta \operatorname{grad} p) = mh\frac{\partial N}{\partial t}, \qquad (2.55)$$

где $\beta = \sum_{i=1}^{l}\beta_i$.

Введенные величины связаны дополнительными соотношениями:

$$y_i = \frac{z_i K_i}{1 + v(K_i - 1)};$$

$$x_i = \frac{z_i}{1 + v(K_i - 1)};$$

$$S = \frac{(1-v)\rho_г M_ж}{(1-v)\rho_г M_ж + v\rho_ж M_г}, \qquad (2.56)$$

где v — корень уравнения $\sum_{i=1}^{l}\frac{(k_i - 1)z_i}{1+(K_i - 1)v} = 0$;

$$M_г = \sum_{i=1}^{l} y_i M_i;\ M_ж = \sum_{i=1}^{l} x_i M_i;\ K_i = \frac{y_i}{x_i},$$

и условиями нормировки состава

$$\sum_{i=1}^{l} z_i = \sum_{i=1}^{l} y_i = \sum_{i=1}^{l} x_i = 1.$$

При описании модели используются следующие обозначения: K_i — константа равновесия i-го компонента; z_i — мольная доля i-го компонента

в смеси; y_i, x_i — мольные доли i-го компонента в газовой и жидкой фазах; v — мольная доля газовой фазы; $\rho_г$, $\rho_ж$ — плотности газовой и жидкой фаз; $\mu_г$, $\mu_ж$ — вязкости газовой и жидкой фаз; k, m — абсолютная проницаемость и пористость пласта; $f_г$, $f_ж$ — относительные фазовые проницаемости газовой и жидкой фаз; h — эффективная мощность пласта; $M_г$, $M_ж$ — молярные массы газовой и жидкой фаз; M_i — молярная масса i-го компонента; S — насыщенность порового пространства жидкой фазой; N — число молей в единице объема смеси; p — давление; t — время; l — число компонентов в системе.

Мольная доля газовой фазы определяется следующим образом:

если $\sum_{i=1}^{l} z_i K_i < 1$, то $v = 0$

(смесь в однофазном жидком состоянии);

если $\sum_{i=1}^{l} z_i / K_i < 1$, то $v = 1$

(смесь в однофазном газовом состоянии).

Если условия не выполняются, то v находится в интервале $[0 < v < 1]$ и является единственным корнем уравнения концентраций (2.56).

Искомые функции в рассматриваемой модели — давление и мольные доли компонентов в смеси.

Для построения замкнутой системы уравнений многокомпонентной фильтрации необходимо задать соотношения для плотностей, вязкостей, констант равновесия компонентов и относительных фазовых проницаемостей. Значения $\rho_г$, $\rho_ж$, $\mu_г$, $\mu_ж$ вычисляются по формулам

$$\rho_г = \rho_г^0 \left(\frac{p}{p^0}\right)^{\lambda_1} \left(\frac{M_г}{M_г^0}\right)^{\lambda_2}; \quad \rho_ж = \rho_ж^0 \left(\frac{p}{p^0}\right)^{\lambda_3} \left(\frac{M_ж}{M_ж^0}\right)^{\lambda_4};$$

$$\mu_г = \mu_г^0 \left(\frac{p}{p^0}\right)^{\lambda_5} \left(\frac{M_г}{M_г^0}\right)^{\lambda_6}; \quad \mu_ж = \mu_ж^0 \left(\frac{p}{p^0}\right)^{\lambda_7} \left(\frac{M_ж}{M_ж^0}\right)^{\lambda_8}.$$

Здесь индекс "0" относится к исходному состоянию пластовой системы, $\lambda_1 - \lambda_8$ — постоянные.

Используя предложенные В.С. Митлиным и Г.П. Цыбульским математическую модель и программу, автор совместно с Б.В. Макеевым и М.И. Фадеевым выполнил расчеты процесса вытеснения двухфазной газоконденсатной смеси сухим газом, результаты которых были подтверждены описанными в работе экспериментами.

Особенность осуществляемых в соответствии с программой расчетов фазового равновесия состоит в том, что константы равновесия считаются зависящими от давления, температуры и одного параметра состава R, задаваемого в виде

$$R = \frac{C_{пром}}{C_{пром} + C_{тяж} + d},$$

где $C_{пром}$ и $C_{тяж}$ — соответственно доли промежуточных и тяжелых компонентов в смеси; d — постоянная величина, определяемая из равенства параметров состава для газовой и жидкой фаз исходной пластовой системы.

Исходной информацией при построении интерполяционных полиномов для констант равновесия являются данные экспериментальных исследований на бомбе PVT-соотношений или результаты расчета парожидкостного равновесия свойств углеводородных многокомпонентных смесей с использованием уравнений состояния Пенга—Робинсона. Рассчитанные значения констант равновесия, плотностей и вязкостей фаз служат основой построения интерполяционных полиномов для K_i, $\rho_г$, $\rho_ж$, $\mu_г$, $\mu_ж$.

Функции фазовых проницаемостей задаются в двух формах. В первой форме $f_г$ и $f_ж$ зависят только от насыщенностей. Во второй — фазовые проницаемости зависят и от состава пластовой смеси.

Функции фазовых проницаемостей выбирались в следующем виде:

$$f_ж = \begin{cases} \left(\dfrac{S - S^*}{1 - S^*}\right)^\gamma, & S \geq S^* \\ 0, & S < S^* \end{cases};$$

$$f_г = \begin{cases} \left(\dfrac{S_г - S_г^*}{1 - S_г^*}\right)^\gamma, & S_г \geq S_г^* \\ 0, & S_г < S_г^* \end{cases},$$

где S^* и $S_г^*$ — пороги гидродинамической подвижности жидкой и газовой фаз.

В первом случае величины S^* и $S_г^*$ постоянны. Во втором — зависимость фазовых проницаемостей от состава учитывается через коэффициент межфазного поверхностного натяжения σ, определяемый по формуле

$$\sigma^{1/4} = \sum_{i=1}^{I} (P_{ch})_i \left(x_i \frac{\rho_ж}{M_ж} - y_i \frac{\rho_г}{M_г} \right),$$

где $(P_{ch})_i$ — парахор i-го компонента.

Пороги подвижности фаз определялись так, чтобы при $\sigma \to 0$ фазовые проницаемости переходили в прямые:

$$S^* = \frac{\alpha_г \sigma}{\alpha_2 + \sigma};$$

$$S_г^* = S^*/3;$$

$$\gamma = \alpha_1 + \alpha_2 S^*.$$

Коэффициенты α_1 и α_2 в выражении для S^* определяются из экспериментальных исследований по фильтрации углеводородных смесей различного состава.

При решении уравнений фильтрации для пласта, дренируемого системой эксплуатационных и нагнетательных скважин, необходимо систему уравнений (2.55) переписать с учетом членов источников и стоков, которые заменяют граничные условия на скважинах.

Суммарный дебит или приемистость скважин при отборе или закачке (в k-м уравнении) в единицах массы для эксплуатационных скважин определяется выражением

$$Q_k^3 = \frac{Q\varepsilon_k}{\sum_{i=1}^{l} M_k \varepsilon_k}, \qquad (2.57)$$

где $\varepsilon_k = \beta_k/\beta$.

Для нагнетательных скважин $Q_k^н$ — заданная величина, где ε_k — мольная доля k-го компонента в потоке.

С учетом формулы (2.57) систему (2.55) перепишем в виде

$$\operatorname{div}(kh\,\beta_k \operatorname{grad} p) + \sum_{j=1}^{w_э} Q_{i,k}^э \delta\left(x - x_j^э,\ y - y_j^э\right) +$$

$$+ \sum_{j=1}^{w_н} Q_{i,k}^н \delta\left(x - x_j^н,\ y - y_j^н\right) = \frac{\partial\left(Nz_k\right)}{\partial t} mh, \qquad (2.58)$$

$k = \overline{1, l}$;

$$\operatorname{div}(kh\,\beta \operatorname{grad} p) + \sum_{j=1}^{w_э} Q_i^э \delta\left(x - x_j^э,\ y - y_j^э\right) +$$

$$+ \sum_{j=1}^{w_н} Q_j^н \delta\left(x - x_j^н,\ y - y_j^н\right) = \frac{\partial N}{\partial t} mh, \qquad (2.59)$$

где $w_э$ и $w_н$ — число эксплуатационных и нагнетательных скважин; $x_j^н$, $y_j^н$ — координаты нагнетательных скважин; $x_j^э$, $y_j^э$ — координаты эксплуатационных скважин; $\delta(x, y)$ — дельта-функция Дирака.

Система (2.58 – 2.59) в отличие от системы (2.55) содержит $(l + 1)$ уравнение, а (3.59) получено с использованием условия нормировки состава смеси $\sum_{k=1}^{l} z_k = 1$.

Аппроксимируя систему (2.58), (2.59) в узлах прямоугольной равномерной по каждой из координат сетке системой конечно-разностных уравнений, получим:

$$k_{i+1/2,j} h_{i+1/2,j} \beta^n_{i+1/2,j,k} \frac{p_{i-1,j}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1}}{(\Delta x)^2} + k_{i-1/2,j} h_{i-1/2,j} \beta^n_{i-1/2,k} \frac{p_{i-1,j}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1}}{(\Delta x)^2} +$$

$$+ k_{i,j+1/2} h_{i,j-1/2} \beta^n_{i,j+1/2,k} \frac{p_{i,j+1}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1}}{(\Delta y)^2} + k_{i,j-1/2} h_{i,j-1/2} \beta^n_{i,j-1/2,k} \frac{p_{i,j-1}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1}}{(\Delta y)^2} +$$

$$+ Q^n_{i,j,k} = m_{i,j} h_{i,j} \left[\left(\frac{N}{p}\right)^{n+\alpha_1}_{i,j} p_{i,j}^{n+1} z_{i,j,k}^{n+1} - \left(\frac{N}{p}\right)^{n+\alpha_1}_{i,j} p_{i,j}^n z_{i,j,k}^n \right] / \Delta t,\ k = \overline{1, l}; \qquad (2.60)$$

$$k_{i+1/2,j} h_{i+1/2,j} \beta^n_{i+1/2,j} \frac{p_{i+1,j}^{n+1/2} - p_{i,j}^{n+1/2}}{(\Delta x)^2} + k_{i-1/2,j} h_{i-1/2,j} \beta^n_{i-1/2,j} \frac{p_{i-1,j}^{n+1/2} - p_{i,j}^{n+1/2}}{(\Delta x)^2} +$$

$$+ k_{i,j+1/2} h_{i,j+1/2} \beta^n_{i,j+1/2} \frac{p_{i,j+1}^n - p_{i,j}^n}{(\Delta y)^2} + k_{i,j-1/2} h_{i,j-1/2} \beta^n_{i,j-1/2} \frac{p_{i,j-1}^n - p_{i,j}^n}{(\Delta y)^2} + Q^n_{i,j} =$$

$$= 2 m_{i,j} h_{i,j} \left[\left(\frac{N}{p}\right)^{n+\alpha_2}_{i,j} p_{i,j}^{n+1/2} - \left(\frac{N}{p}\right)^{n+\alpha_1}_{i,j} p_{i,j}^n \right] / \Delta t; \qquad (2.61)$$

$$k_{i+1/2,j}h_{i+1/2,j}\beta^n_{i+1/2,j}\frac{p^{n+1/2}_{i+1,j}-p^{n+1/2}_{i,j}}{(\Delta x)^2}+k_{i-1/2,j}h_{i-1/2,j}\beta^n_{i-1/2,j}\frac{p^{n+1/2}_{i-1,j}-p^{n+1/2}_{i,j}}{(\Delta x)^2}+$$

$$+k_{i,j+1/2}h_{i,j+1/2}\beta^n_{i,j+1/2}\frac{p^{n+1}_{i,j+1}-p^{n+1}_{i,j}}{(\Delta y)^2}+k_{i,j-1/2}h_{i,j-1/2}\beta^n_{i,j-1/2}\frac{p^{n+1}_{i,j-1}-p^{n+1}_{i,j}}{(\Delta y)^2}+Q^n_{i,j}=$$

$$=2m_{i,j}h_{i,j}\left[\left(\frac{N}{p}\right)^{n+\alpha_3}_{i,j}p^{n+1}_{i,j}-\left(\frac{N}{p}\right)^{n+\alpha_2}_{i,j}p^{n+1/2}_{i,j}\right]/\Delta t. \qquad (2.62)$$

Здесь i, j — нумерация узлов по координатам x и y; k — номер компонента; n — нумерация шагов по времени; Δx, Δy, Δt — шаги по пространству и по времени; $Q^n_{i,j,k}$ — дебит закачки (отбора) для k-го компонента в данном узле; $Q^n_{i,j}$ — суммарный дебит закачки (отбора) в данном узле; $\alpha_2 - \alpha_1 = \alpha_3 - \alpha_2 = 1/2$.

Алгоритм решения системы уравнений (2.60) — (2.62) представлен на рис. 2.81 и состоит в следующем. Поле давлений находится из уравнений

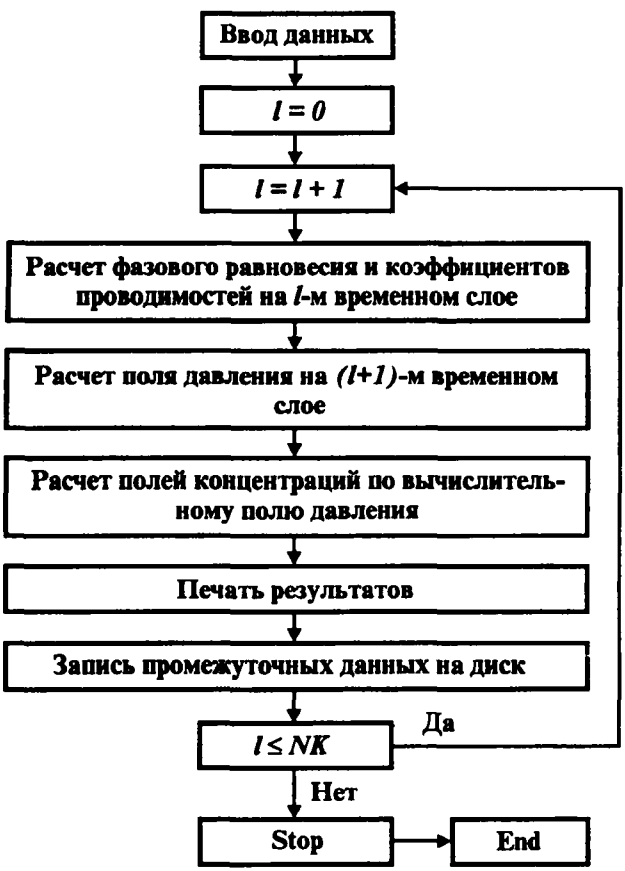


Рис. 2.81. Алгоритм расчета процесса вытеснения пластовых флюидов

(2.61), (2.62) методом переменных направлений типа Писмена – Рэчфорда. Для решения возникающих при этом систем линейных уравнений с трехдиагональной матрицей применяется метод прогонки.

Далее явным образом находятся поля концентраций из уравнения (2.60) для компонентов. При расчете фазового равновесия уравнение для определения мольной доли газовой фазы v решается методом Ньютона. Коэффициенты проводимостей в половинных узлах вычисляются на старом временном слое по правилу "против тока".

Аппроксимация по времени имеет первый порядок точности по Δt, при этом величина $\left(\frac{N}{p}\right)^{n+1/2}$ определялась при помощи аппроксимации вида

$$\left(\frac{N}{p}\right)^{n+1/2} = 1{,}5\left(\frac{N}{p}\right) - 0{,}5\left(\frac{N}{p}\right)^{n-1}.$$

Предложенная разностная схема является трехслойной, поэтому для вычислений на первом шаге необходимо применять итерационный алгоритм либо проводить расчеты на первых шагах с постепенным увеличением дебитов скважин.

Производные по времени на первом шаге аппроксимируются выражениями нулевого порядка точности:

$$\frac{\partial N}{\partial t} = \left(\frac{N}{p}\right)^0 \frac{p^1 - p^0}{\Delta t} + 0(1);$$

$$\frac{\partial N z_k}{\partial t} = \left(\frac{N}{p}\right)^0 \frac{p^1 z_k^1 - p^0 z_k^0}{\Delta t} + 0(1),$$

но погрешности аппроксимации малы, поскольку малы возмущения начального распределения p и z_k. Данный трехслойный метод первого порядка точности является неявным по давлению и явным по концентрациям, т.е. он условно устойчив по z_k, что накладывает определенные ограничения на шаг по времени и характерную величину градиента давления.

Контроль за счетом осуществляется путем проверки условий полного и покомпонентного баланса, а также проверки условия консервативности в каждом узле разностной сетки.

Использование трехслойной разностной схемы позволяет избежать итерационных процессов, что в значительной мере сокращает затраты машинного времени при численном моделировании процессов многокомпонентной фильтрации.

Рассмотрим постановку задачи применительно к условиям конкретного газодобывающего объекта.

С целью доизвлечения углеводородного сырья на текущей стадии разработки Вуктыльского ГКМ было предложено реализовать на опытном участке в районе скважин № 129 – 195 (зона УКПГ-8) один из методов активного воздействия на газоконденсатный пласт путем закачки недонасыщенной газовой фазы (сухого газа) в условиях аномально низких пластовых давлений. В такой постановке задача предложена впервые ВНИИГАЗом совместно с СеверНИПИгазом. При этом преследуются две цели. Во-первых, заменить равновесную пластовую газовую фазу, богатую промежу-

точными компонентами C_2-C_4, сухим газом (тюменский газ), практически состоящим из метана.

Во-вторых, вовлечь в процесс разработки пластовую жидкую фазу путем испарения находящихся в жидкой фазе углеводородов в прокачиваемую через пласт недонасыщенную газовую фазу, поддерживая при этом энергетическое состояние объекта. В связи с этим во ВНИИГАЗе под руководством автора выполнен комплекс теоретических и экспериментальных исследований по отработке технологических процессов воздействия на пласт Вуктыльского ГКМ в условиях аномально низких пластовых давлений (ниже давления максимальной конденсации пластовых углеводородов).

Фазовая характеристика вуктыльской пластовой смеси на текущий момент разработки месторождения близка к характеристике этой смеси при давлении максимальной конденсации: относительный объем равновесной жидкой фазы составляет 10—15 % от объема порового пространства, содержание компонентов C_{5+} в равновесной газовой фазе не превышает 50 г/м^3.

При аналитическом исследовании процесса прокачки сухого газа вуктыльскую пластовую систему, истощенную до 5 МПа, моделировали многокомпонентной смесью углеводородов с параметрами, близкими к параметрам реальной системы.

Состав сухого газа (вытесняющего агента) в исследованиях принимали соответствующим составу тюменского газа. Составы используемых в расчетах смесей, в мольных долях, %:

Компонент	N_2	C_1	C_2	C_3	*изо*-C_4	*н*-C_4	Φ_1	Φ_2	Φ_3	Сумма
Система:										
пластовая	3,150	59,16	8,6	4,91	0,93	2,0	4,39	12,46	4,40	100
тюменский газ (газ закачки)	0,49	98,89	0,35	0,19	0,03	0,05	—	—	—	100

В расчетах процесса вытеснения пластовых углеводородов сухим газом рассматривались два варианта размещения скважин на опытном участке. В первом варианте предусматривалось бурение трех нагнетательных скважин между двумя галереями действующих эксплуатационных скважин (скв. 127, 158, 195, 151, 150 и 7, 129, 130, 133), расстояние между которыми 700—1000 м. Суммарный дебит нагнетательных скважин в расчетах был принят равным 600 тыс. м^3/сут. Расстояние между нагнетательными и эксплуатационными скважинами 450—1000 м. В расчетах было принято, что опытный участок имеет прямоугольную форму и характеризуется длиной 3800 м при ширине 1800 м.

Во втором варианте предусматривалось закачку сухого газа производить через скважины 158, 195, 151 с суммарным дебитом 1,5 млн. м^3/сут; в качестве добывающих могли быть использованы скважины действующего эксплуатационного фонда (7, 129, 130, 133, 150, 127, 128). Таким образом, этот вариант не требовал дополнительных капитальных вложений в бурение нагнетательных скважин.

Закачка сухого газа позволяет замедлить темп снижения давления в зоне воздействия и обеспечивает достаточно стабильные дебиты добывающих скважин. Значительные расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами позволяют получить приемлемый коэффициент охвата пласта с практически полным вытеснением пластового газа сухим в охваченной вытеснением части пласта.

Для расчета вытеснения пластовой газовой фазы сухим газом исполь-

зовалась математическая модель двумерной двухфазной многокомпонентной фильтрации, описание которой приведено выше.

Трещиновато-пористый пласт-коллектор Вуктыльского месторождения отличается большими эффективными толщинами и высокой степенью неоднородности как по площади, так и по разрезу продуктивной толщи. В математической модели использовались усредненные данные геолого-промысловых исследований коллекторских свойств пластов опытного участка по закачке газа, представленные СеверНИПИгазом. В расчетах было принято, что пласт неоднороден по проницаемости $k = k(x, y)$ и пористости $m = m(z, y)$, причем площадная неоднородность задавалась с учетом трещиноватости коллектора. Эффективная мощность пласта выбиралась таким образом, чтобы произведение $h \cdot m$ соответствовало среднему значению этой величины, принятой при подсчете запасов газа рассматриваемого участка на основании проведенных СеверНИПИгазом геолого-промысловых исследований скважин. Значение эффективной мощности в расчетах принято постоянным и равным 190 м.

Область фильтрации имеет форму прямоугольника с числом узлов по горизонтали 38 и по вертикали 18. Таким образом, расчетная сетка (38×18) включает 684 расчетных узла, расстояние между которыми по обоим направлениям одинаково и равно 100 м. Расчетная сетка и фильтрационные параметры участка приведены на рис. 2.82. На границах области фильтрации задавалось постоянное давление, тем самым учитывалось поддержание давления в залежи за счет внедрения в нее пластовой законтурной воды. В начальный момент времени t_0 в пласте задавалось распределение давления по координатам $p = p_0(x, y)$.

Углеводородная система при заданных исходных термобарических условиях (p_0 = 5 МПа, T_0 = 62 °С) соответствовала пластовой вуктыльской ГКС при тех же условиях. Насыщенность пласта жидкой фазой по результатам расчета процесса дифференциальной конденсации получена равной 11,5 % объема пор. Массовые дебиты эксплуатационных скважин и их размещение в расчетной модели соответствовали реальным условиям

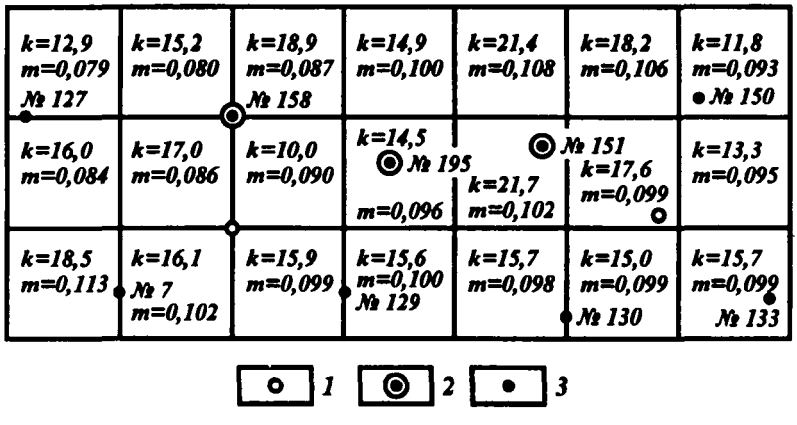


Рис. 2.82. Расчетная сетка для участка закачки сухого газа.
Нагнетательная скважина: *1* — в 1-м варианте расчета; *2* — во 2-м варианте расчета; *3* — эксплуатационная скважина; k — проницаемость, 10^{-15} м^2; m — пористость, доли объема пор

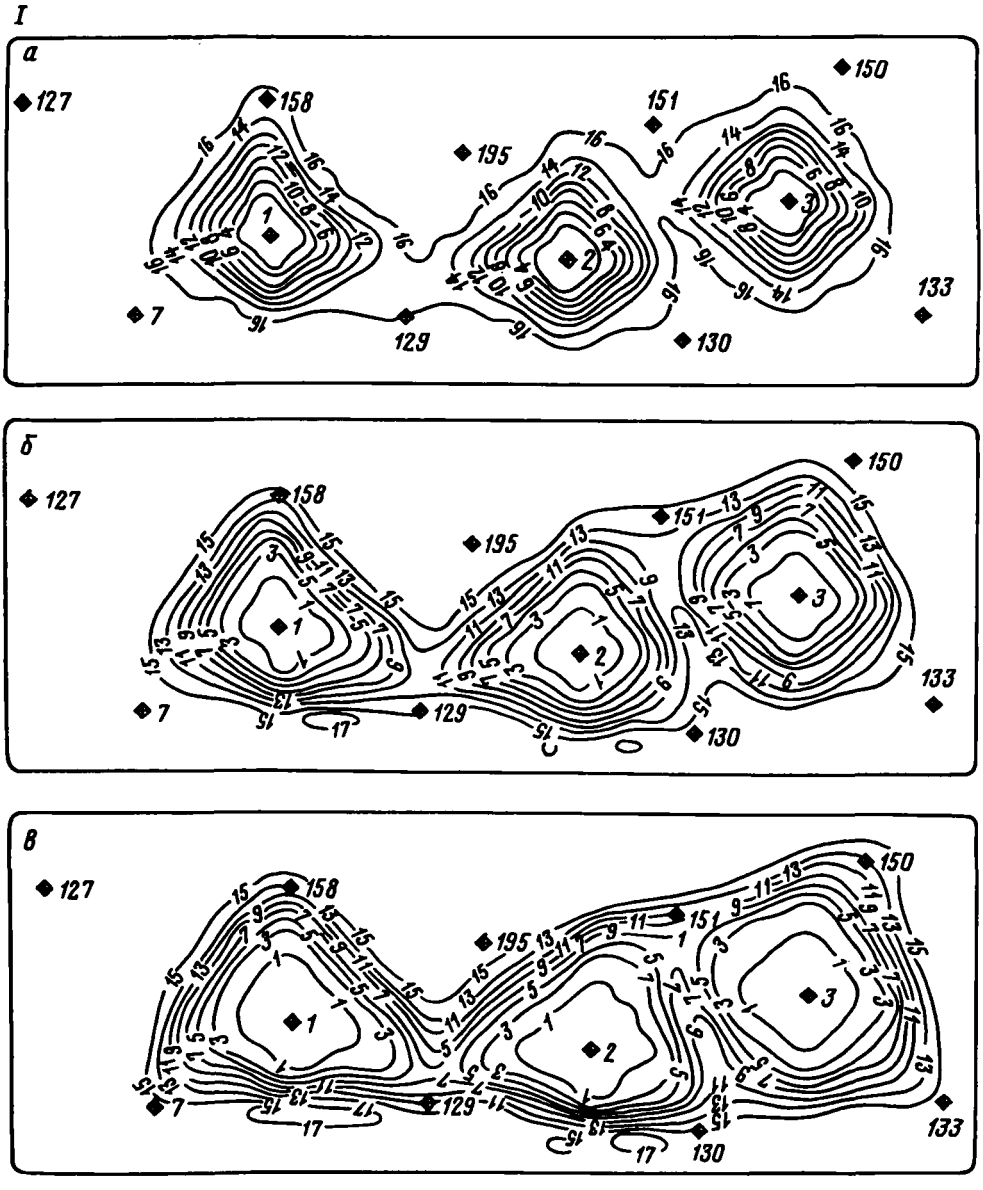
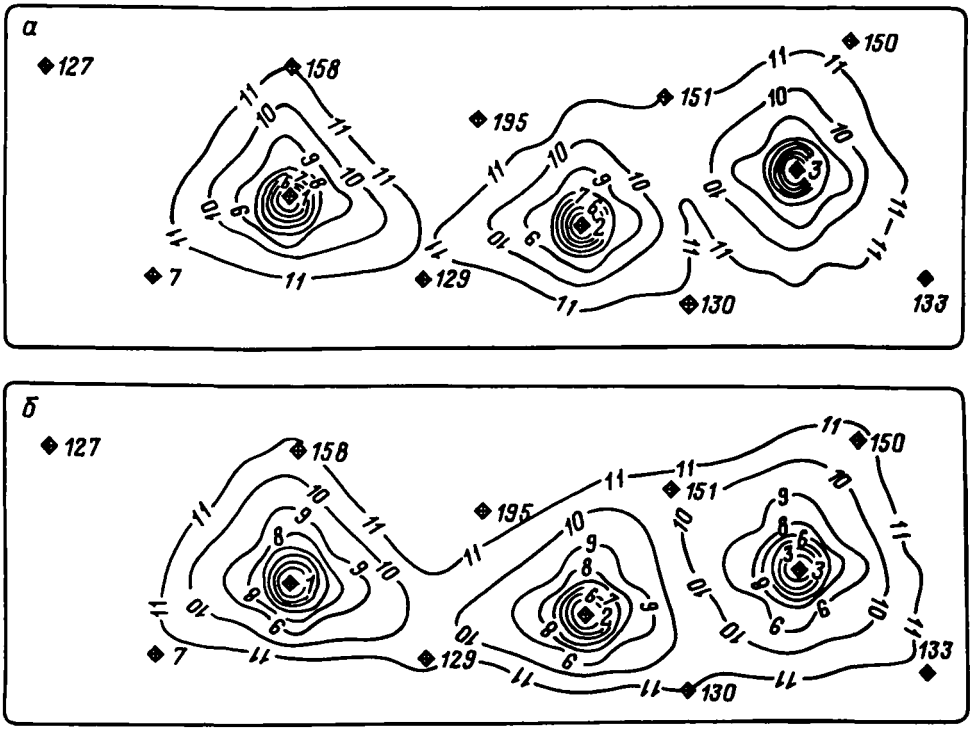


Рис. 2.83. Месторождение Вуктыл, участок закачки сухого газа, 1-й вариант расчета:
I — поля концентраций C_2-C_4 через 3 года (*а*), 6 (*б*) и 10 (*в*) лет закачки; *II* — поля насыщенностей через 6 (*а*) и 10 (*б*) лет закачки

опытного участка. Дебиты эксплуатационных скважин для двух вариантов расчета были приняты следующие:

Номер скважины	127	158	195	151	150	7	129	130	133
1-й вариант	—	218	26	257	—	—	—	—	—
2-й вариант	331	—	—	—	206	312	564	324	410

II



Таким образом, фильтрационная задача, при решении которой ставится цель найти распределение давления $p(x, y, t)$ и концентраций компонентов $C(x, y, t)$ в процессе закачки сухого газа, сводится к интегрированию дифференциальных уравнений в частных производных эллиптического типа с использованием интегрально-интерполяционного метода для построения конечно-разностного аналога с учетом начальных и граничных условий.

Результаты математического моделирования процесса вытеснения равновесной пластовой газовой фазы сухим газом применительно к условиям опытного участка Вуктыльского ГКМ при давлении $p = 5$ МПа и температуре $T = 62$ °С представлены на рис. 2.83–2.87. Динамика процесса фильтрации в ходе вытеснения пластовой газовой фазы сухим газом для 1-го и 2-го варианта размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин показана на рис. 2.83, 2.84. На этих рисунках приведены поля концентраций промежуточных углеводородов C_2-C_4 и насыщенностей жидкой фазой порового объема пласта через 3, 6 и 10 лет после начала закачки сухого газа. Из приведенных рисунков видно, что зона "осушки" в первом варианте (с тремя дополнительно пробуренными нагнетательными скважинами) меньше, чем во втором за счет различного темпа закачки вытесняющего агента. Первые три года распределение фронта вытеснения близко к

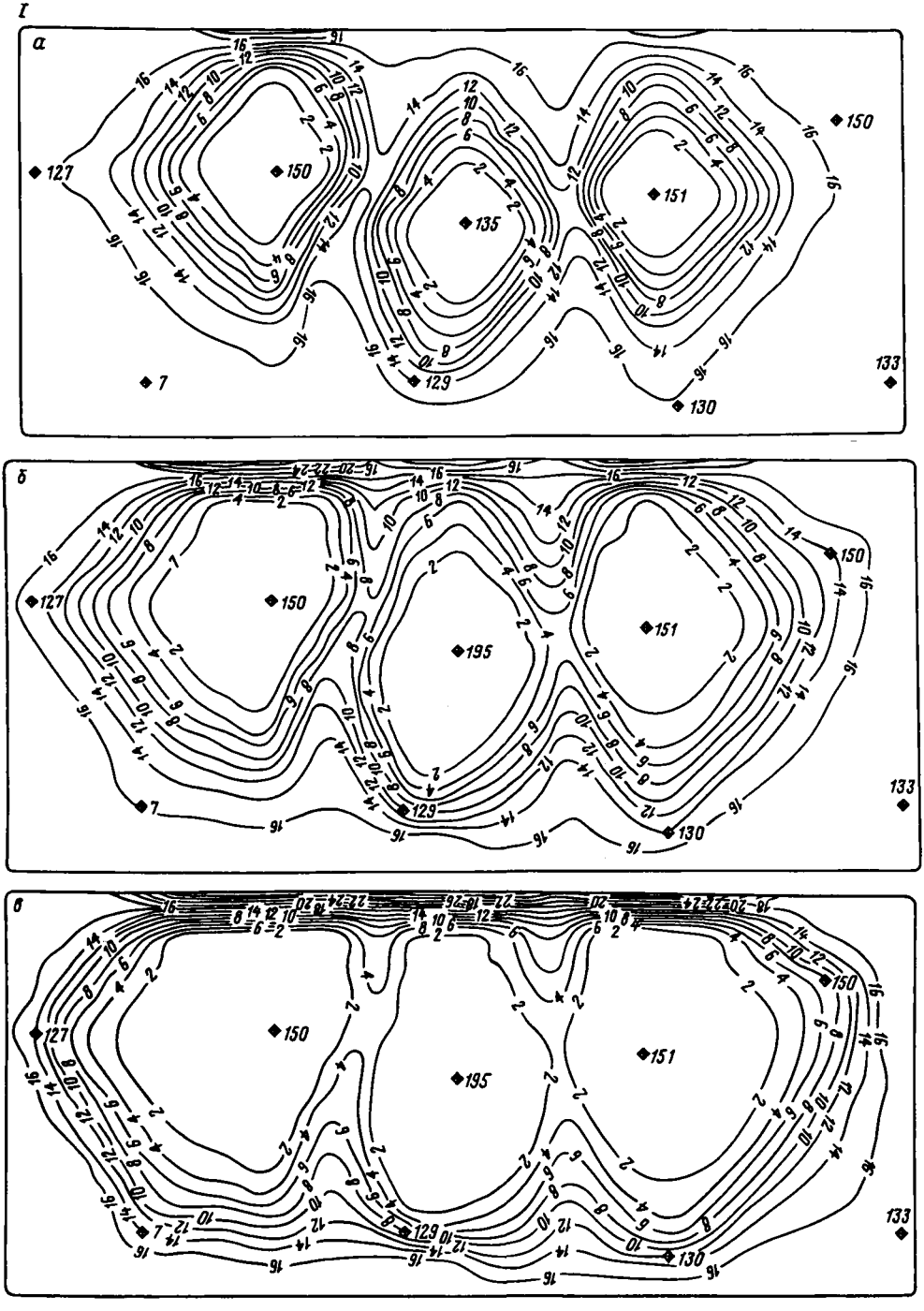
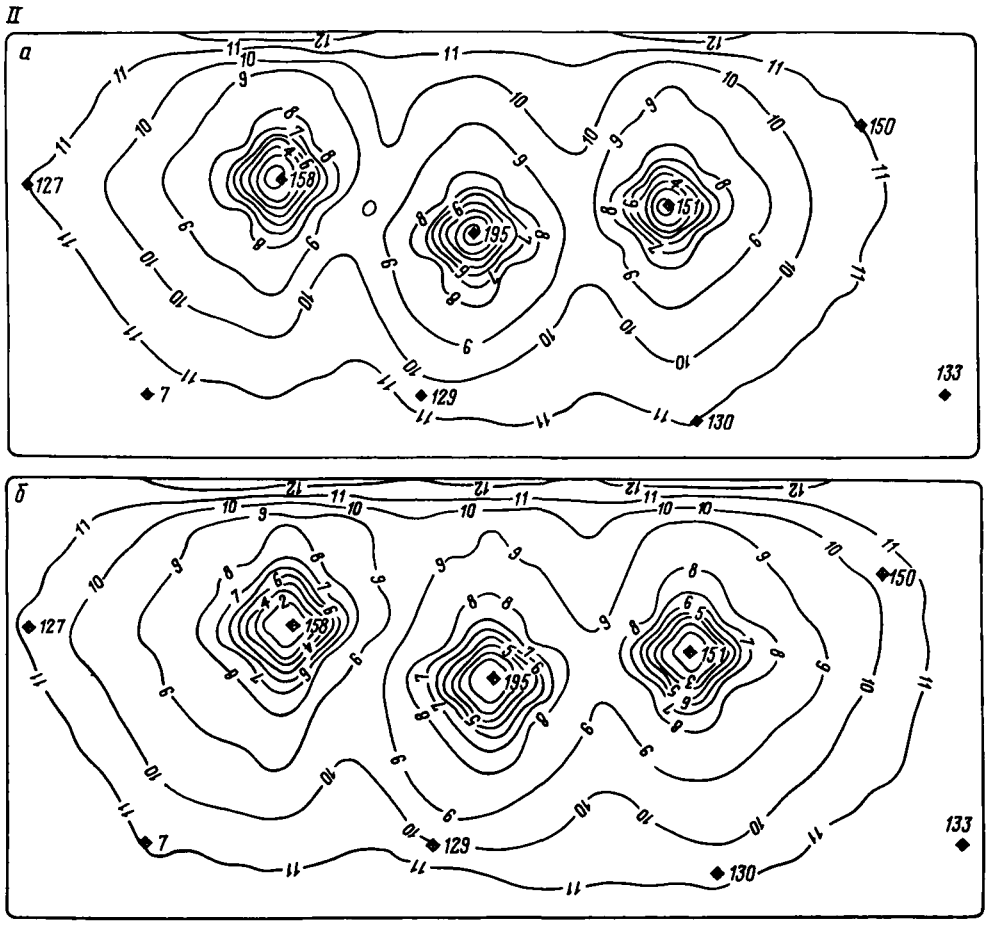


Рис. 2.84. Месторождение Вуктыл, участок закачки сухого газа, 2-й вариант расчета:
I — поля концентраций C_2-C_4 через 3 года (*а*), 6 (*б*) и 10 (*в*) лет закачки; *II* — поля насыщенностей через 6 (*а*) и 10 (*б*) лет закачки



симметричному. По мере подхода фронта вытеснения к эксплуатационным скважинам наблюдается изменение изолиний концентраций C_2-C_4, а также насыщенностей жидкой фазы. Однако зон, не охваченных вытеснением, не наблюдается. Практически слияние фронтов вытеснения во втором варианте расчета происходит на 6-й год закачки сухого газа, в первом — несколько позднее. Распределение насыщенности жидкой фазы в ходе закачки сухого газа представлено на рис. 2.83, *II* (*а*, *б*), 2.84, *II* (*а*, *б*).

Из приведенных рисунков видно, что значительное уменьшение объема жидкой фазы наблюдается вблизи нагнетательных скважин, что говорит об интенсивном массообмене компонентами газовой и жидкой фаз в призабойной зоне этих скважин. При этом в первую очередь испаряются легкие углеводороды из состава жидкой фазы, а именно, C_2-C_4. Содержание углеводородов C_{5+} в пластовой жидкой фазе в значительной мере меняется в призабойной зоне нагнетательных скважин, далее оно практически постоянно по всей площади, охваченной вытеснением. Таким образом, про-

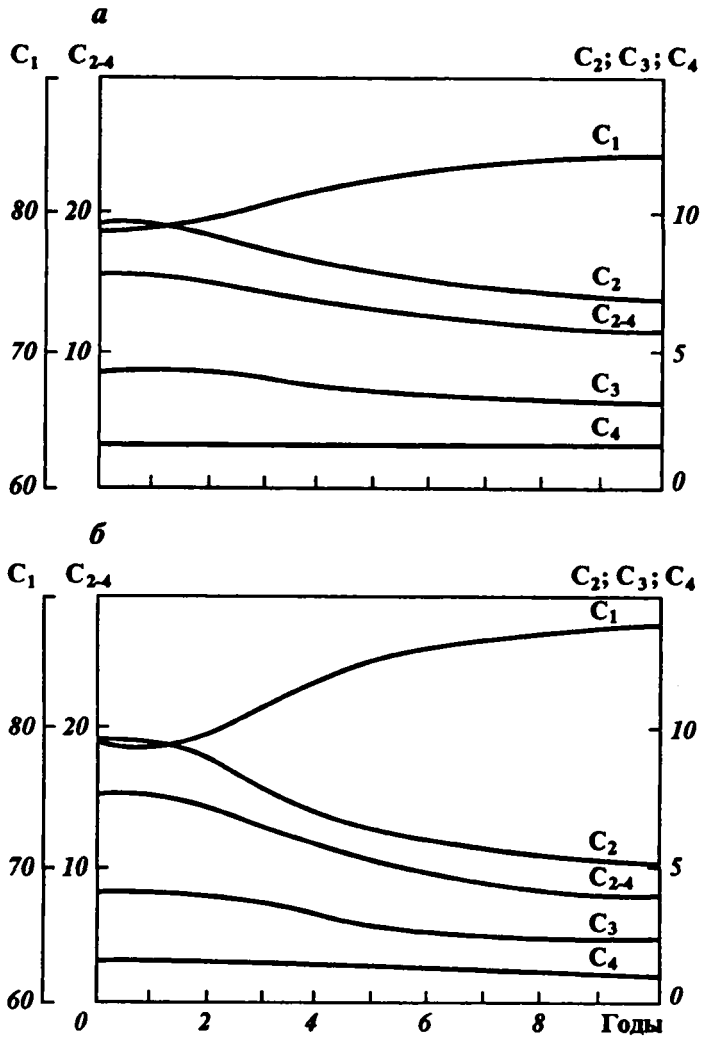


Рис. 2.85. Графики изменения концентраций углеводородов C_1, C_2, C_3, C_4, C_{2-4}, % (молярная доля) в продукции эксплуатационных скважин по годам закачки сухого газа:
а — 1-й вариант расчета, скв. 158; *б* — 2-й вариант, скв. 129

исходит осушка призабойных зон скважин, через которые поступает в пласт вытесняющий агент вследствие интенсивного испарения промежуточных компонентов, а также фракции C_{5+} в неравновесную газовую фазу, и на определенном расстоянии от зоны закачки пластовый газ вытесняется практически равновесной газовой фазой.

На рис. 2.85, *а, б* показано изменение состава продукции в ближайших к нагнетательным эксплуатационных скважинах (158 и 129) соответственно в первом и втором варианте расчета по годам закачки сухого газа. Из приведенных графиков видно, что значительное увеличение доли метана, а также снижение содержания компонентов $C_2 - C_4$ в отбираемой про-

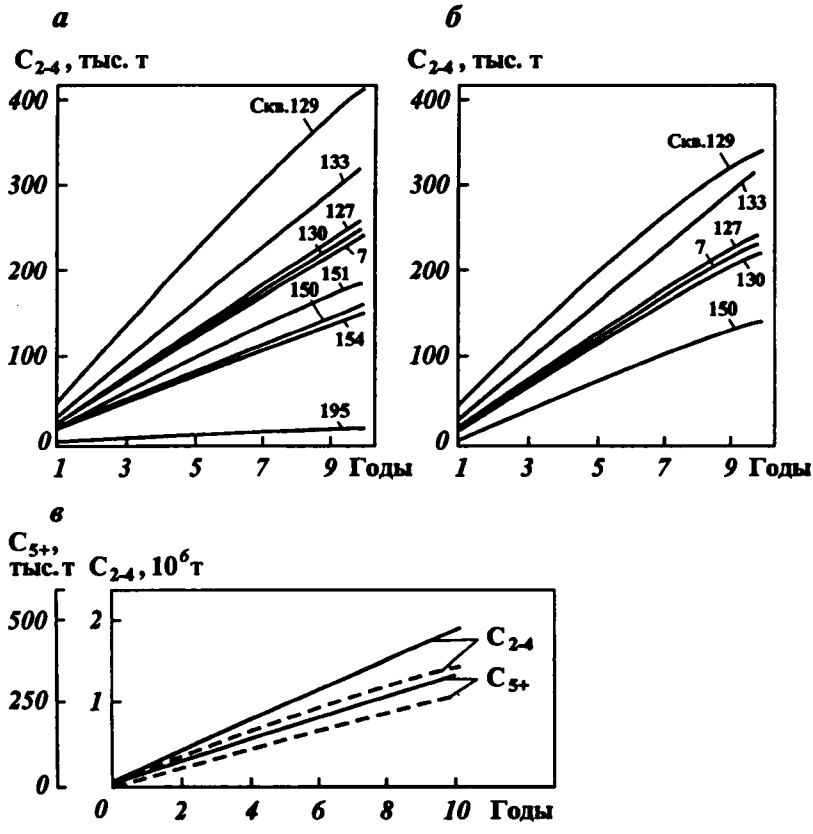


Рис. 2.86. Показатели добычи промежуточных углеводородов C_{2-4} по годам эксплуатации скважин в ходе закачки сухого газа:
а — 1-й вариант расчета; *б* — 2-й вариант; *в* — суммарная добыча (сплошная линия — 1-й вариант, штриховая — 2-й вариант)

дукции скважин происходит через 1,5 года закачки в первом варианте расчета и через 2 года во втором, что говорит о прорыве закачиваемого агента к эксплуатационным скважинам. Прорыв газа закачки к периферийным скважинам происходит значительно позднее и определяется дебитами эксплуатационных скважин, их размещением на опытном участке и неоднородностью коллекторских свойств пласта.

При прокачке сухого газа средний состав продукции добывающих скважин практически не изменяется до момента закачки газа в объеме примерно 1,5 объемов пор зоны воздействия.

Добыча промежуточных (C_2-C_4) и высококипящих (C_{5+}) углеводородов по годам эксплуатации добывающих скважин для 1-го и 2-го вариантов расчета в ходе закачки сухого газа показана на рис. 2.86, 2.87. Объемы добычи углеводородов в первом и втором вариантах расчета практически пропорциональны объемам нагнетания вытесняющего агента и изменяются линейно в ходе закачки. Объемы добычи углеводородного сырья определяются, в первую очередь, дебитами самих скважин. Максимальная добыча

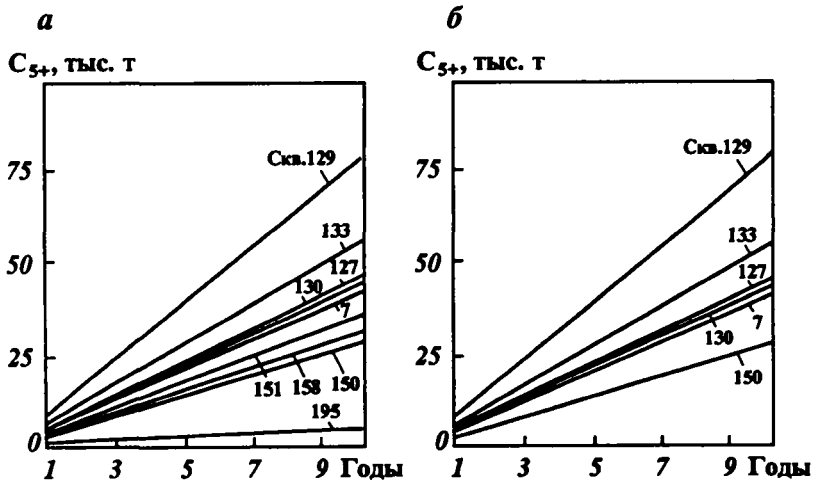


Рис. 2.87. Показатели добычи высококипящих углеводородов C_{5+} по годам эксплуатации скважин в ходе закачки сухого газа:
а — 1-й вариант расчета; *б* — 2-й вариант

углеводородов C_2-C_4 и C_{5+} наблюдается на скв. 129 в обоих вариантах расчета. Минимальные отборы этих углеводородов получены на скв. 195 в первом варианте расчета.

На рис. 2.86, *в* приведена суммарная добыча промежуточных углеводородов и фракции C_{5+} по годам закачки сухого газа. За десятилетний период добыча углеводородов C_{2-4} составит 2 млн т в первом варианте и около 1,5 млн т во втором варианте расчета. Добыча конденсата в первом варианте за этот же период закачки составит 350 тыс. т, а во втором варианте расчета — 300 тыс. т. Небольшие отличия в суммарной добыче углеводородного сырья в первом и втором варианте расчета за один и тот же период эксплуатации добывающих скважин объясняются разными коэффициентами охвата зоны воздействия. Полнота охвата зоны участка вытеснением к моменту прорыва на все добывающие скважины равна 0,5 во втором варианте и 0,8 в первом варианте расчета.

Закачка сухого газа позволяет продлить период доразработки опытного участка, сохранить в течение всего периода нагнетания значительные дебиты скважин по газу и по конденсату и существенно увеличить полноту отборов углеводородов из рассматриваемого участка пласта. Результаты математического моделирования процесса вытеснения пластовых углеводородов сухим газом позволяют определить приведенный объем закачки сухого газа на промысле. В условиях реального пласта Вуктыльского ГКМ с учетом коэффициента охвата, определяемого неоднородностью пористой среды по разрезу и по площади, а также размещением сетки эксплуатационных скважин, приведенный объем закачиваемого газа не должен превышать 1,5 объемов пор обрабатываемой зоны.

Результаты аналитического исследования процесса доизвлечения пластовых углеводородов при закачке сухого газа использованы при оценке технологических и технико-экономических показателей эксплуатации опытного участка Вуктыльского месторождения.

3

Повышение эффективности эксплуатации скважин

Автор совместно с Н.А. Гужовым, В.А. Николаевым, А.Н. Шандрыгиным исследовал причины снижения продуктивности эксплуатационных скважин при разработке газоконденсатных месторождений, используя многочисленные опубликованные данные по этой проблеме, а также собственный опыт. Итогом этой работы стало то, что предложены и нашли внедрение методы повышения продуктивности скважин. Соответствующие результаты теоретических, экспериментальных и опытно-промышленных исследований составляют содержание настоящего раздела.

3.1

Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин. Основные причины ухудшения их продуктивности

Опыт разработки газоконденсатных месторождений указывает на существенное изменение продуктивности скважин в процессе эксплуатации месторождений. В практике нефтегазодобычи понятие продуктивности скважин в общем случае включает в себя характеристику добывных возможностей скважин, связанных как с коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов, вскрытых скважиной, так и с ее техническим состоянием. Зачастую вместо этого термина используют аналогичный — производительность скважин. Более узкое понятие продуктивности скважин обычно определяют интенсивностью отбора скважиной пластовых флюидов при создании на ее забое определенных условий. В этом случае продуктивность скважин количественно характеризуется коэффициентами продуктивности, которые представляются в виде отношения дебитов скважин и соответст-

вующей им разности пластового и забойного давлений (депрессии на забое скважин) или, для газовых скважин, разности квадратов этих давлений. Несмотря на то, что в ходе эксплуатации газоконденсатных месторождений коэффициенты продуктивности скважин иногда изменяются в сторону их увеличения, в подавляющем большинстве случаев разработка месторождений сопровождается значительным уменьшением коэффициентов продуктивности. Снижение продуктивности скважин вызывает не только целый комплекс проблем при их эксплуатации, но и значительные осложнения в управлении разработкой залежей и в конечном счете снижение технико-экономических показателей этого процесса. И, наконец, уменьшение продуктивности газоконденсатных скважин зачастую является одной из основных причин их полной остановки и выбытия из эксплуатации.

3.1.1

Основные причины снижения продуктивности скважин. Понятие скин-эффекта

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов. Основными из них являются:

изменение состояния призабойных зон этих скважин (ПЗС), а именно, ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой области пласта;

осложнение в эксплуатации скважин из-за ухудшения технического состояния ствола скважин;

накопление жидкости в стволе скважины вследствие изменения фазового состояния углеводородной смеси или прорыва к скважине воды.

Проявление каждого из перечисленных факторов может быть обусловлено различными физико-химическими процессами, происходящими в пласте и в скважине. Различными оказываются и последствия от их воздействия. Наиболее значительное изменение продуктивности вызывают изменения состояния призабойных (прискважинных) зон пласта. Проблеме снижения продуктивности скважин вследствие изменения фильтрационных параметров коллектора в призабойной зоне скважин следует уделять особое внимание.

Прискважинные зоны — это особая часть пласта, не только определяющая дебиты скважин, но и во многом влияющая в целом на извлечение из залежи газа и конденсата. В зоне нескольких метров вокруг скважины возникают основные фильтрационные сопротивления при притоке к ней флюидов. Поэтому даже незначительное ухудшение фильтрационных свойств коллектора в этой зоне сопровождается существенным уменьшением продуктивности скважин. Фильтрационные процессы в прискважинной зоне осложняются проявляющимися в этой области пласта различными локальными эффектами, связанными с особенностями распределения полей давления, температуры, напряжений и насыщенности коллектора жидкостью и газом.

Изменение продуктивности скважин из-за ухудшения фильтрационных параметров прискважинной зоны пласта обычно отражается в поня-

тии скин-эффекта. Впервые оно было введено в нефтегазодобыче Van Everdingen и Hurst, которые отметили несоответствие замеряемых на скважине депрессий вычисленным их значениям. Примечательно, что Van Everdingen и Hurst использовали понятие скин-эффекта только для случая ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны пласта. Параметр скин-эффекта (скин-фактор) в случае притока жидкости к скважине они представили как

$$s = kh(\Delta p)_{\text{скин}}/(141{,}2q\mu_0 B_0), \tag{3.1}$$

где k — проницаемость пласта; h — толщина пласта; $(\Delta p)_{\text{скин}}$ — депрессия на скважине при проявлении скин-эффекта; q — дебит скважины; μ_0 — вязкость жидкости; B_0 — объемный коэффициент жидкости. Формула 3.1 представлена в системе единиц SPE и поэтому содержит переводной коэффициент 141,2.

Несколько позже Hawkins ввел понятие отрицательного скин-фактора для описания притока к скважине с улучшенными характеристиками коллектора в прискважинной зоне. Для скважины радиусом R_c, вокруг которой имеется зона радиусом $R_{\text{скин}}$ с проницаемостью $k_{\text{скин}}$, большей проницаемости пласта k, он записал скин-фактор в виде

$$s = (k/k_{\text{скин}} - 1)\ln(R_{\text{скин}}/R_c). \tag{3.2}$$

Проявление скин-эффекта в работе газовых скважин в несколько упрощенном виде можно показать с помощью уравнения установившегося притока газа к скважине. Уравнение притока газа при нелинейном двучленном законе фильтрации к скважине имеет вид

$$p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 = AQ + BQ_2, \tag{3.3}$$

где A и B — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, параметров и свойств газа. Они определяются по следующим формулам:

$$A = \lambda(\ln R_к/R_c + C_1 + C_2), \tag{3.4}$$

где

$$\lambda = \mu(p, T)Z(p, T)p_{\text{ат}}T_{\text{пл}}/(\pi k(p)hT_c);$$

$$B = \alpha(1/R_c - 1/R_к + C_3 + C_4), \tag{3.5}$$

где $\alpha = \rho_{\text{ат}}Z(p, T)p_{\text{ат}}T_{\text{пл}}/(2\pi^2 LhT_c)$.

Здесь $p_{\text{пл}}$, p_3 — пластовое и забойное давления; C_1, C_3 — коэффициенты несовершенства по степени вскрытия пласта; C_2, C_4 — коэффициенты несовершенства по степени и характеру вскрытия пласта; $\mu(p, T)$ — вязкость газа; $Z(p, T)$ — коэффициент сверхсжимаемости газа; $\rho_{\text{ат}}$ — плотность газа при атмосферном давлении; $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление; $T_{\text{пл}}$, T_c — температура пластовая и стандартная; $k(p)$ — коэффициент проницаемости пласта; h — толщина пласта; L — коэффициент макрошероховатости; $R_к$ — радиус контура.

Изменение фильтрационного сопротивления за счет скин-эффекта можно выразить в виде изменения коэффициента фильтрационного сопротивления A на величину, определяемую некоторым коэффициентом $C_{\text{скин}}$:

$$A = \lambda(\ln R_к/R_c + C_1 + C_2 + C_{\text{скин}}). \tag{3.6}$$

В несколько иной форме проявление скин-эффекта можно выразить для скважины, совершенной по степени и характеру вскрытия. В этом случае коэффициент фильтрационного сопротивления

$$A = \lambda(1/k_{\text{скин}}\ln R_{\text{скин}}/R_{\text{с}} + 1/k\ln R_{\text{к}}/R_{\text{скин}}), \qquad (3.7)$$

где $k_{\text{скин}}$, k — коэффициенты проницаемости коллектора в зоне вокруг скважины с измененными фильтрационными свойствами (т.е. в зоне проявления скин-эффекта) и по всему пласту в целом; $R_{\text{скин}}$ — радиус зоны с измененными фильтрационными свойствами.

Как правило, значения скин-фактора превышают единицу и могут достигать больших значений (до десятков и сотен единиц). Как видно из уравнений (3.1)—(3.7), ухудшение фильтрационных свойств коллектора в узкой зоне вокруг скважины, вызывающее изменение проницаемости, может оказать существенное влияние на продуктивность скважины. Для иллюстрации на рис. 3.1 представлена относительная продуктивность скважины в случае существования у забоя скважины зоны с ухудшенными фильтрационными свойствами (зоны поражения) различного радиуса и с различными соотношениями проницаемости в этой зоне и средней по пласту проницаемости. Относительная продуктивность рассматривалась как соотношение продуктивности скважины в двух случаях: при наличии у ее забоя зоны поражения и без нее. Как видно из рис. 3.1, уменьшение проницаемости в 10 раз в зоне всего нескольких десятков сантиметров вокруг скважины приводит к уменьшению продуктивности в 2—3 раза, а уменьшение проницаемости в той же зоне в 100 раз вызывает снижение продуктивности уже на порядок и более.

Ухудшение фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне скважин может происходить за счет снижения как абсолютной, так и относительной фазовой проницаемости коллектора. Абсолютная проницаемость коллектора в прискважинной зоне пласта может уменьшаться за счет закупоривания порового пространства глинистым раствором и его фильтратом, а также частицами других веществ, осаждающихся у забоя скважин. Уменьшение абсолютной проницаемости коллектора связано также с различными деформационными процессами и разрушением породы.

Существует несколько причин уменьшения относительной фазовой проницаемости коллектора в призабойной зоне скважин для фильтрую-

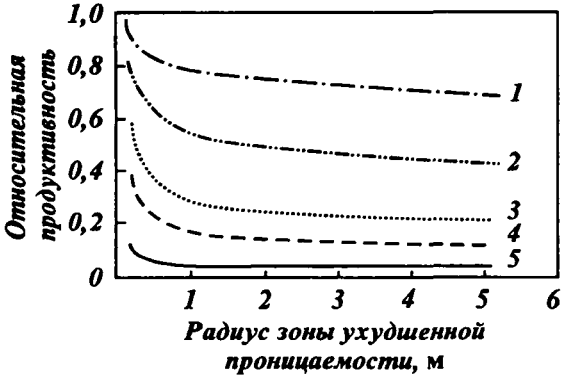


Рис. 3.1. Значения относительной продуктивности скважины при различных радиусах зоны с ухудшенными фильтрационными свойствами и разном соотношении проницаемостей в зонах.
Соотношение проницаемостей: *1* — 0,50; *2* — 0,25; *3* — 0,10; *4* — 0,05; *5* — 0,01

щихся жидкостей и газов. Изменение фазовой проницаемости для газа и углеводородной жидкости (конденсата) происходит за счет увеличения водонасыщенности коллектора вследствие проникновения фильтрата бурового раствора и обводнения пласта. Немаловажное влияние на фазовые проницаемости коллектора оказывает изменение характеристик смачивания породы под действием инфильтрата бурового раствора (как на водной, так и на углеводородной основе), а также адсорбция смол и асфальтенов из фильтрующейся газоконденсатной (нефтегазоконденсатной) смеси. Все эти причины изменения фазовой проницаемости коллектора так или иначе входят в понятие скин-эффекта. В то же время основной фактор уменьшения фазовой проницаемости коллектора у забоя газоконденсатной скважины, каким является накопление в этой зоне ретроградного конденсата, как правило, не включается в определение одной из составляющих скин-эффекта. Как показывают результаты многочисленных исследований, накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин может явиться фактором, вполне сопоставимым по воздействию на продуктивность скважин с другими факторами, обусловливающими скин-эффект. Поэтому проблеме влияния процесса накопления ретроградного конденсата на продуктивность газоконденсатных скважин следует уделять не меньшее внимание, чем другим формам ухудшения фильтрационных свойств пласта у забоя скважин. Более того, из-за многообразия проявления процессов, происходящих в призабойных зонах газоконденсатных скважин, очень важна детальная оценка причин ухудшения их продуктивности. Среди факторов, определяющих продуктивность скважин, особую роль, несомненно, играет состояние прискважинных зон пласта.

3.1.2

Строение прискважинных зон пласта. Ухудшение фильтрационных свойств коллектора в прискважинной зоне пласта

Изменение физических свойств пласта в прискважинной зоне определяется как свойствами пластовой системы, так и технологическими возмущениями, вносимыми в пласт в процессе сооружения скважины и ее эксплуатации. В подавляющем большинстве работ по изучению продуктивности скважин ухудшение фильтрационных свойств прискважинной зоны пласта связывается с поражением ее глинистым раствором. Это обусловлено тем, что традиционные технологии вскрытия пластов бурением предусматривают создание давления в скважине, превышающего пластовое. Чаще всего при бурении используются промывочные жидкости на водной основе, и, в частности, преимущественное применение получили глинистые растворы. Глинистый раствор представляет собой полидисперсную систему, дисперсной фазой которой являются глина и частицы выбуренных горных пород. Внедрение глинистого раствора в пласт-коллектор происходит в ходе бурения скважины под действием репрессии на него. При этом возникают сложные многофазные многокомпонентные фильтрационные течения с компонентным разделением глинистого раствора по пространству прискважинной зоны. В результате у забоя скважины возникают несколько зон

с различными физическими свойствами и характером насыщения породы флюидами. Практически все эти зоны сохраняются в разрезе прискважинной зоны (рис. 3.2) после завершения бурения скважины, спуска обсадной колонны, цементирования и перфорации.

За обсадной колонной *1* и цементным кольцом *2* (см. рис. 3.2) сохраняется глинистая корка *3*, образовавшаяся в результате задержки части дисперсной фазы. Другая часть дисперсной фазы, отфильтровавшаяся в прискважинную область, образует зону кольматации *4*. Далее следует промытая зона *5*, появившаяся в процессе вытеснения газа (газоконденсатной смеси) фильтратом глинистого раствора. Еще одна зона — зона проникновения *5* (зона внедрения фильтрата глинистого раствора), как правило, расформировывается после обсадки скважины.

В числе причин ухудшения абсолютной проницаемости в призабойной зоне при проникновении в нее бурового раствора могут быть: механическое загрязнение ПЗС, а также физико-литологические, физико-химические, термохимические причины. Механические загрязнения ПЗС вызываются загрязнением пористой среды ПЗС твердой фазой буровой или промывочной жидкости (закупоркой пор частицами), обогащением ПЗС коллоидно-дисперсной системой за счет кольматажа и суффозией при вращательно-поступательном движении фильтрата и пластового флюида в процессе бурения, а также кольматацией минеральных частиц, которые приносятся жидкостью из отдаленных зон пласта. Из физико-литологических факторов ухудшения проницаемости ПЗС основным является действие воды на цемент и скелет породы и взаимодействие ее с пластовой водой. Ухудшение проницаемости при этом может происходить при контакте

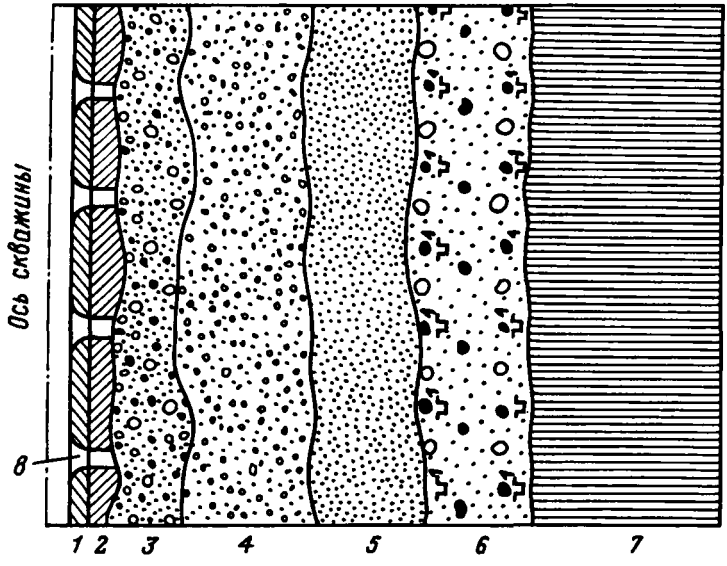


Рис. 3.2. Упрощенная схема строения прискважинной зоны:
1 — обсадная колонна скважины; *2* — цементное кольцо; *3* — глинистая корка; *4* — зона кольматации; *5* — промытая зона; *6* — зона проникновения; *7* — пласт-коллектор; *8* — перфорационные отверстия

пресной воды с некоторыми минералами с их разрушением или набуханием глинистых составляющих и закрытием за счет этого фильтрационных каналов, а также вследствие переотложения солей кальция, магния, железа и выпадения их из высокоминерализованных вод. К физико-химической группе причин ухудшения проницаемости ПЗП относятся: увеличение водонасыщенности и образование "блокирующей" преграды фильтрации нефти и газа за счет разницы поверхностных натяжений с пластовыми флюидами; возникновение капиллярного давления, которое появляется при проникновении фильтрата в породу. Основной термохимической причиной ухудшения проницаемости у забоя скважин в газоконденсатных пластах является отложение парафина на скелете породы.

Степень поражения призабойной зоны пласта зависит от размеров зон кольматации и проникновения промывочной жидкости и состояния в них коллектора. Процесс фильтрации промывочной жидкости и размеры зон кольматации и проникновения, в свою очередь, определяются прежде всего состоянием и свойствами глинистой корки. От скорости фильтрации через нее зависят размеры и водонасыщение зоны проникновения, от фильтрующей способности — параметры и режимы образования зоны кольматации.

Глинистая корка

Глинистая корка образуется в результате разделения твердой и жидкой фаз промывочной жидкости в процессе ее фильтрации. Формирование глинистой корки протекает, в зависимости от соотношения характерных размеров частиц и размеров пор, с преобладанием проникновения твердых частиц в поры коллектора или без заметного их проникновения. В первом случае наряду с зоной глинистой корки образуется зона кольматации. Во втором случае формируется только глинистая корка. Размеры глинистой корки колеблются от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

Проблема образования и переформирования глинистых корок широко исследовалась как теоретически, так и экспериментально многими авторами. Согласно существующим представлениям, глинистые корки являются сложной многокомпонентной системой, состоящей в общем случае из твердых частиц различной природы, формы и размеров, жидкой фазы разного состава и пузырьков газа. Физические свойства глинистых корок претерпевают существенные изменения при изменении технологических условий их образования.

Плотность корки может меняться по различным законам, возрастая по направлению фильтрации. Многие исследователи отмечают изменения пористости, прочности, напряжения на сдвиг и других технологических показателей по толщине корки. Типичные буровые растворы формируют корку с характерной ячеистой структурой. При этом исходный необработанный буровой раствор образует корку, в которой частицы ориентированы по направлению фильтрации, а внутрипоровое пространство характеризуется высокой степенью однородности с преобладанием в структуре скелета корки частиц определенного размера. Микроструктура глинистой корки существенным образом зависит от химической обработки исходной промывочной жидкости. Добавками к исходному раствору различных химических реагентов можно добиться укрупнения частиц в агрегаты с увеличением их размеров и усложнением структуры внутрипорового прост-

ранства или преобразовать структуру корки в виде образования пучков из иголочек с высокой пористостью и ориентацией пучков по направлению фильтрации и т.д.

Основной формой преобразования глинистой корки, в значительной мере определяющей ее структурные и фильтрационные свойства, является ее фильтрационное уплотнение. Твердые частицы в глинистой корке находятся под воздействием внешних и внутренних сил, взаимодействуют с окружающей их гидратной оболочкой и между собой. К внешним энергетическим полям, воздействующим на частицы корки, относятся поля, возбуждаемые внешней нагрузкой (перепад давлений, гравитационные силы). Внутренние поля возбуждаются взаимодействием между частицами. К ним относятся: силы химической природы, молекулярные, ионно-электростатические, капиллярные и магнитные. Силы взаимодействия между частицами формируют связи между ними и их агрегатами. Структуры, подобные структурам глинистых корок, относятся к классу коагуляционных, и поэтому закономерности деформации этих структур зависят от характера контактных взаимодействий и разделяются на структуры с ближними и дальними коагуляционными контактами. Отличительная черта уплотнения осадков с ближней коагуляционной структурой — преобладание чисто фильтрационной стадии уплотнения. Основным физико-химическим фактором, контролирующим уплотнение, является взаимодействие диффузных слоев глинистых частиц, противостоящее внешней нагрузке. В процессе уплотнения идет перестройка микростроения, направленная на повышение степени ориентированности структурных элементов в направлении фильтрации; при этом уменьшаются размеры пор, снижаются пористость и проницаемость среды. В процессе структурной перестройки происходит разрушение крупных внутрипоровых образований и постепенный поворот микроагрегатов частиц, с ориентацией удлиненных осей микроагрегатов в направлении, перпендикулярном фильтрации. Это приводит к уплотнению структуры, повышению степени ориентации структурных элементов и формированию характерных микроструктур глинистой корки.

Фильтрация через глинистую корку контролируется изменениями проницаемости и закономерностями распределения эффективных напряжений по толщине корки, а также зависит от состава и свойств промывочной жидкости. Водоотдача через корку нелинейно зависит от перепадов давления через корку, и максимальная водоотдача существует при так называемом критическом значении перепада давлений.

Зона кольматации

Зона кольматации представляет собой часть прискважинной области пласта, в которую проникают коллоидная и тонкодисперсная фазы бурового раствора в результате кольматации, т.е. процесса заполнения внутрипорового пространства дисперсной фазой промывочной жидкости. Размеры зоны кольматации колеблются в более широких пределах, чем размеры глинистой корки; глубина зоны в гранулярных коллекторах достигает 12—16 мм.

Вопросам изучения кольматации пористых сред посвящено большое количество исследований. Однако до настоящего времени не существует единой точки зрения на механизм этого процесса. Считается, что процесс кольматации коллекторов в условиях буровых скважин либо вообще не-

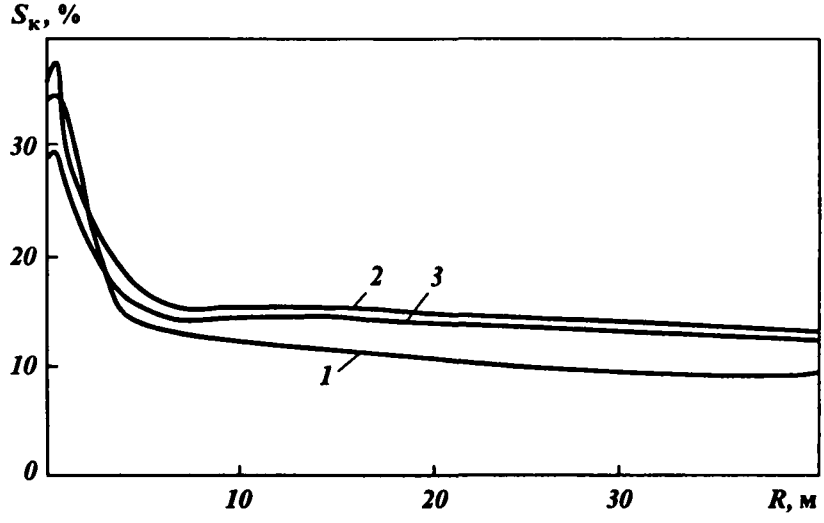


Рис. 3.32. Динамика профиля насыщенности коллектора конденсатом в призабойной зоне скважины после ее остановки при пластовом давлении, МПа:
1 — 28; *2* — 20; *3* — 10

зывает изменений в профиле насыщенности коллектора конденсатом. Так, в расчетах профили насыщенности призабойной зоны скважины сразу после остановки и через 1 мес выдержки скважины при том же пластовом давлении практически не различались. Более того, лишь некоторое изменение в распределении конденсата у забоя скважины влечет последующее простаивание скважины при понижении давления в ее окрестности. Как видно из того же рис. 3.32, последующее понижение пластового давления в районе скважины от 28 до 10 МПа вызывает понижение максимальных значений насыщенности от 0,38 до 0,29. При этом размеры зоны повышенной насыщенности коллектора практически не изменяются. Несколько повышаются средние по пласту значения конденсатонасыщенности в соответствии с дифференциальной конденсацией пластовой углеводородной системы.

Представленные результаты можно объяснить следующим образом. При накоплении ретроградного конденсата у забоя скважины компонентный состав накапливающейся жидкости подстраивается под состав пластового газа (в термобарических условиях призабойной зоны). В результате этого компонентный состав жидкости у забоя скважины в значительной мере отличается от его состава при дифференциальной конденсации. После остановки скважины и понижения в ее окрестности пластового давления происходит отток газа от скважины за счет его расширения. При этом наблюдается равновесие газовой фазы и ретроградной жидкости у забоя скважины. В результате составы газовой фазы (в случае пренебрежения молекулярной диффузией) и жидкости отличаются от состава фаз в пласте для данного уровня пластового давления. Естественно, что в этих условиях молекулярная диффузия явится основным фактором, ведущим к расформированию зоны повышенной насыщенности жидкостью вокруг скважины.

кольматанта. Эти поры представляют собой часть порового пространства, куда не проник кольматант. Количество проникших частиц постепенно уменьшается в направлении фильтрации, и поэтому выделить четкую границу зоны кольматации не удается.

Динамику образования зоны кольматации обычно представляют следующим образом. При вскрытии пластов бурением частицы дисперсной фазы раствора вместе с фильтратом внедряются в поры коллектора. Наиболее крупные частицы задерживаются на стенке скважины и образуют глинистую корку, в то время как переносимые с фильтратом в пласт механически задерживаются в местах сужений пор (так называемых горлышек) и тупиковых порах. В процессе роста и уплотнения глинистой корки количество пор минимального диаметра возрастает, и через нее проходят частицы все меньших размеров. Одновременно уменьшается общее количество проходящих частиц из-за снижения скорости фильтрации. В результате в процессе фильтрации доля частиц с минимальными размерами возрастает, и эти частицы свободно уносятся потоком фильтрата через сужения пор, но застревают в зонах скопления частиц крупного и среднего размера. При снижении скорости фильтрации за счет физико-химического взаимодействия частиц и агрегатов частиц происходит осаждение самых мелких частиц — коллоидной фракции на стенках пор. Интенсивность процесса накопления частиц затухает во времени и по мере продвижения их в глубь пласта. Образовавшийся осадок состоит из частиц различного размера, но средний размер частиц уменьшается по мере продвижения в глубь пласта.

Промытая зона и зоны проникновения

Инфильтрация бурового раствора приводит к формированию зоны проникновения, которую зачастую разбивают на две зоны: зону замещения (переходная зона), в которой происходит двухфазная фильтрация пластового флюида и фильтрата бурового раствора, и промытую зону, где процесс вытеснения уже завершен. Под промытой зоной понимают часть пласта, характеризующуюся неизменяющимся водонефтегазонасыщением пород при фильтрации в пласт раствора (с этой точки зрения промытая зона может наблюдаться только в коллекторах с высокими фильтрационно-емкостными свойствами). Зоной проникновения считают часть пласта, где произошли изменения флюидонасыщения вследствие проникновения фильтрата раствора под действием гидродинамических и капиллярных сил.

Общепринятой в промыслово-геофизической литературе является точка зрения, что при формировании зоны проникновения поступление промывочной жидкости в пласт происходит в два этапа: непосредственно в процессе вскрытия пластов бурением и после разбуривания пласта. Еще одной особенностью формирования зоны проникновения, согласно мнению некоторых исследователей, является возникновение зоны внутренней глинизации (вследствие глинизирования коллектора в прискважинной зоне промывочной жидкостью), которая по своим свойствам отличается от зоны кольматации. Это различие в свойствах зон связано, по мнению А.А. Мовсумова и А.Х. Мирзаджанзаде, с явлениями ухода глинистого раствора в пласты при развитой в них трещиноватости и кавернозности.

Формирование зоны проникновения происходит при локальном вытеснении газа и газоконденсатной смеси фильтратом глинистого раствора

и протекает в условиях нестационарной двухфазной (или многофазной) фильтрации с активным проявлением капиллярных сил. Особое влияние на формирование зоны проникновения оказывают капиллярные силы. Несмотря на многочисленный объем исследований, к настоящему времени еще не сформировались окончательные выводы о соотношении действия капиллярных и гидродинамических сил на различных этапах формирования зоны проникновения. Характерной чертой вытеснения пластовых флюидов фильтратом является то, что, строго говоря, вытеснение происходит при различных режимах в области, размеры которой соизмеримы с размерами радиуса скважины. Капиллярные силы влияют на характер распределения фаз в поровом пространстве, а соотношение капиллярных и внешних гидродинамических сил определяет условия вытеснения пластовых флюидов и соответственно значения остаточной их насыщенности. В зависимости от характера проявления капиллярных сил возможны различные механизмы образования остаточного (защемленного) пластового флюида в зоне, занятой инфильтратом бурового раствора. Общепринято мнение, что образование зоны проникновения происходит в условиях капиллярно-напорного и так называемого "автомодельного" режимов вытеснения и характер распределения фаз определяется действием как капиллярных, так и гидродинамических сил. Гидродинамические силы характеризуют распределение давлений в системе "скважина — глинистая корка — зона кольматации — зона проникновения — пласт". Именно ими первоначально контролируется вытеснение в зоне проникновения. В процессе роста и уплотнения глинистой корки, образования зоны кольматации и увеличения размеров зоны проникновения градиент гидродинамического давления уменьшается. Это приводит к возрастанию влияния капиллярных сил на распределение фаз при фильтрации. Определенное действие на процесс могут оказывать также и гравитационные силы, создавая за счет разности плотностей фаз в элементарном микрообъеме прискважинных зон дополнительный перепад давлений. При малых градиентах гидродинамического давления распределение фаз в процессе вытеснения полностью контролируется действием капиллярных сил и режимы вытеснения являются чисто капиллярными. Смачивающая фаза внедряется в поры под действием капиллярного перепада. Таким образом, капиллярный режим вытеснения проявляется, как правило, только в конце формирования зоны проникновения и характерен в основном для периода ее расформирования.

Согласно исследованиям ряда авторов, переход с одного режима фильтрации бурового раствора на другой отражается в характерных изменениях насыщенности флюидов. Так, по мнению Н.Н. Михайлова, полное вытеснение газа в промытой зоне показывает, что режим вытеснения является автомодельным относительно условий вытеснения. Переход автомодельного режима вытеснения в капиллярно-напорный сопровождается уменьшением коэффициента подвижного водонасыщения в промытой зоне (соответствует началу стадии расформирования зоны проникновения). При смене капиллярно-напорного режима вытеснения на капиллярный (окончание этапа формирования зоны проникновения и начало ее расформирования) продолжается дальнейшее уменьшение коэффициента подвижного водонасыщения с образованием четкого фронта проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт (как и на стадии формирования зоны) под действием капиллярной пропитки.

На динамику вытеснения пластовых флюидов фильтратом глинистого

раствора в значительной мере влияют параметры глинистой корки и зоны кольматации. Общие закономерности влияния этих параметров на распределение насыщенности в зоне проникновения были установлены М.К. Полшковым и И.Г. Ярмаховым, а также описаны в работе Holditch S.A. Этими исследователями отмечалось возрастание доли капиллярно-защемленного газа в промытой зоне пласта с уменьшением проницаемости глинистой корки и зоны кольматации.

Состояние фильтрационных свойств коллектора в прискважинной зоне пласта в значительной мере определяется не только процессами формирования зоны проникновения, но и условиями ее расформирования. Именно на стадии расформирования зоны проникновения устанавливается определенное распределение флюидонасыщения коллектора в этой области пласта. Основные процессы, определяющие расформирование зоны проникновения, — капиллярная пропитка, диффузия и гравитационное перераспределение фаз, а также гидродинамическое (газодинамическое) давление, создаваемое в ходе отбора пластовых флюидов из скважины. Известно, что коэффициент капиллярной пропитки практически никогда не превышает 10^{-4} м^2/с, коэффициент диффузии углеводородных газов в воде составляет около 10^{-9} м^2/с, а максимальная скорость гравитационного перемещения воды в самых благоприятных условиях не превышает 0,1—0,2 м/год. Поэтому следует ожидать, что процессы диффузии, гравитации и капиллярной пропитки не могут восстанавливать те изменения свойств коллекторов, которые произошли за счет внедрения в него фильтрата промывочной жидкости. Определенное восстановление исходных фильтрационных свойств коллектора происходит за счет фильтрации газа в скважину. Результаты теоретических и экспериментальных исследований показывают, что время расформирования зоны проникновения (время, по истечении которого стабилизируется приток газа) под действием перепада гидродинамического давления прямо пропорционально вязкости фильтрата раствора, квадрату глубины его проникновения и обратно пропорционально проницаемости и перепаду давления (депрессии на пласт).

При определенных условиях для полного расформирования зоны проникновения могут потребоваться очень большие градиенты давления, создать которые в пласте даже у забоя скважины достаточно тяжело. Согласно результатам экспериментальных исследований на кернах месторождений Днепровско-Донецкой впадины, для низкопроницаемых низкопористых терригенных коллекторов можно выделить два режима расформирования зоны проникновения. Первый из них соответствует граничным значениям пористости от 5 % и проницаемости от $0{,}1 \cdot 10^{-15}$ м^2 и более, второй — меньшим по значениям фильтрационно-емкостным параметрам. Эти режимы различаются по необходимым значениям минимального градиента давления для реализации процесса расформирования этой зоны и характеру протекания процесса расформирования. Для первого режима градиенты давления составляют 3—5 МПа/м и слабо зависят от пористости и проницаемости. Второй режим расформирования характеризуется более высокими градиентами давления (5—200 МПа/м). Таким образом, в коллекторах с пористостью более 5 % и проницаемостью выше $0{,}1 \cdot 10^{-15}$ м^2 расформирование зоны проникновения осуществляется сравнительно легко, тогда как для пород с меньшими параметрами оно будет определяться условиями вскрытия и освоения пласта (глубина проникновения фильтрата, репрессия, депрессия). Даже при гидроразрыве пласта в призабойной зоне

создаются градиенты давления около 10 МПа/м. Поэтому в низкопроницаемых коллекторах расформирование зоны проникновения может оказаться вообще невозможным из-за недостаточного градиента давления (по техническим причинам), и газонасыщенный пласт после его вскрытия будет интерпретироваться как непродуктивный.

3.1.3

Снижение продуктивности скважин из-за ухудшения фильтрационных свойств коллектора в прискважинной зоне пласта

Ухудшение фильтрационных свойств коллектора у забоя скважин вследствие образования зон кольматации и проникновения и инфильтрации водяной фазы в пласт приводит к снижению продуктивности скважин, основные причины которого заключаются в уменьшении абсолютной и относительных проницаемостей (для углеводородных фаз — газа и конденсата) коллектора, а также изменении характера смачиваемости пласта из-за наличия в фильтратах активных компонентов.

Изменение продуктивности скважин вследствие защемления водяной фазы

Инфильтрация воды в прискважинную зону пласта с защемлением ее в коллекторе (при использовании раствора на водяной основе) зачастую вызывает основное увеличение скин-эффекта по скважине. Как правило, проникновение водяной фазы в газонасыщенные области газовых и газоконденсатных пластов приводит к гораздо большему сокращению относительной проницаемости коллектора для углеводородной фазы, чем это отмечается в нефтяных залежах. Данное явление объясняется тем, что одной из особенностей коллекторов многих газовых и газоконденсатных залежей, согласно данным ряда исследователей (D.B. Bennion, R.F. Bietz, M.P. Cimolai, Elmworth, D.L. Katz, C.L. Lundy, J.A. Masters, F.B. Thomas), является аномально низкая начальная его водонасыщенность, значительно более низкая, чем насыщенность связанной водой, присущая этому коллектору.

Ярким примером таких залежей является залежь Michigan Reef Gas Reservoir (США), начальная водонасыщенность коллекторов которой близка к нулю. Очень низкая начальная водонасыщенность (5 — 7 %) характерна для многих терригенных пластов газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири, Поволжья (Россия). Более низкая, чем насыщенность связанной водой, начальная водонасыщенность отмечалась также на многих месторождениях США и Канады. К примеру, для песчаного коллектора газовой залежи Paddy "A" в Deep Basin Area (провинция Альберта, Канада) отмечалась начальная водонасыщенность 10 — 25 % при насыщенности связанной водой (согласно данным замеров на кернах) около 40 %. Начальная насыщенность, равная 20 %, наблюдалась в песчаных отложениях Cadomin formation в Deep Basin Area при значениях насыщенно-

сти связанной водой до 50 %. Аномально низкие значения начальной водонасыщенности характерны для гидрофобных карбонатных коллекторов и песчаников.

Известно, что насыщенность связанной водой определяется капиллярными механизмами и зависит от морфологии коллектора, распределения по размеру пор и пор-горлышек, смачиваемости коллектора и шероховатости внутренней поверхности коллектора. Начальная насыщенность пласта контролируется различными факторами, такими как геология залежи, история формирования залежи, температура, смачиваемость коллектора и распределение пор по размеру, а также расположение данного пласта над водогазовым контактом. Поэтому значения начальной водонасыщенности пласта и водонасыщенности связанной водой не всегда совпадают. Различия в значениях этих величин могут быть вызваны несколькими факторами. Одно из них — испарение воды в процессе формирования и переформирования залежи за счет изменения температуры и фильтрации значительных объемов газа через водонасыщенные зоны залежи. Существенную роль в изменении насыщенности коллектора может сыграть изменение геометрии порового пространства коллектора за счет диагенеза и изменения горного давления. К факторам, снижающим водонасыщенность пласта в ходе формирования залежи, следует отнести также адсорбцию молекул воды в глинистых включениях пласта и гистерезис насыщенности связанной водой в ходе многократной пропитки и дренажа коллектора при формировании залежи.

При значительном различии значений начальной водонасыщенности коллектора внедрение воды может вызвать существенное ухудшение фильтрационных свойств коллектора для газа в прискважинной зоне пласта. Поступление воды в коллектор приводит к восстановлению насыщенности от значений начальной водонасыщенности до действительных значений насыщенности связанной водой. Это вызывает уменьшение проницаемости коллектора для газа. Схематично данное явление представлено на рис. 3.4. При изменении водонасыщенности от значений начальной водонасыщенности ($S_{вн}$) до значений связанной водонасыщенности ($S_{вос}$) относительная фазовая проницаемость по газу уменьшается от $k_{г\ н}$ до $k_{г\ ос}$. Особенно значительно влияние на изменение продуктивных скважин такого фактора, как разность начальной водонасыщенности и насыщенности связанной водой в низкопроницаемых пластах, поскольку уменьшение проницаемос-

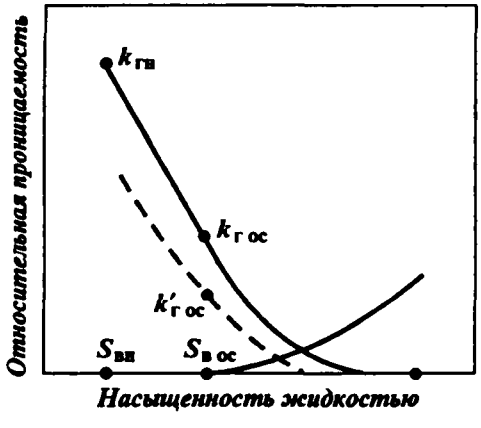


Рис. 3.4. Схема изменения относительных фазовых проницаемостей коллектора

ти коллектора достаточно хорошо коррелируется с увеличением насыщенности его связанной водой.

Уменьшение фазовой проницаемости для газа после внедрения и последующего отбора воды может отмечаться и для коллекторов, у которых значения начальной водонасыщенности и водонасыщенности связанной водой совпадают. Внедрение воды в газонасыщенную породу вызывает изменение краевого угла смачивания и его гистерезис в ходе возникающих циклических изменений насыщенности. В качестве примера можно представить формирование начальной водонасыщенности пласта в ходе многократной пропитки и дренажа коллектора. Основные стадии этого процесса представлены в упрощенном виде на рис. 3.5. Известно, что спонтанная

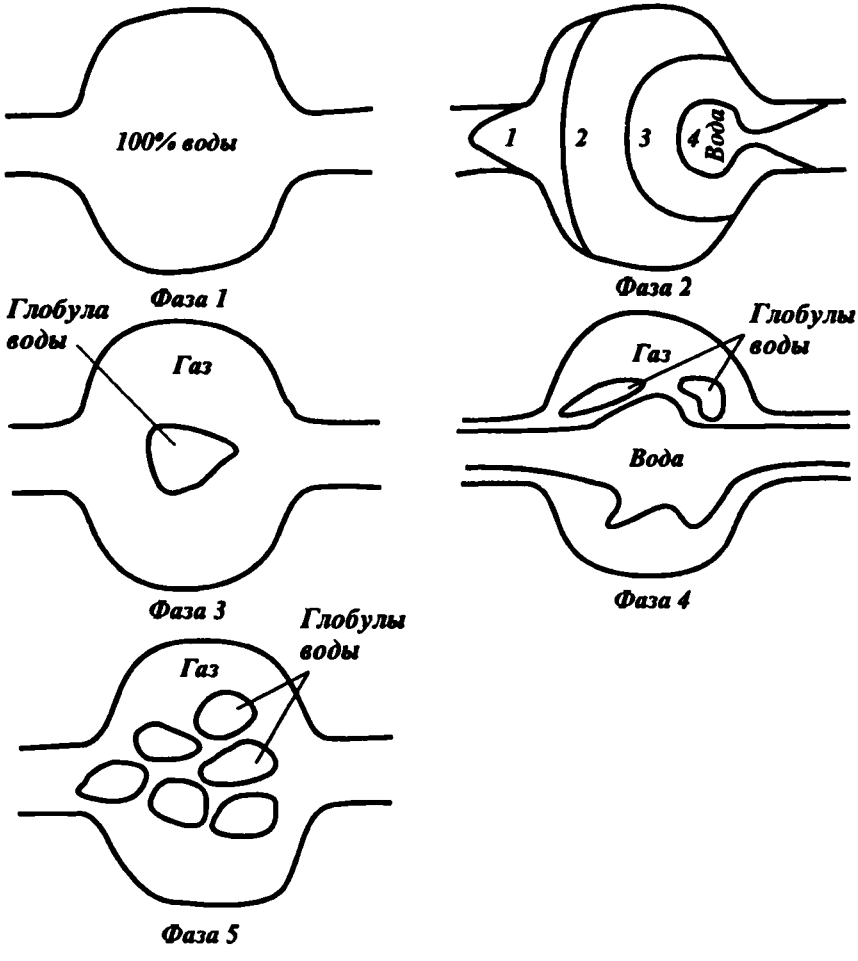


Рис. 3.5. Схема механизма перераспределения фаз в порах при циклической пропитке и дренаже породы.
Фазы: *1* – начальное насыщение поры водой (100 %); *2* – удаление воды из гидрофобной поры (основная пропитка); *3* – "захват" капли воды в центре поры вследствие диспергирования водяной фазы; *4* – вторжение воды (основной дренаж); *5* – вторичное вторжение газа (повторная пропитка)

пропитка породы происходит той фазой, которая первоначально смачивает ее. Если гидрофобная порода в начальный момент полностью насыщена водой (насыщенность водой 100 %, фаза *1* на рис. 3.5), то первичная (спонтанная, основная) пропитка породы происходит углеводородной фазой (газом). При пропитке газ частично оттесняет воду и занимает поры коллектора (фаза *2* с последовательным положением границы раздела газ — вода от *1* до *4*). Капиллярное вытеснение воды в гидрофобном коллекторе происходит с высокой эффективностью. Поэтому в порах остаются относительно небольшие по размеру капли (глобулы) воды, "захваченные" в центре пор (фаза *3*). Значения остаточной водонасыщенности при этом процессе во многом определяются соотношением радиусов пор и их "горлышек" (сужений, отделяющих отдельные поры). Окончание этой фазы соответствует формированию начальной газонасыщенности пласта, т.е. окончательному формированию газовой или газоконденсатной залежи. Последующее вторжение воды в породу происходит в режиме первичного (основного) дренажа. Вода внедряется по центру поры (фаза *4*), в которой остается вода, защемленная после первичной пропитки породы газом. Это создает условия для образования так называемых "капсулированных" капель воды, т.е. совокупности крупных и более мелких капель, отделенных друг от друга газом. Последующая вторичная пропитка газом (фаза *5*) приводит к его продвижению с созданием крайне неравномерной поверхности раздела газ — вода вместо начального более-менее однородного контакта. В результате в центре поры остаются многочисленные мелкие капли воды. Даже при одном и том же объеме воды после первичной пропитки (при одной и той же водонасыщенности) создается гораздо более высокое сопротивление потоку газа, а следовательно, и уменьшается относительная фазовая проницаемость коллектора для газа. Схематично уменьшение относительной фазовой проницаемости для газа от значения $k_{г\,ос}$ до $k'_{г\,ос}$ при одном и том же значении насыщенности связанной водой $S_{вос}$ представлено на рис. 3.4. Дополнительное увеличение насыщенности связанной водой приведет к еще большему уменьшению относительной фазовой проницаемости для газа.

Влияние защемления водяной фазы у забоя скважин на изменение их продуктивности особенно значительно при низких пластовых давлениях. Этим фактором, по всей видимости, объясняется снижение продуктивности скважин после проведения ремонтных работ на поздних стадиях эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. Причины зависимости размеров и состояния зоны "поражения" от пластового давления объясняются достаточно просто. Защемленная фаза удерживается в пористой среде капиллярными силами, и для ее извлечения необходимо создать определенный градиент гидродинамического давления для преодоления градиента капиллярного давления.

На рис. 3.6 представлена схема изменения насыщенности пласта в зоне инфильтрата бурового раствора при создании у забоя скважины различных перепадов давления. Рассматриваются два случая: неглубокое и глубокое проникновение в пласт водяной фазы (и соответственно ее защемление). В обоих случаях у забоя скважины создаются высокий и низкий перепады гидродинамического давления. Значительные перепады давления в случае неглубокого проникновения воды создают в ней значительные градиенты давления (условно 10,0 МПа). При небольших перепадах давления создаются в этой зоне незначительные градиенты давления (условно

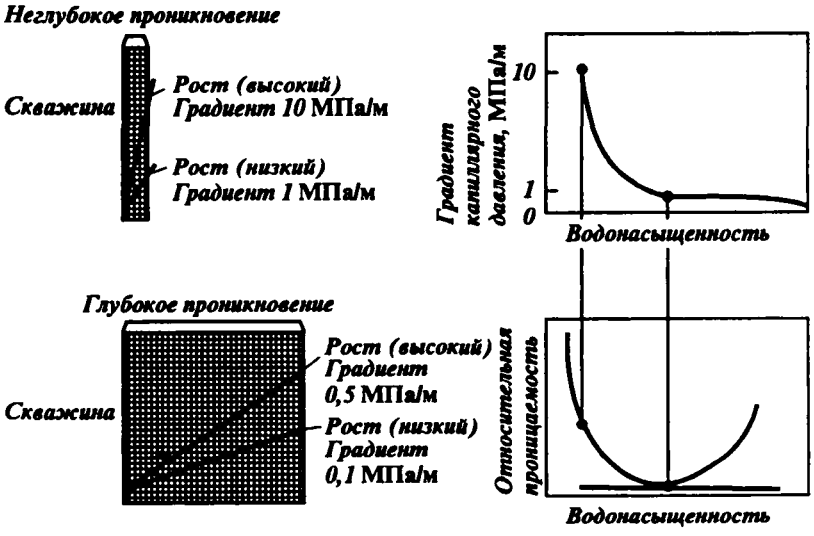


Рис. 3.6. Иллюстрация влияния глубины проникновения водной фазы и градиентов давления на расформирование зоны проникновения.
Неглубокое проникновение: градиент 10 МПа/м (жидкость подвижна) и 1 МПа/м (жидкость неподвижна). Глубокое проникновение: градиент 0,5 МПа/м (жидкость неподвижна) и 0,1 МПа/м (жидкость неподвижна)

1,0 МПа). При глубоком проникновении даже значительные перепады давления уже не вызывают больших градиентов давления в зоне "поражения" (например, они составляют 0,5 МПа). При низких перепадах давления градиенты еще более низкие (0,1 МПа, например). Из рис. 3.6 видно, что при неглубоком проникновении и поддержании на забое скважин высоких перепадов давления удается создать условия для мобилизации защемленной водяной фазы и придать ей подвижность. В этом случае преодолевается градиент капиллярного давления 10 МПа/м с соответствующим определенным уменьшением водонасыщенности и увеличением проницаемости по газу (условно представлено на рис. 3.6). При уменьшении перепадов давления уменьшаются градиенты давления и нарушаются условия для значительного уменьшения насыщенности коллектора водяной фазой (точка, соответствующая в рассматриваемом на рис. 3.6 примере градиенту 1,0 МПа). Вполне естественно, что с увеличением зоны инфильтрации воды уменьшаются возможные в ней градиенты давления и ухудшаются условия для создания в ней подвижности воды, а следовательно, и расформирования зоны проникновения.

Изменение продуктивности скважин при физико-химическом взаимодействии фильтрата промывочной жидкости со скелетом породы

Существенное влияние на состояние коллектора в зоне проникновения может оказывать взаимодействие фильтрата промывочной жидкости со скелетом породы. К наиболее распространенным процессам взаимодейст-

вия относятся массообмен фильтрата растворов с глинами, отложение парафина и смол, гидратов, солей и т.д. Эти процессы существенным образом изменяют физические свойства прискважинных зон пластов, в том числе абсолютную и относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления и вязкости фаз.

В настоящее время наиболее полно изучены изменения фильтрационных свойств под действием активного фильтрата для глиносодержащих пород. Современные представления о массообменных процессах в глиносодержащих породах формируются на базе учения Б.В. Дерягина с соавторами о расклинивающем давлении, согласно которому роль сил разной природы меняется в зависимости от расстояния между поверхностями, которое зависит, в свою очередь, от физико-химического взаимодействия в рассматриваемой термодинамической системе (в данном случае глинистая порода — вода). На базе этих представлений многие исследователи изучали механизм массообменных процессов в глиносодержащих породах.

Согласно работам этих авторов, массообмен в глиносодержащих породах обусловлен адсорбцией воды над поверхностью глинистых частиц (или между агрегатами внутри самих глинистых частиц) и катионным обменом. В результате адсорбции воды происходит образование водных ассоциатов типа кристаллогидратов. В зависимости от термобарических и физико-химических условий и петрофизических особенностей глиносодержащих пород влияние расклинивающего давления на изменение физических свойств коллекторов проявляется различным образом. При взаимодействии частицы глины адсорбируют воду из внутрипорового пространства до достижения нового равновесного состояния или чешуйки глины отслаиваются и диспергируются во внутрипоровом пространстве. Первый случай характерен для преобладания сил сцепления глинистых частиц между собой и с материалом неглинистого скелета над действием расклинивающего давления. Второй — для превышения расклинивающим давлением сил сцепления между частицами и скелетом породы.

При двухфазной фильтрации возможны два механизма изменения физических свойств глиносодержащих пород в результате набухания глин:

гидратационный механизм, при котором изменение водонасыщенности, пористости, проницаемости, удельной поверхности и других свойств происходит за счет образования гидратного слоя и уменьшения тем самым эффективного диаметра поровых каналов;

самокольматационный механизм, обусловленный изменением физических свойств в результате диспергирования глинистых частиц и накоплением диспергирующих чешуек глинистых минералов в местах сужений пор (горлышках).

Преимущественное проявление гидратационного и самокольматационного механизма изменения свойств глинистых пород зависит от многих факторов (в первую очередь, от минерализации раствора). Однако к настоящему времени досконально процесс перехода одного механизма в другой еще не изучен. Эффекты гидратационного набухания отмечены для некоторых нефтяных месторождений Пермской области, полимиктовых коллекторов нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири и в некоторых других районах.

Влияние процессов взаимодействия водных растворов с глинистыми породами на фильтрационные свойства последних заключается в изменении как их абсолютной, так и относительной фазовой проницаемости. Со-

гласно результатам исследований Н.Н. Михайлова, В.М. Рыжика и А.Я. Хавкина, процессы гидратации (с присоединением воды к глинистой составляющей скелета) и сорбции солей (с обеднением фильтрата определенными катионами) в глинах могут привести к изменению коэффициента абсолютной проницаемости за счет уменьшения эффективных диаметров пор. Эти же процессы могут в значительной мере влиять на фазовые проницаемости глинистых коллекторов. При этом, по данным Б.И. Леви и С.Н. Глейзера, относительные фазовые проницаемости очень чувствительны к значению предельной адсорбции, притом, что вид изотерм адсорбции слабо влияет на зависимость относительных фазовых проницаемостей от насыщенности фазами. При анализе влияния на продуктивность скважин процессов взаимодействия глинистых пород и растворов следует рассмотреть дополнительно еще один фактор. Из-за процессов гидратации и сорбции не только изменяются фильтрационные параметры в зоне проникновения раствора, но могут уменьшаться и сами размеры этой зоны, а также происходить отставание фронта водонасыщенности.

В последнее время для бурения и ремонтных работ по скважинам газовых и газоконденсатных месторождений все большее распространение получают буровые растворы на углеводородной основе. Применение этих растворов в газодобыче представляется очень перспективным направлением, поэтому следует уделить внимание их основным преимуществам и недостаткам. Основные преимущества растворов на углеводородной основе заключаются в том, что они наносят менее серьезный ущерб призабойной зоне скважин, чем водные растворы. Во-первых, это обусловлено менее глубоким проникновением таких растворов в пласт за счет более высокой их вязкости и менее интенсивного проявления капиллярных сил (вследствие более низкого поверхностного натяжения на границе раздела фаз и умеренных значений краевых углов смачивания). Немаловажный фактор – лучшее оттеснение проникшего в пласт углеводородного раствора газом при отработке скважин. Во-вторых, растворы на углеводородной основе не взаимодействуют с глинистыми минералами и им не присущи те виды физико-химических взаимодействий с породой и пластовыми флюидами, которые вызывают выпадение в пласте солей. В качестве основных компонентов для приготовления буровых растворов на углеводородной основе используют нефть или дизельное топливо. В отечественной газодобывающей практике имеются единичные случаи использования газоконденсата для приготовления растворов на стадии вскрытия и освоения газонасыщенных пластов. Промысловый опыт использования буровых растворов и промывочных жидкостей на углеводородной основе показывает их высокую эффективность. Это отмечалось, в частности, на Ямбургском и Уренгойских газконденсатных месторождениях, а также на месторождении Paddy "A" в Deep Basin area.

Несмотря на очевидные преимущества буровых растворов на углеводородной основе, им свойственны и некоторые недостатки. К ним, в первую очередь, следует отнести существенное изменение фильтрационных свойств пласта-коллектора у забоя скважины, а также возможность большего загрязнения пористой среды пласта твердыми частичками, чем при использовании растворов на водяной основе. К настоящему времени уже накоплен определенный объем экспериментальных и промысловых исследований по данной проблеме. Наиболее полно и детально, на наш взгляд, экспериментальные исследования изменения смачиваемости представлены в

работе [59]. В ней изучаются результаты лабораторных замеров изменения смачиваемости и проницаемости для различных по исходной смачиваемости образцов породы (гидрофильных, гидрофобных и смешанной смачиваемости) при контакте их с 18 различными растворами на углеводородной и неуглеводородной основе. В растворах использовались различные компоненты, включая нефть, поверхностно-активные вещества (ПАВ) и неорганические соли. В ходе экспериментов измеряли капиллярное давление и контактные углы смачивания. Комбинированный Amott/USBM метод использовали для определения основных показателей смачиваемости — индексов Amott и USBM. Эти опыты проводили для гидрофильных песчаников Berea, кернов с промежуточной смачиваемостью (с обработкой их асфальтенами для достижения требуемых характеристик смачиваемости) и гидрофобных кернов (химически обработанных для получения характеристик смачиваемости).

Результаты исследований [59] показывают, что гидрофобизацию коллектора вызывает адсорбция тяжелых углеводородных компонентов из бурового раствора на поверхности пород. Изменение смачиваемости коллектора может также происходить за счет взаимодействия содержащихся в растворе поверхностно-активных веществ, которые предназначены для удержания твердых частиц в растворе. Смена типа смачиваемости коллектора ведет к значительному преобразованию его фазовых проницаемостей и в конечном счете к изменению характера протекающих у забоя скважины процессов.

Результаты работы по изучению влияния на смачиваемость различных видов промывочных растворов представлены в табл. 3.1, 3.2. Как видно из них, некоторые из промывочных растворов значительно изменяют смачиваемость породы. К примеру, растворы на нефтяной основе EZ-Mul и DV-33 в опытах с гидрофильными образцами гидрофобизовали их (это от-

Таблица 3.1

Изменение свойств гидрофильных образцов при контакте с компонентами раствора

Тип раствора	Индекс Amott			Индекс USBM	Соотношение проницаемостей	Нефтенасыщенность		Водонасыщенность		Изменение насыщенности
	Вода	Нефть	Вода/нефть			начальная	остаточная	до обработки	после обработки	
Дизтопливо	0,590	0,018	31,9	0,442	1,00	0,75	0,37	0,25	0,15	0,10
Invermul*	0,407	0,024	16,9	0,101	0,69	0,74	0,29	0,26	0,17	0,09
EZ-Mul*	0,076	0,066	1,2	−0,098	0,04	0,74	0,24	0,26	0,25	0,01
DV-33*	0,126	0,246	0,5	−0,164	0,34	0,74	0,16	0,26	0,21	0,05
SE-11	0,649	0,009	73,7	0,438	0,93	0,75	0,42	0,25	0,11	0,14
Petrotone*	0,436	0,022	19,6	0,091	0,09	0,73	0,38	0,27	0,07	0,20
Mentor 26*	0,531	0,018	28,7	0,373	0,66	0,70	0,33	0,30	0,11	0,19
Нефть	0,668	0,018	37,3	0,459	1,02	0,71	0,43	0,29	0,11	0,18
Drilltreat*	0,353	0,029	12,0	0,077	1,00	0,67	0,27	0,33	0,18	0,15
Раствор $CaCl_2$	0,461	0,017	26,5	0,251	0,41	0,70	0,39	0,30	0,10	0,20
Известковый раствор	0,191	0,017	11,4	0,132	0,73	0,74	0,29	0,26	0,17	0,09
Барит	0,566	0,018	31,0	0,386	0,40	0,73	0,39	0,27	0,16	0,11

* Здесь и в табл. 3.2 звездочкой отмечены растворы на нефтяной основе.

Таблица 3.2

Изменение свойств гидрофобных образцов при контакте с компонентами раствора

Тип раствора	Индекс Amott			Индекс USBM	Соотношение проницаемостей	Нефтенасыщенность		Водонасыщенность		Изменение насыщенности
	Вода	Нефть	Вода/нефть			начальная	остаточная	до обработки	после обработки	
Дизтопливо	0,070	0,206	0,338	−0,018	1,00	0,63	0,22	0,37	0,25	0,12
Invermul*	0,008	0,333	0,023	−0,088	0,87	0,70	0,16	0,30	0,47	−0,17
EZ-Mul*	0,008	0,427	0,019	−0,182	0,70	0,65	0,16	0,35	0,45	−0,10
DV-33*	0,037	0,279	0,312	−0,078	0,51	0,64	0,04	0,36	0,54	−0,18
SE-11	0,087	0,135	0,644	0,027	0,57	0,62	0,24	0,38	0,33	0,05
Petrotone*	0,107	0,145	0,736	0,024	0,30	0,75	0,33	0,25	0,17	0,08
Mentor 26*	0,092	0,191	0,481	0,007	0,93	0,66	0,30	0,34	0,20	0,14
Нефть	0,093	0,173	0,537	0,009	0,99	0,65	0,25	0,35	0,18	0,17
Drilltreat*	0,017	0,450	0,049	−0,104	0,63	0,71	0,11	0,29	0,38	−0,09
Раствор $CaCl_2$	0,025	0,265	0,095	−0,049	0,98	0,72	0,31	0,28	0,16	0,12
Известковый раствор	0,022	0,216	0,103	−0,036	1,01	0,74	0,19	0,26	0,20	0,06
Барит	0,068	0,224	0,305	−0,022	0,97	0,63	0,23	0,37	0,23	0,14

ражается в резком уменьшении соотношения индексов Amott для воды и нефти и отрицательных значениях индекса USBM). Изменение смачивания сопровождается также изменением фазовых проницаемостей и значений остаточной (связанной) насыщенности коллектора фазами.

Промысловые данные по изменению продуктивности скважин в ходе их отработки

Отрицательное влияние на состояние призабойной зоны скважины остатков глинистого раствора при бурении и вскрытии продуктивной толщи прослеживалось на многих газовых и газоконденсатных месторождениях как в России, так и за рубежом. В то же время более наглядным примером зависимости продуктивности скважин от состояния коллектора в призабойной зоне скважин являются результаты отработки скважин после бурения и ремонтных работ. В литературе широко описаны случаи улучшения продуктивности газовых и газоконденсатных скважин за счет постепенной отработки их призабойных зон.

Одним из способов очистки стволов и призабойных зон скважин, вышедших из бурения и капитального ремонта, от шлама, глинистой корки, остатков промывочной жидкости и фильтрата бурового раствора является продувка их в атмосферу после освоения. Это мероприятие предусматривается правилами разработки газовых и газоконденсатных месторождений и едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. Согласно различным существующим в нашей стране инструкциям по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных пластов и скважин, время продувки скважин может составлять до трех суток.

Однако, как показывают многочисленные экспериментальные исследования и промысловые наблюдения, очистка прискважинных зон пластов может происходить гораздо дольше. Так, по данным Н.Н. Трегуб,

Е.М. Гурленова и А.В. Федосеева, увеличение продуктивности скважин на ряде газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений Республики Коми (в том числе и Вуктыльского месторождения) отмечалось в течение периода времени от нескольких месяцев до нескольких лет. При этом основной причиной увеличения продуктивности скважин явилась очистка их призабойных зон от механических частиц и фильтрата бурового раствора.

На длительность отработки скважин указывает также В.В. Ремизов [39]. Многолетний анализ газодинамических исследований, проведенных практически по всем эксплуатационным скважинам Вынгапуровского газового месторождения (Западная Сибирь), показывает значительное изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений скважин по мере их отработки. Автором работы выделены три основных периода в характере изменения средневзвешенных значений фильтрационных коэффициентов по скважинам этого месторождения. Они хорошо коррелируются с различными этапами эксплуатации месторождения. Первый охватывает 1979–1983 гг., в течение которых осуществлялось разбуривание месторождений и с наибольшей степенью сказывалось отрицательное воздействие загрязнения скважин. В этот период средние значения фильтрационных коэффициентов синхронно возрастали. Для второго периода (1984–1992 гг.) характерны очистка призабойных зон эксплуатационных скважин и постепенное уменьшение и стабилизация фильтрационных коэффициентов. С 1992 г. увеличение фильтрационных коэффициентов обусловливалось уже внедрением пластовой воды и последствиями проводимых на скважинах водоизоляционных работ.

На значительную продолжительность очистки призабойных зон газовых и газоконденсатных скважин указывают проведенные А.И. Березняковым с соавторами промысловые и лабораторные исследования на Ямбургском ГКМ. Особенно интересен сделанный ими вывод о том, что широко используемый в газодобывающей практике способ отработки скважин при постоянном дебите и нормативных сроках отработки не соответствует оптимальным условиям очистки прискважинных зон пластов. Наиболее эффективен, с их точки зрения, многоцикличный способ отработки скважин, при котором в ходе отработки скважина несколько раз переводится на различные режимы с большим и меньшим дебитом. Смена режимов и скоростей фильтрации у забоя скважины позволяет в этом случае добиться лучшего выноса продукта кольматации.

Существующий опыт эксплуатации скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях наглядно подтверждает также тот факт, что продуктивность скважин и отработка их после бурения и ремонтных работ существенным образом зависят от типов и составов используемых глинистых растворов и технологий вскрытия и освоения скважин. Например, по ряду скважин Paddy "A" в Deep Basin area отмечалось многократное (до 28–51 раза) увеличение скин-эффекта при использовании растворов на водной основе. При этом инерционная составляющая скин-эффекта оказалась незначительной, а основная его доля определялась поглощением воды в коллекторе призабойной зоны скважины. Этот факт был установлен путем сопоставления данных по бурению и освоению скважин с использованием растворов на водной и неводной основе, результатов гидроразрывов и дополнительных перфораций, проведенных по низкодебитным скважинам, а также лабораторными исследованиями на кернах по определению

фазовых проницаемостей. Отработка скважин занимала довольно длительное время (до нескольких лет). Исключение вредных последствий поглощения воды газонасыщенным коллектором приводило к существенному уменьшению скин-эффекта и, что еще характерно, к увеличению доли инерционной составляющей в величине скин-эффекта. При использовании растворов на нефтяной основе на этом месторождении удавалось уменьшить скин-эффект на порядок и более.

По данным БашНИПИнефть, степень ухудшения проницаемости на ряде нефтяных и нефтегазовых месторождений Башкирии составляет для глинистого раствора 83–91 %, для известково-битумного – 93–97 %, а для полимерного раствора – 80–91 %.

Значительное влияние на продуктивность скважин и ее динамику во времени отмечалось на Ямбургском и Уренгойских газоконденсатных месторождениях.

Основные операции по первичному вскрытию продуктивных пластов на месторождениях ДП "Ямбурггаздобыча" и "Уренгойгазпром" проводятся с использованием буровых растворов на водной основе плотностью 1120–1190 кг/м^3. При проходке продуктивных пластов буровой раствор обрабатывается КМЦ или другими водорастворимыми полимерами, кальцинированной и каустической содой, графитом, легким талловым маслом и другими химическими реагентами. Вторичное вскрытие продуктивных пластов осуществляется в среде глинистого бурового раствора или раствора хлористого кальция плотностью 1100–1200 кг/м^3. В результате на многих скважинах отмечались значительные поглощения промывочных жидкостей и глубокое проникновение фильтрата, а также кольматация пористой среды твердыми частицами растворов. Все это приводило к необратимому кратному снижению продуктивности скважин. Особенно значительное снижение продуктивности происходило в многопластовых объектах при совместном вскрытии нескольких продуктивных пластов. Поэтому на Ямбургском и Уренгойском месторождениях, где в эксплуатацию вовлекаются одновременно большие продуктивные мощности, объединенные в один эксплуатационный объект, использование растворов на водной основе вызывало гидродинамическую связь пласта со скважиной только по высокопроводящим каналам при неработающих низкопроницаемых прослоях.

В качестве более эффективных методов вскрытия пластов на этих месторождениях применялась перфорация в углеводородной среде. Из растворов на углеводородной основе использовались: газоконденсат, инвертные эмульсионные растворы на основе газоконденсата и продуктов его переработки (дизтопливо, кубовые остатки переработки газоконденсатов), углеводородные растворы маслорастворимых ПАВ (Эмультал, Дорад-1Б). Эффективность использования этих агентов существенно различалась. Наиболее значительно увеличивалась продуктивность скважин при перфорации их с использованием углеводородных растворов маслорастворимых ПАВ – в среднем на 280 тыс. м^3/сут (на 13,5 % по отношению к потенциально возможному). Менее эффективным оказался газоконденсат (продуктивность скважин повышалась в среднем на 136 тыс. м^3/сут, или всего на 3,2–5,5 %).

Эта среда не обеспечивает очистки скважинного оборудования и прискважинной зоны от твердых частиц бурового раствора и его фильтрата. Малоэффективны также перфорации с применением инверсно-эмульсионных растворов (ИЭР), которые использовались на скважинах Урен-

гойского ГКМ для вскрытия валанжинских отложений. Этот результат, по всей видимости, был обусловлен некачественным приготовлением и расслоением ИЭР уже в процессе его закачки в скважину и проведением перфорации фактически в среде водного раствора хлористого кальция. Промысловая практика прострелочных работ на Ямбургском и Уренгойском месторождениях также показала неэффективность комбинированной схемы закачки в пласт определенного объема водного раствора ПАВ и последующего проведения перфорации в среде углеводородного раствора.

Таким образом, анализ промысловых, экспериментальных и теоретических исследований проблемы влияния фильтрационных характеристик прискважинных зон пласта показывает, что ухудшение коллекторских свойств пласта у забоя скважины является одним из существенных факторов снижения продуктивности скважин. В то же время для газоконденсатных скважин не менее важной причиной снижения их продуктивности может оказаться и выпадение конденсата у забоя скважин.

3.1.4

Снижение продуктивности скважин при накоплении ретроградного конденсата в призабойной зоне

Отличительной особенностью эксплуатации скважин газоконденсатных месторождений, безусловно, является снижение продуктивности их из-за накопления ретроградного конденсата у забоя скважин. Этот процесс вызывает увеличение насыщенности коллектора ретроградной углеводородной жидкостью и соответственно уменьшение фазовой проницаемости коллектора для газа. Процесс накопления конденсата в призабойных зонах скважин обусловливается особенностями фазового поведения природных газоконденсатных систем.

Выпадение ретроградного конденсата в призабойной зоне. Явление динамической конденсации

Проблема накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин в последнее время вызывает повышенный интерес, поскольку она тесным образом связана с изменением продуктивности скважин. Изучению механизма накопления конденсата у забоя скважины посвящены работы З.С. Алиева, В.Л. Вдовенко, А.И. Гриценко, Н.А. Гужова, Е.М. Гурленова, Ю.П. Коротаева, Б.В. Макеева, А.Х. Мирзаджанзаде, В.А. Николаева, В.Н. Николаевского, М.Б. Панфилова, М.А. Пешкина, В.Г. Подюка, Б.Е. Сомова, Р.М. Тер-Саркисова, А.В. Федосеева, А.Н. Шандрыгина, R.A. Alexander, W. Boom, J.G. Maas, Mc. Caln, S. Oedal, A.M. Schulte, K. Wit, H.C. Weeda, J.P.W. Zeelenberg. Исследования этих авторов позволяют представить накопление ретроградного конденсата у забоя скважины как процесс так называемой динамической конденсации. Упрощенно "динамическую конденсацию" можно описать следующим образом.

Известно, что условия накопления ретроградного конденсата в целом по всему пласту и в непосредственной близости от эксплуатационных скважин неодинаковы из-за резкого изменения термобарических условий у забоев скважин. Таким образом, по характеру накопления ретроградного конденсата в пористой среде пласта в нем можно выделить две области: область "статической" конденсации, расположенную вдали от скважины, и область "динамической" конденсации, находящуюся непосредственно у скважины (рис. 3.7).

Выделение ретроградного конденсата в области "статической" конденсации описывается процессом дифференциальной конденсации и зависит только от давления и состава исходной смеси. Накопление ретроградного конденсата в области "динамической" конденсации зависит как от фазового состояния углеводородной системы, так и от массопереноса углеводородов.

Процесс "динамического" накопления конденсата развивается следующим образом. После прохождения фильтрующегося пластового газа через точку пласта с давлением ниже давления начала конденсации в пористой среде выпадает конденсат. В области высоких градиентов давления выпавшая жидкость может быть неподвижной (в случае насыщенности ее ниже критической) или фильтруется со скоростью, меньшей, чем скорость фильтрующегося газа.

Из всех новых порций пластового газа, проходящего через эту точку пласта, выделяется ретроградный конденсат, который не успевает фильтроваться вместе с газом к скважине, и, таким образом, идет накопление жидкости. Этот процесс происходит до тех пор, пока состав пластового газа в пористой среде в этой зоне не будет соответствовать равновесному составу накопившейся жидкой фазы. В результате насыщенность пористой среды жидкостью в этой зоне пласта может значительно превышать среднее значение насыщенности по пласту в целом.

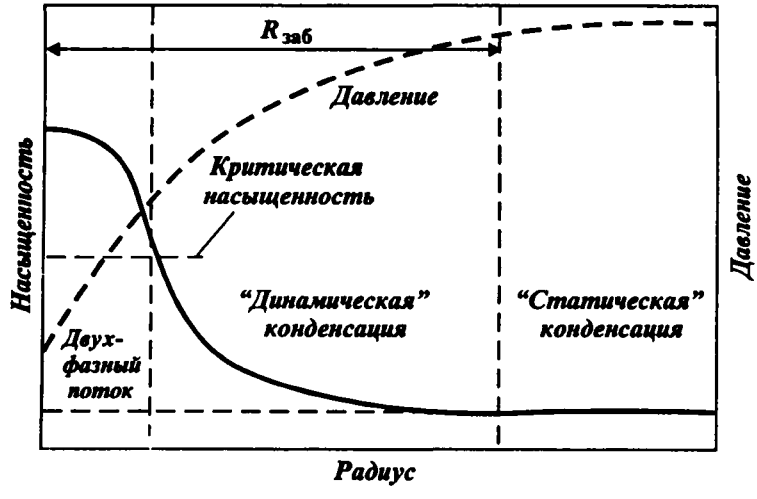


Рис. 3.7. Схема "динамической" конденсации газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины

Для дополнительной иллюстрации природы резкого увеличения насыщенности коллектора ретроградным конденсатом в условиях, характерных для прискважинных зон пласта, можно рассмотреть процесс многоконтактного смешения газоконденсатной смеси с газовой фазой той же смеси, соответствующей несколько большему давлению (с отбором из системы

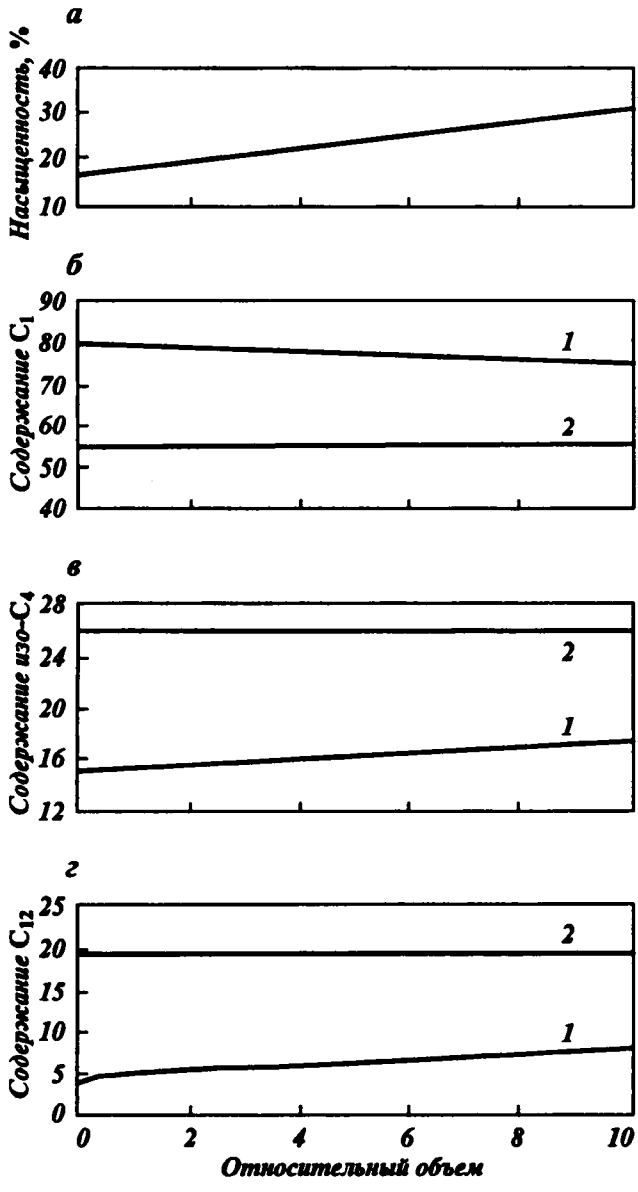


Рис. 3.8. Зависимость параметров углеводородной системы от относительного объема газа при многократном ее смешении с обогащенным газом:
а — насыщенность; *б, в, г* — содержание компонентов C_1, *изо*-C_4, C_{12} в смеси (*1*) и жидкой фазе (*2*)

только газовой фазы). Этот процесс во многом аналогичен динамической конденсации, но в данном случае отсутствует отток жидкой фазы. Такие расчеты были выполнены для смеси следующего исходного состава (%, молярная доля): C_1 – 85,0; *изо*-C_4 – 10,0 и C_{12} – 5,0. Производились расчеты процесса изотермической дифференциальной конденсации данной смеси до давления 19 МПа (при температуре 363 К) с последовательным замещением затем равновесной газовой фазы на газовую фазу той же системы, но соответствующую давлению 20 МПа. По мере увеличения объема прокачки газовой фазы увеличивался относительный объем жидкости (насыщенность жидкости). Это хорошо видно из рис. 3.8, на котором представлена зависимость насыщенности, а также содержания компонентов смеси и жидкой фазы от относительного объема прокачанного газа (соотношения объемов прокачанного газа и системы).

Характерно, что установление равновесия для данной исходной смеси при прокачке значительных объемов обогащенного газа протекало с увеличением более тяжелых компонентов *изо*-C_4 и C_{12} в смеси с практически постоянным содержанием их в жидкости. Данное явление можно объяснить с помощью тройных диаграмм углеводородных смесей. На рис. 3.9 схематически изображена динамика компонентного состава смеси и фаз при осуществлении рассматриваемого процесса.

Известно, что тройные диаграммы используются для оценки фазового состояния смесей, содержащих три компонента (при большем их числе компоненты объединяются в псевдокомпоненты). На рис. 3.9 представлена тройная диаграмма для некоторой системы, содержащей компоненты (C_1, *изо*-C_4 и C_{12} изображены условно без указания точного содержания компонентов). На тройной диаграмме нанесены линии для двух значений дав-

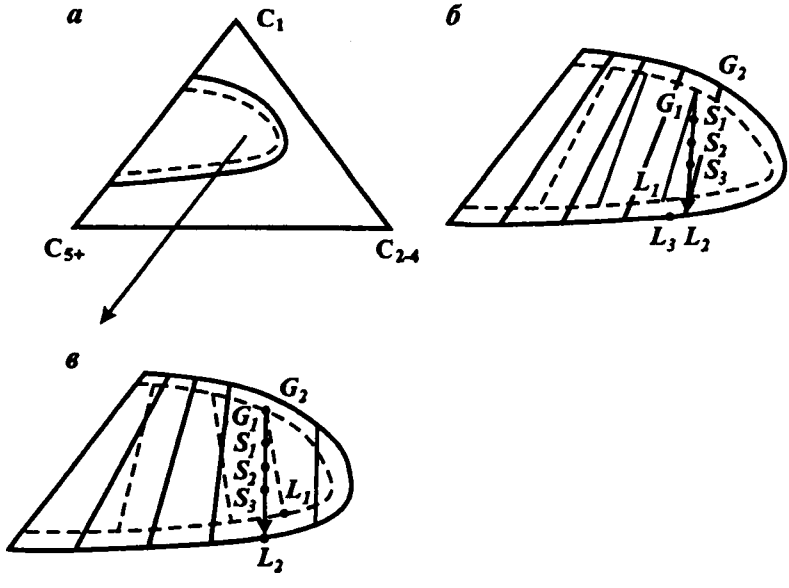


Рис. 3.9. Тройная диаграмма смеси (*а* – *в*)

ления: более высокому давлению соответствует пунктирная линия, а меньшему — сплошная. Каждая из линий состоит из кривой насыщенных паров (верхняя) и насыщенной жидкости (нижняя линия). Точки, соответствующие равновесным составам насыщенных паров и насыщенных жидкостей, связываются соединительными линиями — нодами. Каждая точка ноды соответствует составу смеси, разделяющейся на газовую и жидкую фазу с составами, соответствующими концам ноды. Наклон нод в общем случае определяется составом смеси и термобарическими условиями. При обоих значениях давления смесь разделяется на жидкую (составы L_1 и L_2) и газовую (составы G_1 и G_2) фазы. Смешение двухфазной системы с газовой фазой, притекающей из зоны с более высоким давлением, протекает по линии, соединяющей составы газа G_1 (притекающего из зоны с более высоким давлением) и жидкости L_2 (находящейся в зоне более низкого давления). Состав смеси определяется точкой на этой линии, отстоящей от точек G_1 и L_2 прямо пропорционально соотношению масс (или молей) газовой и жидкой фаз. Нода, проходящая через эту точку, определяет составы фаз новой смеси, а именно: концы нод на линии насыщенных паров определяют состав газа и на линии насыщенной жидкости — состав жидкости. При том положении нод, которое показано на рис. 3.9, *б*, разделение новой смеси на фазы происходит так же, как и до смешения с очередной порцией газа. Поэтому меняется состав смеси (за счет увеличения массы жидкости) при неизменных составах фаз. Этот процесс продолжается до тех пор, пока состав смеси не становится равным составу жидкой фазы (точка L_3), и смесь переходит в однофазное состояние. Естественно, что такое состояние в реальных условиях призабойных зон скважин недостижимо, поскольку возникающая (при определенных значениях конденсатонасыщенности) фильтрация жидкой фазы обеспечивает уменьшение в смеси не только газовой, но и жидкой фазы. Несколько иной характер изменения состава смеси при смешении ее с газовой фазой отмечается в том случае, если ноды располагаются так, как это показано на рис. 3.9, *в*. В этом случае при смешении отмечается постепенное приближение состава смеси к составу жидкости при меньшем значении давления. Возможны также и другие варианты изменения составов смеси и фаз в зависимости от характера распределения нод в области двухфазного состояния системы.

Влияние процесса накопления ретроградного конденсата на продуктивность газоконденсатных скважин

Снижение продуктивности газоконденсатных скважин из-за накопления у их забоя конденсата обусловливается действием двух основных факторов. Первый из них, и основной, связан с увеличением насыщенности пористой среды жидкой углеводородной фазой и уменьшением фазовой проницаемости ее по газу в зоне пласта у скважины. Уменьшение фазовой проницаемости по газу в этой зоне (где возникает основное газогидродинамическое сопротивление потоку флюидов) резко снижает продуктивность скважины как по газу, так и по конденсату, поскольку в газовую фазу поступает большое количество конденсата. Этот фактор отражается в увеличении вязкостных составляющих фильтрационного сопротивления. Выше уже описывалось (см. рис. 3.4), каким образом увеличение насыщенности

коллектора жидкостью приводит к уменьшению фазовой проницаемости его для газа.

Не менее важным, на наш взгляд, при выпадении конденсата в пористой среде представляется изменение структуры потоков флюидов в микромасштабе этой среды и возникающее при этом увеличение инерционных составляющих фильтрационных сопротивлений. Известно, что фазовые проницаемости являются, во-первых, характеристиками, усредненными в масштабе пористой среды, с размерами от нескольких сантиметров до нескольких метров и поэтому учитывают процессы, протекающие в микромасштабе пористой среды только опосредованным образом. Во-вторых, в понятие фазовых проницаемостей включаются только вязкостные составляющие фильтрационных сопротивлений и не учитываются инерционные составляющие.

Инерционный эффект — основная причина отклонения от линейного закона Дарси. Существенными факторами, определяющими проявление инерционного эффекта при фильтрации газов и жидкостей в пористых средах, являются пористость, проницаемость, извилистость, геометрия пористого пространства и его неоднородность. Наиболее известный нелинейный закон фильтрации флюидов в пористых средах — несомненно, закон Форхгеймера, который для случая одномерного течения может быть представлен в виде

$$-dp/dl = \mu/k\nu + \beta\rho\nu^2,$$

где p — давление; μ — вязкость флюида; k — проницаемость среды; ν — скорость фильтрации; β — коэффициент инерционных сопротивлений; ρ — плотность флюида.

Для многофазного течения обобщенное уравнение Форхгеймера было представлено T. Schulenberg и V. Muller в виде

$$-dp_\alpha / dl = \mu_\alpha / k_\alpha \nu_\alpha + \beta_\alpha \rho_\alpha \nu_\alpha^2,$$

где α — обозначает α-фазу.

Многочисленные корреляции для коэффициента инерционных сопротивлений проводились как у нас в стране, так и за рубежом. При этом предлагались корреляционные зависимости между коэффициентами β, а также различными комплексами, включающими его, с одной стороны, и пористостью и проницаемостью, с другой стороны. Корреляции D. Cornell и D.L. Katz (рис. 3,10, *а*) и R.D. Evans, C.S. Hudson, J.E. Greenlee (рис. 3,10, *б*) одни из таких. В отличие от этих зависимостей при появлении в пористых средах второй фазы возникает необходимость учитывать насыщенность этой фазы. Это вызывается очень большим изменением коэффициентов инерционных сопротивлений. В качестве примера на рис. 3.11 представлены результаты экспериментальных исследований M.H. Al-Rumhy and M.Z. Kalam влияния насыщенности жидкостью на инерционные сопротивления в первоначально газонасыщенных коллекторах. Для нескольких различных по свойствам образцов пористой среды на данном рисунке представлены зависимости приведенного коэффициента инерционных сопротивлений (соотношение коэффициентов инерционных сопротивлений при двухфазном и однофазном насыщении среды) от насыщенности среды жидкостью. Как видно из рисунка, для всех использованных в опытах образцов характерно значительное (на один-два порядка) увеличение инерци-

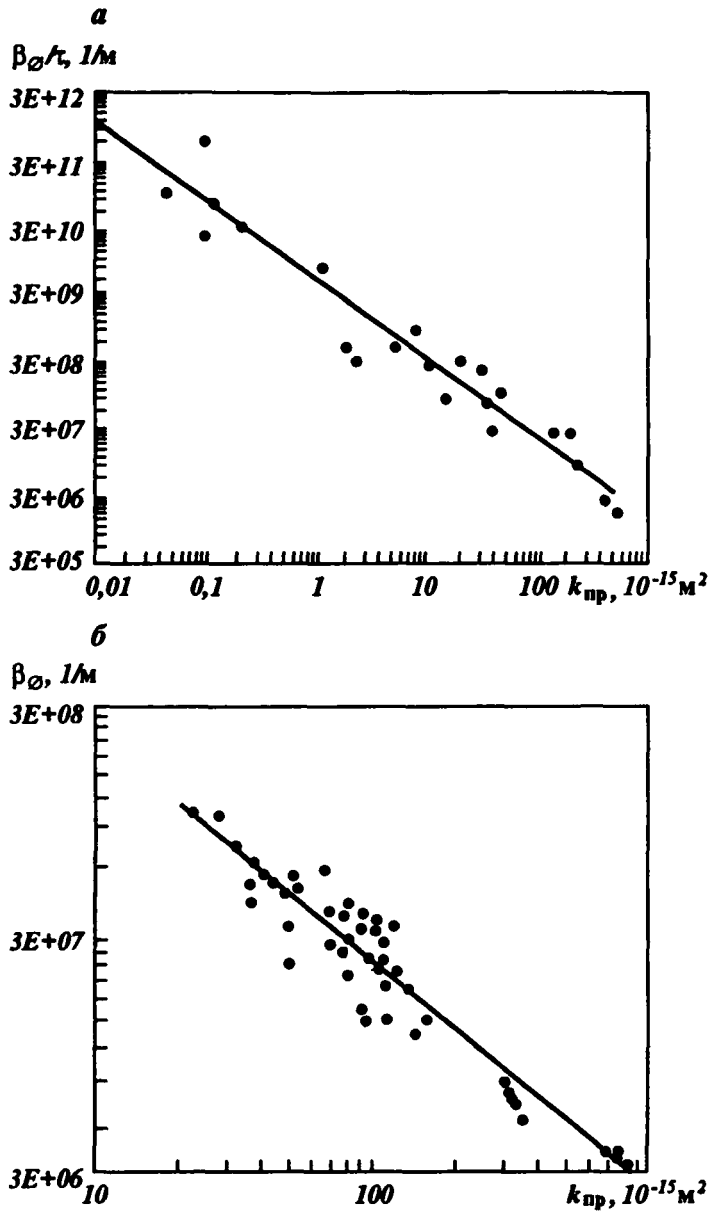


Рис. 3.10. Корреляция между параметрами β_∞/τ (*а*), β_∞ (*б*) и коэффициентом проницаемости

онных сопротивлений с увеличением насыщенности от 0 до 50–60 %. При этом определенное влияние на прирост инерционных сопротивлений оказывает эффект Клинкерберга – проскальзывание газа (данные с поправкой на эффект показаны прерывистыми линиями) у поверхности скелета породы. Интересен факт уменьшения инерционных сопротивлений за счет

проскальзывания газа при более высоких значениях абсолютных проницаемостей кернов (0,146 и 0,250 мкм^2, варианты на рис. 3.11, *а* и *б*) и их увеличения при низких значениях абсолютных проницаемостей (0,062 мкм^2, варианты на рис. 3.11, *в*).

В реальных условиях увеличение инерционных сопротивлений по скважинам отмечалось при их обводнении на ряде газоконденсатных месторождений Республики Коми (Е.М. Гурленов, Г.В. Петров, Н.Н. Трегуб). Значительное влияние насыщения коллектора углеводородной жидкостью на инерционные сопротивления отмечалось нами при анализе изменения продуктивности скважин Печоро-Кожвинского месторождения. При иссле-

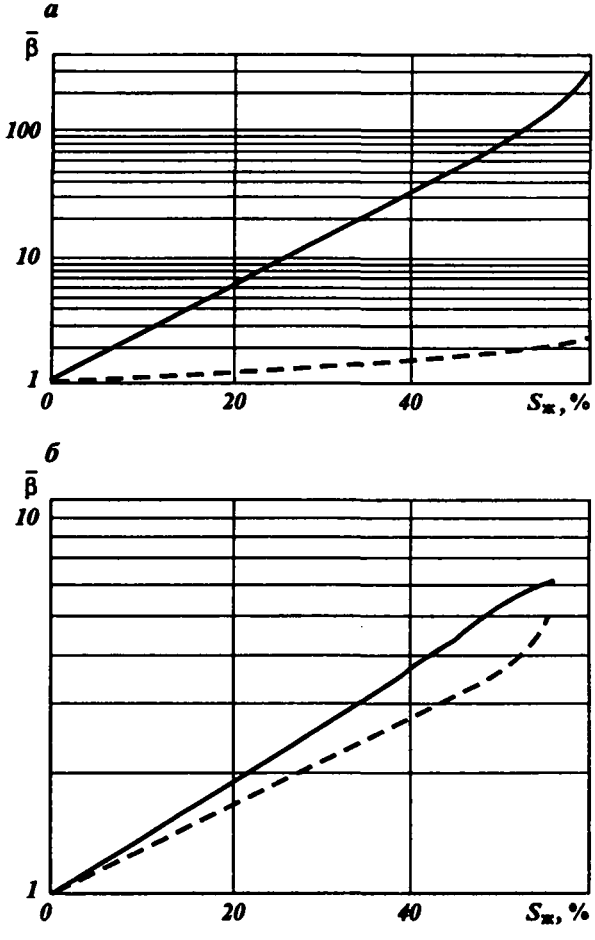


Рис. 3.11. Зависимость приведенного коэффициента инерционных сопротивлений $\bar{\beta}$ от насыщенности образца жидкостью $S_ж$ для образцов с проницаемостью 0,146 (*а*), 0,250 (*б*) и 0,062 (*в*) мкм^2.

Сплошная линия — без учета эффекта проскальзывания газа, пунктирная — с учетом этого эффекта

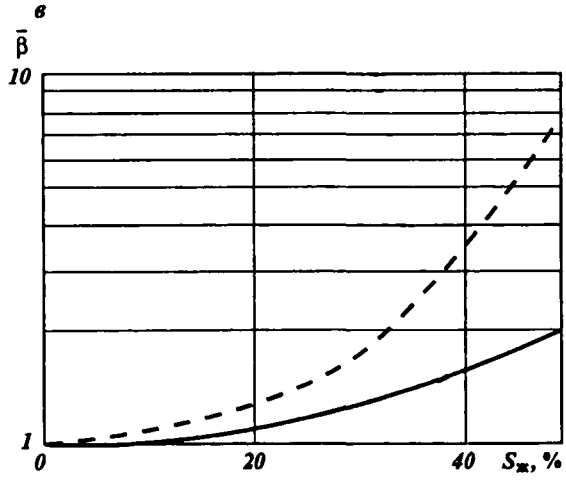


Рис. 3.11. Продолжение

довании фильтрационных сопротивлений по скважинам этого месторождения предполагалось, что даже при одном и том же значении насыщенности пористой среды жидкостью на значение коэффициента B будут сильно влиять скорость фильтрации флюидов и пластовое давление (от которого зависит поверхностное натяжение на границе раздела фаз). Эти параметры определяют распределение жидкости в пористом коллекторе, а следовательно, и структуру газонасыщенной его части. Таким образом, представляется возможным использовать капиллярное число в качестве параметра, влияющего на значение коэффициента фильтрационных сопротивлений B.

Оценка влияния капиллярного числа на B была выполнена для нескольких скважин Печоро-Кожвинского месторождения с использованием данных гидродинамических исследований этих скважин. При этом применялись зависимости вязкости флюидов и поверхностного натяжения от давления, полученные в расчетах процесса дифференциальной конденсации модельной газоконденсатной смеси. Были построены соответствующие зависимости коэффициентов B от капиллярного числа. Хорошая корреляция между этими величинами наблюдалась для скв. 102 и 103, несколько худшая — для скв. 21. Эти зависимости представляют собой следующие выражения:

для скв. 21 $B = 5{,}6/N_c^{0{,}26}$ {(МПа · сут/тыс. м^3)^2};

для скв. 102 $B = 4{,}24/N_c^{0{,}95}$ {(МПа · сут/тыс. м^3)^2};

для скв. 103 $B = 1{,}32/N_c^{1{,}9}$ {(МПа · сут/тыс. м^3)^2},

где N_c — капиллярное число.

Определенные трудности в оценке зависимости коэффициентов фильтрационных сопротивлений B от капиллярного числа были связаны с возможным (по данным промысловых исследований) появлением нефти на забоях этих скважин. Влияние же на коэффициент B насыщенности коллектора жидкостью в промысловых условиях выявить, к сожалению, невозможно.

Определение соотношения доли уменьшения продуктивности скважины от проявления каждого из факторов представляет не только научную, но и практическую ценность. Вполне естественно предположить, что повышение продуктивности газоконденсатных скважин может быть достигнуто двумя основными путями: удалением выпавшего ретроградного конденсата из призабойной зоны скважин в глубь пласта и отбором его скважиной. Первый путь представляется более перспективным для тех случаев, когда основное изменение продуктивности скважин вызывается вязкостными составляющими фильтрационных сопротивлений. Второй путь, на наш взгляд, предпочтителен в том случае, когда накопление конденсата сопровождается преобладающим увеличением инерционных сопротивлений. Ниже это утверждение будет проанализировано более подробно.

Промысловые данные по снижению продуктивности скважин при накоплении ретроградного конденсата

Снижение продуктивности скважин из-за выпадения конденсата отмечалось на многих месторождениях в России, странах СНГ и дальнего зарубежья. В той или иной мере оно наблюдалось на месторождении Нокс-Бромайд, Contesti (Румыния), Вуктыльском, Западно-Соплесском и Печоро-Кожвинском НГКМ (Республика Коми), месторождениях Днепровско-Донецкой впадины (Тимофеевское, Новотроицкое) [51], Оренбургском НГКМ и многих других. Анализ промысловых данных по снижению продуктивности скважин газоконденсатных месторождений достаточно подробно дан в литературе.

Для всех этих месторождений характерно изменение дебита скважин непропорционально понижению пластового давления и особенно значительное уменьшение его при низких пластовых давлениях. В качестве примера на рис. 3.12 показано изменение дебита газа по скважинам Западно-Соплесского НГКМ при уменьшении среднего пластового давления в районе скважин в процессе разработки залежи. Как видно из этого рисунка, для скв. 15 при снижении пластового давления от значений, близких к 28—30 МПа, до 10 МПа отмечалось уменьшение ее дебитов с 700 до 80—100 тыс. м^3/сут, т.е. более чем в 7 раз. Несложный расчет показывает, что при тех же депрессиях (например, в 1 МПа) за счет снижения пластового давления дебит скважины мог измениться только в 3 раза. Следовательно,

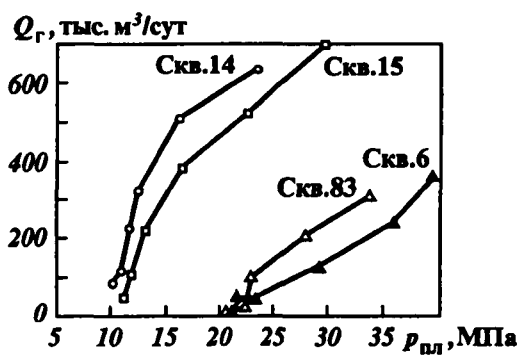


Рис. 3.12. Изменение дебита газа на скважинах Западно-Соплесского НГКМ при уменьшении пластового давления

еще в 2,2—2,3 раза уменьшились фильтрационные параметры коллектора. История разработки залежи и эксплуатации скв. 15 полностью подтверждает эти выводы. Продуктивность скважин Западно-Соплесского НГКМ уменьшалась в ходе их эксплуатации за счет накопления ретроградного конденсата у забоя скважин. В среднем продуктивность скважин месторождения изменялась в 2—3 раза.

Ухудшение фильтрационных свойств коллектора из-за выпадения парафинов

Изменения термобарических условий у забоев скважин вызывают, наряду с накоплением ретроградного конденсата, выпадение парафинов. Этот процесс непосредственно связан с образованием у скважин зоны с повышенным насыщением жидкостью, и поэтому его следует учитывать не только как самостоятельный фактор, осложняющий эксплуатацию скважин, но и как явление, тесно связанное с накоплением ретроградного конденсата. К настоящему времени определенный объем экспериментальных исследований и результатов промысловых наблюдений накоплен сотрудниками предприятия "Севергазпром". Эти данные в основном касаются газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции (Западно-Соплесского, Югидского и др.), которые характеризуются относительно высоким содержанием в газоконденсатной смеси тяжелых компонентов парафинового ряда. Анализ этих данных представляет интерес и с точки зрения обобщения результатов и их учета при контроле процессов выпадения парафинов в пластах других газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

При изменении термобарических условий содержащиеся в газоконденсатной системе тяжелые компоненты парафинового ряда могут переходить в твердую фазу, образуя осадки сложного строения и структуры. Наличие в продукции скважины высококипящих парафинов и церезинов (иногда их объединяют под общим названием "парафины"), как правило, вызывает осложнения в коммуникационных линиях и на объектах сбора и подготовки. Процесс отложения парафинов в системе сбора и подготовки продукции, как правило, оказывается неравномерным на протяжении отдельных периодов разработки залежи. Опыт разработки Западно-Соплесского НГКМ показывает, что осложнения, связанные с выпадением парафинов в скважинном и поверхностном оборудовании, характерны лишь для начального периода эксплуатации месторождений, когда из скважин выносится значительное количество конденсата с высоким содержанием "парафина". В дальнейшем, по мере понижения в залежи давления, содержание парафино-церезиновых фракций в добываемом конденсате резко снижается и соответственно уменьшается его выпадение в системе сбора и подготовки углеводородов. К этому периоду разработки месторождений значительная часть высококипящих компонентов выпадает в пласте вместе с углеводородным конденсатом, ухудшая продуктивность скважин.

Присутствие парафинов в коллекторе пласта в виде твердой и жидкой фаз может вызвать значительное уменьшение его проницаемости и пористости. На это указывают экспериментальные исследования по влиянию выпадения парафинов на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, выполненные В.Н. Абрамовым, Г.В. Петровым и В.Р. Родыгиным на образ-

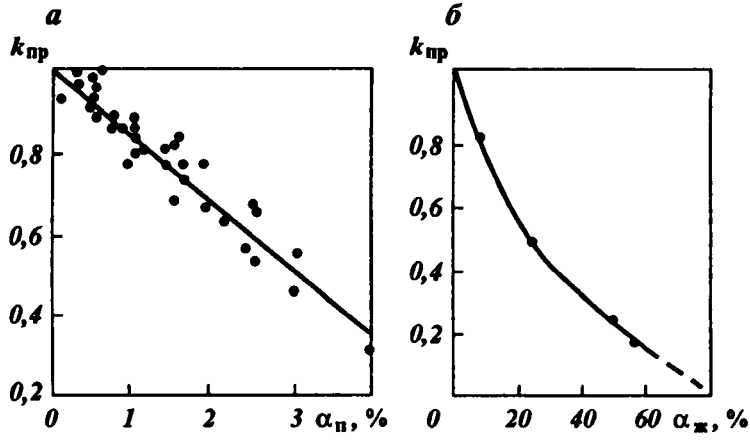


Рис. 3.13. Зависимости относительной проницаемости образца керна для газа от содержания твердых парафинов в поровом пространстве (*а*) и от насыщения образцов раствором парафина в керосине (*б*)

цах керна терригенных отложений Западно-Соплесского ГКМ и представленные на рис. 3.13 в виде зависимости относительной проницаемости образца для газа от содержания твердых парафинов в поровом пространстве и от насыщения образцов керна раствором парафина в керосине. Как видно из этого рисунка, даже незначительное содержание твердых парафинов в порах породы может вызвать существенное увеличение газопроницаемости породы. Это объясняется перекрытием части пор парафинами и выключением их из процесса фильтрации. Изменение структуры пористого пространства приводит к усилению нелинейных эффектов при фильтрации газоконденсатной смеси с соответственным резким возрастанием фильтрационных сопротивлений.

Таким образом, выпадение парафинов в пористой среде у забоя газоконденсатных скважин может явиться одним из существенных факторов увеличения по ним скин-эффекта и уменьшения их продуктивности.

3.2

Математическое моделирование многокомпонентного течения углеводородов в призабойной зоне скважины

Большая часть исследований закономерностей течения газоконденсатных смесей в прискважинных зонах пласта выполнялась на основе математического моделирования многокомпонентной фильтрации углеводородов в пористых средах. Основные результаты теоретических исследований в той или иной мере получают достаточно убедительное подтверждение в про-

мысловой практике разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений. В значительно меньшей мере процессы, происходящие у забоев газоконденсатных скважин, изучены экспериментально. В настоящей работе большая часть исследований проводилась автором с сотрудниками путем математического моделирования фазового поведения газоконденсатных смесей и их фильтрации в пористых средах. Поэтому в данной главе описываются математические модели, используемые во всех последующих разделах книги. В частности, рассматриваются модели и расчетные схемы: фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей; изотермической многофазной фильтрации многокомпонентной углеводородной смеси (с водой и без нее); распределения температурного поля в пласте при нагнетании теплоносителя и прогреве пласта, а также фильтрации газоконденсатной смеси в неизотермических условиях; распространения в пористой среде кислотного раствора при взаимодействии его с породой пласта.

Все используемые в работе математические модели описываются в одной главе по следующим причинам. На современном уровне развития математического моделирования задач многокомпонентной и многофазной фильтрации детальное описание самих численных схем расчета занимает значительный объем и, как правило, излагается в специализированных изданиях. Поэтому здесь описаны общие положения используемых в исследованиях математических моделей, а все модели представляются в одной главе с целью облегчить чтение остальных разделов, посвященных изучению происходящих как у забоя скважин, так и в пласте в целом физических явлений или решению чисто технологических задач эксплуатации газоконденсатных месторождений.

3.2.1

Математическое моделирование фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных смесей

Фазовое поведение многокомпонентных углеводородных смесей интенсивно исследуется в течение нескольких последних десятилетий, и к настоящему времени в литературе представлен огромный объем как экспериментальных данных, так и теоретических представлений о фазовом поведении и свойствах природных и искусственных газоконденсатных смесей.

Общий анализ данных экспериментальных и теоретических исследований фазового равновесия природных и искусственных углеводородных смесей, исследований газоконденсатных характеристик и свойств природных углеводородных газоконденсатных систем дан в работах А.И. Гриценко с соавторами [6, 25, 27, 31, 40].

Математическое моделирование фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей (какими и являются газоконденсатные смеси) сводится в основном к расчету их парожидкостного равновесия и основных параметров, характеризующих свойства отдельных фаз смеси и свойства самой смеси. Методы расчета парожидкостного равновесия природных углеводородных смесей развивались в трех основных направлениях, доминировавших в разное время. Это:

использование принципа давления схождения, имеющего в своей ос-

нове эмпирический подход и являющегося, по существу, графоаналитическим;

использование комбинированных методов, основанных на применении уравнений состояния для описания свойств паровой фазы и теории регулярных растворов для расчета коэффициентов активности компонентов смеси в жидкой фазе;

применение единых уравнений состояния для описания свойств сосуществующих равновесных фаз.

Последний из подходов к расчету фазового равновесия с использованием уравнений состояния наиболее распространен в последнее время. Он основан на строгом применении классических положений термодинамики многокомпонентных систем — равенстве химических потенциалов (летучестей) компонента смеси во всех сосуществующих фазах.

Существующие уравнения состояния и уравнение фазовых концентраций многокомпонентных смесей

Для чистого вещества уравнение состояния одновременно описывает свойства паровой и жидкой фаз на линии насыщения. Для многокомпонентной системы уравнение состояния представляет собой термодинамическую модель равновесных паровой и жидкой фаз в отдельности. Применение уравнения состояния позволяет рассчитать основные параметры углеводородной смеси: компонентные составы равновесных фаз, их долю и плотность, термодинамически согласованные теплофизические свойства. Использование уравнений состояния представляет также возможность расчета фазового равновесия самых разнообразных по составу углеводородных смесей, в том числе содержащих и неуглеводородные компоненты, а также моделировать не только двухфазное парожидкостное, но и многофазное равновесие (например, пар—жидкость—жидкость, пар—жидкость—твердое тело).

Особенно значительное развитие методов математического моделирования фазового равновесия систем природных углеводородов с применением единых уравнений состояния началось с середины 70-х годов. К настоящему времени предложено большое число уравнений состояния для описания свойств систем природных углеводородов. В инженерной практике широко применяются два вида уравнений: многокоэффициентные и кубические. Многокоэффициентные уравнения состояния представляют собой записанные в вириальной форме уравнения состояния. Входящие в уравнение вириальные коэфициенты учитывают различные взаимодействия частиц вещества (парные, тройные, четвертные и т.д.). Уравнения состояния в вириальной форме теоретически достаточно обоснованы для газов малой плотности. Использование же этих уравнений для описания состояния вещества при больших плотностях связано со сложностью определения вириальных коэффициентов более высокого порядка. В связи с этим в последнее время создаются эмпирические уравнения состояния, в которых давление представлено в виде полинома от плотности с коэффициентами, зависящими от температуры. Эти уравнения содержат также экспоненциальный член, введенный для компенсации членов более высокого порядка вириального уравнения.

Из уравнений этого типа для моделирования парожидкостного равновесия и теплофизических свойств смесей легких углеводородов наиболее

широко применяется восьмикоэффициентное уравнение Бенедикта—Вебба—Рубина (BWR) с его модификациями и 11-коэффициентное уравнение состояния Старлинга—Хана (SH) (также являющееся модификацией уравнения BWR). Многокоэффициентные уравнения BWR и SH достаточно сложны, и для получения корней этих уравнений требуются значительные по времени счета итерационные процедуры. Для инженерных расчетов при моделировании фазового равновесия и теплофизических свойств систем природных углеводородов удобнее кубические (относительно объема) уравнения состояния. Их теоретической основой является уравнение Ван-дер-Ваальса, описывающее соотношение термических параметров реального газа. К настоящему времени опубликовано очень большое число модификаций уравнения состояния Ван-дер-Ваальса.

Значительным прогрессом в модификации уравнения Ван-дер-Ваальса явилось уравнение Редлиха—Квонга (RK), опубликованное O. Redlich, J.N.S. Kwong в 1949 г. В дальнейшем для повышения точности расчетов уравнение RK уточнялось различными авторами. Наиболее известными модификациями уравнения RK явились уравнения Редлиха—Квонга—Вильсона (RKW) и Соаве—Редлиха—Квонга (SRK).

В 1975 г. D.Y. Peng и D.B. Robinson разработали модификацию уравнения Ван-дер-Ваальса — уравнение Пенга—Робинсона (PR), получившее широчайшее применение в практике моделирования процессов разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, транспорта и переработки природных углеводородов. При разработке этой модификации кубического уравнения состояния D.Y. Peng, D.B. Robinson удалось повысить точность расчета свойств жидкой фазы, а также точность моделирования свойств смесей углеводородов вблизи критической точки. На это указывают исследования оценки точности расчетов параметров различных веществ (в сравнении с экспериментальными данными) по известным уравнениям состояния, выполненные различными авторами. К настоящему времени уже разработаны различные модификации уравнения PR. Наиболее известны из них модификации: А.И. Брусиловского, T. Ahmed, B.S. Jhavery и G.K. Youngren, J.J. Martin, R. Stryjek и J.H. Vera, H.M. Lin, G. Joffe, W.I. Cubic, G. Schmidt и H. Wenzel, A. Harmens и H. Knapp, G. Heyen, N.C. Patel и A.S. Teja, а также T.-M. Guo, L.-G. Du, K.S Pedersen, A. Fredenslund.

В данной работе алгоритмы и схемы расчета фазового состояния многокомпонентной смеси и физико-химических свойств газовой и жидкой фаз составлялись автором с сотрудниками с использованием уравнения Пенга—Робинсона (PR):

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)+b(V-b)}, \tag{3.8}$$

где p, T — давление и температура; V — молярный объем; a, b — коэффициенты уравнения.

Для многокомпонентной смеси коэффициенты a, b определяются в виде

$$a_{см} = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n}\eta_i\eta a_{ij};\ b_{см} = \sum_{i=1}^{n}\eta_i b_i; \tag{3.9}$$

$$a_{ij} = (1 - C_{ij})(a_i a_j)^{0,5},$$

где n — число компонентов смеси; a_i, b_i — коэффициенты индивидуаль-

ных компонентов смеси, η_i — молярная доля компонента; C_{ij} — поправочный коэффициент, учитывающий взаимодействие молекул.

Коэффициенты a и b отдельных компонентов выражаются в следующем виде:

$$a = \alpha(T) a_{кр}, \tag{3.10}$$

где

$$a_{кр} = 0{,}45724 \frac{RT_{кр}}{p_{кр}};$$

$$\alpha(T) = (1 + m(1 - T_{кр}^{0,5}))^2;$$

$$m = 0{,}37464 + 1{,}54226\,\omega - 0{,}26992\,\omega^2$$

(здесь ω — ацентрический фактор);

$$b = 0{,}0778 \frac{RT_{кр}}{p_{кр}}. \tag{3.11}$$

Фазовое состояние многокомпонентных систем описывалось уравнениями фазовых концентраций, которые для двухфазной смеси (пар—жидкость) имеют вид

$$y_i = \frac{z_i K_i}{1 + v(K_i - 1)}; \tag{3.12}$$

$$x_i = \frac{z_i}{1 + v(K_i - 1)}; \tag{3.13}$$

$$S = \frac{(1-v)\rho_г M_ж}{(1-v)\rho_г M_ж + v\rho_ж M_г}, \tag{3.14}$$

где v — мольная доля газовой фазы в смеси, является корнем уравнения

$$\sum_{i=1}^{l} \frac{(k_i - 1) z_i}{1 + (K_i - 1)v} = 0; \tag{3.15}$$

$$M_г = \sum_{i=1}^{l} y_i M_i;\ M_ж = \sum_{i=1}^{l} x_i M_i;\ \ K_i = x_i / y_i. \tag{3.16}$$

Условия нормировки состава

$$\sum_{i=1}^{l} z_i = \sum_{i=1}^{l} y_i = \sum_{i=1}^{l} x_i = 1. \tag{3.17}$$

Условные обозначения, используемые при описании модели: K_i — константа равновесия i-го компонента; z_i — мольная доля i-го компонента в смеси; y_i, x_i — мольные доли i-го компонента в газовой и жидкой фазах; v — мольная доля газовой фазы; $\rho_г$, $\rho_ж$ — плотности газовой и жидкой фаз; $\mu_г$, $\mu_ж$ — вязкости газовой и жидкой фаз; k, m — абсолютная проницаемость и пористость пласта; $M_г$, $M_ж$ — молярные массы газовой и жидкой фаз; M_i — молярная масса i-го компонента; S — насыщенность порового пространства жидкой фазой; N — число молей в единице объема смеси; p — давление; l — число компонентов в системе.

Мольная доля газовой фазы определяется следующим образом:

если $\sum_{i=1}^{l} z_i K_i < 1$, то $v = 0$

(смесь в однофазном жидком состоянии);

если $\sum_{i=1}^{l} \frac{z_i}{K_i} < 1$, то $v = 1$

(смесь в однофазном газовом состоянии);

если условия не выполняются, то v находится в интервале $[0 < v < 1]$ и является единственным корнем уравнения концентраций.

Описание псевдокомпонентами углеводородов фракций группы $C_{5+высшие}$ газоконденсатных смесей

Одной из основных проблем математического моделирования поведения реальных газоконденсатных смесей является адекватная замена их искусственными смесями с меньшим числом компонентов. В углеводородной системе, моделирующей реальную газоконденсатную систему, производится замена отдельных фракций системы некими псевдокомпонентами. Наиболее сложным при моделировании пластовых углеводородных систем представляется объединение отдельных фракций реальной системы в псевдокомпоненты и определение свойств этих псевдокомпонентов. В некоторой степени свобода действий в выборе псевдокомпонентов смеси появляется при ее подборе для проведения расчетных исследований различных процессов, связанных с газоконденсатными системами. В этом случае возможно варьирование в довольно широких пределах свойств псевдокомпонентов, т.е. присвоение основным параметрам псевдокомпонентов значений, отличающихся от значений встречающихся в природе индивидуальных углеводородов.

Объединение отдельных углеводородов в псевдокомпоненты, при заданном числе последних, во многих случаях основывается на эмпирических подходах. При более точном моделировании с достаточно большим числом псевдокомпонентов углеводороды $C_1 - C_4$ (а иногда и C_5 и даже C_6), а также кислые компоненты (N_2, CO_2 и H_2S), как правило, представляются в модельной смеси без каких-либо изменений. Пседокомпонентами заменяются более тяжелые компоненты – соответственно C_{5+} или же C_{6+} и C_{7+}. При моделировании реальной системы трехкомпонентными смесями в один из псевдокомпонентов включаются C_1 (а также при его наличии и N_2), во второй – углеводороды $C_2 - C_4$, а в третий – C_{5+}. Особенно сложной задачей представляется описание углеводородов фракций группы $C_{5+высшие}$. Адекватная замена этих углеводородов меньшим числом неких псевдокомпонентов существенно улучшает точность выполняемых расчетов фазового поведения природных углеводородных систем. В связи с этим решению данной проблемы уделялось значительное внимание многими исследователями.

Общий подход при определении параметров группы $C_{5+высшие}$ (работы Г.Р. Гуревича и А.И. Брусиловского, А.И. Гриценко с соавторами) заключается в условном разделении на отдельные составляющие (фракции), параметры которых практически не меняются с изменением давления и температуры. Такие свойства, как средняя температура кипения, плотность и молекулярная масса, определяются обычно экспериментально. Остальные свойства рассчитываются по различным корреляционным зависимостям,

полученным для чистых веществ экспериментальным путем. Группу $C_{5+высшие}$ на фракции распределяют по результатам фракционной разгонки дебутанизированного конденсата (ДБК) по истинным температурам кипения (ИТК). При отсутствии фракционной разгонки для условного разделения группы $C_{5+высшие}$ применяют графический способ. Разбивка на фракции ДБК производится произвольно, но с условием, что при разбивке должны быть известны плотность, масса и средняя температура кипения фракций. В этих же работах представлены свойства 26 фракций группы $C_{5+высшие}$, определенные в результате экспериментального изучения парожидкостного равновесия и свойств ДБК пластовых смесей 56 отечественных и зарубежных месторождений.

Методы аппроксимации тяжелого остатка нефтяных и газоконденсатных систем псевдокомпонентами общим числом до восьми представлены в работах E. Gonzalez, P. Colonomos, I. Rusinek, K.H. Coats, G.T. Smart, Y.K. Li, L. Nghiem, A. Siu. Наиболее интересна схема выделения псевдокомпонентов, основанная на решении задачи линейного программирования с целевой функцией, представляющей собой отклонение свойств псевдокомпонентов и реальных компонентов. Решение находится среди псевдокомпонентов, в которые объединяются близкие по свойствам реальные компоненты. Группируют реальные компоненты в псевдокомпоненты по каждому разряду значений констант фазовых равновесий. Модели с непрерывно-распределенными псевдокомпонентами для характеристики тяжелого остатка углеводородной смеси разработаны J.G. Brian, E.D. Glandt, M.T. Katzsch, H. Kehlin. Метод "проб и ошибок" является основой способа подбора псевдокомпонентов для углеводородов C_{7+}.

Метод "полунепрерывного" термодинамического описания использовали для моделирования фракций C_{7+} малым числом (два-три) псевдокомпонентов. Он заключался в представлении углеводородной смеси в виде дискретно и частично в виде непрерывно распределенных компонентов. Дискретными компонентами представляются легкие углеводороды и кислые компоненты, а непрерывно распределенными — тяжелые компоненты. Тяжелые компоненты (остаток) описываются некой функцией распределения, которую выбирают, исходя из основных свойств компонентов, входящих в остаток, таких как молекулярная масса, температура кипения и т.д. В параметры уравнения состояния для смеси помимо значений коэффициентов для дискретных компонентов включается также интеграл от параметра, представляющего собой произведение функции распределения непрерывных компонентов на соответствующие коэффициенты компонентов из этой группы. Полунепрерывное термодинамическое описание производят, выполняя следующие операции: выбор функции распределения компонентов, подгонку параметров функции распределения для моделирования фракций, расчеты по уравнению состояния как для случая существования в системе только одних дискретных компонентов. Использование в качестве основного параметра давления кипения каждой фракции при группировке их в пседокомпоненты было предложено S.T. Lee. По его методу для каждого параметра, характеризующего исследуемые свойства фракций, строится график зависимости параметра от давления кипения (как независимого параметра). В один и тот же псевдокомпонент объединяются фракции, имеющие близкие наклоны линий зависимости различных свойств от давления кипения. Достаточно сложный статистический метод объединения индивидуальных компонентов с минимизацией ошибки

в вычислениях насыщенности фазами предложен R.K. Mehra с соавторами. При этом для каждой пары последовательных фракций уточняют, объединяются ли они в один компонент.

Основой метода группировки компонентов, представленного в работе A. Danesh, Dong-hal Xu, A.C. Todd [57], являются группировка компонентов по их концентрации и молекулярной массе и новое правило смешения для коэффициентов уравнения состояния. Реальные компоненты выстраиваются в соответствии с их температурой кипения и объединяются в несколько групп таким образом, чтобы суммы произведений концентраций компонентов и логарифма их молекулярных масс по всем входящим в псевдокомпоненты компонентам были приблизительно равны. Критические параметры псевдокомпонента (критические давления, температуры), а также молекулярные массы, ацентрические факторы и т.д. определяют путем взвешивания по концентрациям этих параметров для каждого компонента из группы входящих в псевдокомпонент. Однако параметры уравнения состояния для отдельных псевдокомпонентов рассчитываются непосредственно по параметрам исходных компонентов, но с использованием коэффициентов парного взаимодействия уже между псевдокомпонентами.

Сопоставление некоторых из указанных методов описания углеводородов фракций группы $C_{5+\text{высшие}}$ производилось автором с коллегами на примере моделирования начального состава и термодинамического поведения реальной газоконденсатной системы Западно-Соплесского газоконденсатного месторождения модельной системой с меньшим числом фракций (заменяемых псевдокомпонентами). Для восстановления мольного состава газоконденсатной системы применялось математическое моделирование ее термодинамического поведения в ходе истощения залежи. С этой целью использовалась методика расчета, основанная на уравнении Пенга—Робинсона. Детали алгоритма расчета представлены в работе [30]. В серии расчетов по подбору начального состава газоконденсатной системы варьировались концентрации тяжелых компонентов в смеси. Подбор завершался при получении параметров системы, близких к параметрам газоконденсатной характеристики, полученной в результате промысловых и экспериментальных исследований, проведенных в СеверНИПИгазе. Аналогичные расчеты выполнялись и для газоконденсатных смесей ряда других месторождений (Астраханского, Вуктыльского, Уренгойского, Оренбургского, Печоро-Кожвинского). В результате расчетов была показана возможность довольно хорошего описания реальной смеси модельной смесью с общим числом компонентов 8—10 (числом фракций углеводородов C_{5+}, равным 3—5). Было показано, что увеличение числа компонентов выше этих значений уже не приводит к существенному увеличению точности моделирования реальной газоконденсатной системы. Не вносит кардинальных изменений в этом случае и вид метода, используемого для "усреднения" свойств отдельных фракций. Незначительное влияние на рассматриваемые зависимости метода "усреднения" параметров объединяемых фракций объяснялось достаточным числом используемых компонентов (более 8) модельной смеси.

Таким образом, пластовые углеводородные системы газоконденсатных месторождений могут моделироваться смесями, состоящими из относительно небольшого числа компонентов (до 10). Этот принцип использовался при решении задачи моделирования фильтрации газоконденсатных сме-

сей в призабойных зонах скважин. Состав реальных газоконденсатных систем разбивали на отдельные фракции модельных систем в соответствии с положениями работы [30]. При этом обеспечивалась близость реальных и модельных смесей по составу компонентов до C_4 или C_5 включительно. Основные свойства фракций, моделирующих в модельной смеси углеводороды C_{5+}, определяли путем усреднения свойств входящих в их состав углеводородов с весовым коэффициентом, равным молярной доле этого углеводорода в общем составе данной фракции. В числе определяемых параметров — температура кипения фракции, ее плотность и молекулярная масса. Погрешность моделирования газоконденсатных смесей при таком подходе по основным параметрам не превышала 8—10 % в широком диапазоне изменения температур и давления. В качестве примера можно указать зависимости от давления конденсатогазового фактора и относительного объема жидкости.

3.2.2

Изотермическая многофазная многокомпонентная фильтрация газоконденсатных смесей в пористых средах

Математическое описание процессов фильтрации пластовых флюидов сводится к решению краевых задач для системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных. Точные или приближенные аналитические решения этих задач, пригодные для практического использования, можно получить для фильтрационных потоков простой геометрии и при использовании различных упрощающих предположений о механизме процесса. Однако большинство реальных фильтрационных потоков имеют сложную форму и описываются системами нелинейных дифференциальных уравнений, получить аналитическое решение которых невозможно; эти уравнения решаются приближенными численными методами с использованием ЭВМ. Достаточно подробно проблемы фильтрации многокомпонентных систем в пористых коллекторах описаны в работах В.Н. Николаевского, Э.Ф. Бондарева, М.И. Миркина, Г.С. Степановой; А.К. Курбанова, С.А. Кундина, М.Д. Розенберга с соавторами; С.Н. Закирова, Б.Е. Сомова, В.Ф. Гордона с соавторами; G. Acs, S. Doleschall и E. Farkas; P.D. Fleming, C.P. Thomas и W.K. Winter. При построении численной модели и алгоритмов используется дискретное представление переменных и дифференциальных операторов уравнений, а также области течения. Общие принципы численного решения задач многофазной фильтрации наиболее полно изложены в работах K. Aziz, A. Settari, D.W. Peaceman [2].

Математическое моделирование течения многокомпонентной системы в пористых пластах производилось нами с использованием двух различных моделей: трехфазной модели фильтрации, разработанной автором с сотрудниками, и двухфазной, созданной В.Г. Митлиным и Г.П. Цыбульским с соавторами [30]. Использование этих двух моделей позволяло более точно определять достаточно сложную картину течения газоконденсатных смесей в прискважинных зонах пласта, используя преимущества каждой из моделей.

Первая модель фильтрации многокомпонентной смеси (трехфазный случай)

Общие принципы построения модели трехфазной фильтрации газоконденсатной смеси и воды были следующими. Рассматривалась система N дифференциальных уравнений неразрывности, описывающая течение такой смеси в пористой среде (с числом уравнений, равным количеству компонентов смеси). Использовались допущения о локальном термодинамическом равновесии фаз, изотермичности фильтрации, справедливости обобщенного закона Дарси. Учитывались капиллярные и гравитационные силы и не учитывалась молекулярная и конвективная диффузия. В общем случае исходные уравнения представлялись в виде

$$\nabla(\lambda_{\text{г}} c_{k_{\text{г}}} \nabla p_{\text{г}} + \lambda_{\text{н}} c_{k_{\text{н}}} \nabla p_{\text{н}} + \lambda_{\text{в}} c_{k_{\text{в}}} \nabla p_{\text{в}}) = \frac{\partial}{\partial t}(m\rho c_k) + Q_k + \Omega_{\text{гр}}, \qquad (3.18)$$

$\lambda_\alpha = k k_\alpha \rho_\alpha / \mu_\alpha$,

где α – индекс, указывающий фазу, $\alpha = 1$ (н) – жидкая углеводородная фаза, $\alpha = 2$ (в) – вода, $\alpha = 3$ (г) – газ; k, k_α – абсолютная и относительная фазовая проницаемость для α-фазы; ρ, ρ_α – плотность смеси и α-фазы; μ_α – вязкость α-фазы; p_α – давление в фазе; c_k, c_{k_α} – доля k-го компонента в смеси и в α-фазе (другое обозначение последнего параметра в тексте – y_k – для газовой фазы и x_k – для углеводородной жидкости); m – пористость коллектора;

$Q_k = \sum_{\alpha}^{3} Q_\alpha c_{k_\alpha} \rho_\alpha$ – интенсивность источников-стоков (дебитов и расходов) для k-го компонента; Q_α – интенсивность источников-стоков (дебитов и расходов) для α-фазы;

$\Omega_{\text{гр}k} = \nabla\left(\sum_{\alpha=1}^{3} \lambda_\alpha c_{k_\alpha} \nabla z\right)$ – гравитационная составляющая; z – вертикальная координата.

Связь между давлениями в фазах выражается через капиллярные давления на границах раздела углеводородная жидкость – газ ($p_{c_{\text{нг}}}$) и вода – газ ($p_{c_{\text{вг}}}$):

$p_{\text{н}} = p_{\text{г}} - p_{c_{\text{нг}}}$,

$p_{\text{в}} = p_{\text{г}} - p_{c_{\text{вг}}}$.

С учетом последних выражений связи капиллярных и фазовых давлений уравнения (3.18) можно преобразовать к виду

$$\nabla(\lambda_k \nabla p_{\text{г}}) = \frac{\partial}{\partial t}(m\rho c_k) + \Omega_k + Q + \Omega_{\text{гр}}, \qquad (3.19)$$

где

$\lambda_k = \sum_{1}^{3} \lambda_\alpha c_{k_\alpha}$;

$\Omega_k = \nabla\left(\lambda_{\text{н}k} c_{k_{\text{н}}} \nabla p_{c_{\text{нг}}}\right) + \nabla\left(\lambda_{\text{в}k} c_{k_{\text{в}}} \nabla p_{c_{\text{вг}}}\right)$.

Суммирование уравнений (3.19) по всем компонентам с учетом соотношений (3.16) позволяло получить

$$\nabla(\lambda\nabla p_{\text{г}}) = \frac{\partial}{\partial t}(m\rho) + \Omega + Q + \Omega_{\text{гр}}, \tag{3.20}$$

где

$$\lambda = \sum_{1}^{3}\lambda_{\alpha};$$

$$\Omega_{\text{гр}} = \nabla(\lambda\nabla z);$$

$$\Omega = \nabla(\lambda_{\text{н}}\nabla p_{c_{\text{нг}}}) + \nabla(\lambda_{\text{в}}\nabla p_{c_{\text{вг}}});$$

$$Q = \sum_{\alpha}^{3} Q_{\alpha}\rho_{\alpha}.$$

Учитываем, что плотность смеси является функцией давления и концентрации (доли) компонентов: $\rho = f(p, c_k)$. Из (3.19) после некоторых преобразований получим

$$\nabla(\lambda\nabla p_{\text{г}}) = m\rho'_{p}\frac{\partial p_{\text{г}}}{\partial t} + m\sum_{1}^{N}\rho'_{c_k}\frac{\partial c_k}{\partial t} + \Omega + Q + \Omega_{\text{гр}}, \tag{3.21}$$

где $\rho'_{p} = \partial\rho/\partial p_{\text{г}}$, $\rho'_{c_k} = \partial\rho/\partial c_k$ — производные от плотности смеси по давлению и концентрации (доли) компонентов в смеси (вычисляются в процессе вычисления парожидкостного равновесия смеси).

Преобразование уравнений (3.19) и (3.21) с подстановкой производных от плотности смеси из одного уравнения в другое после преобразований приводит к системе уравнений относительно концентраций компонентов в смеси и давления в газовой фазе:

$$\rho\frac{\partial c_k}{\partial t} = \nabla(\lambda_k\nabla p_{\text{г}}) + c_k\nabla(\lambda\nabla p_{\text{г}}) + c_k\Omega - \Omega_k - Q_k + c_kQ + c_k\Omega_{\text{гр}} + \Omega_{\text{гр}k}, \tag{3.22}$$

$$\nabla(\lambda\nabla p_{\text{г}}) = m\rho'_{p}\frac{\partial p_{\text{г}}}{\partial t} + \Omega_{\text{см}} + Q, \tag{3.23}$$

где

$$\Omega_{\text{см}} = \sum_{1}^{N}\frac{\rho_{c_k}}{\rho}[\nabla(\lambda_k\nabla p_{\text{г}}) + c_k\nabla(\lambda p_{\text{г}} + c_k\Omega - \Omega_k - Q_k + c_kQ + c_k\Omega_{\text{гр}} + \Omega_{\text{гр}k}.$$

Таким образом, задача определения основных параметров, описывающих многокомпонентную трехфазную фильтрацию углеводородов в пористых средах, сводится к решению уравнения (3.23) относительно давления в газовой фазе и N-1 уравнений (3.22) относительно концентраций компонентов в смеси. Фазовое равновесие смеси (с определением концентраций компонентов в фазах) и основные физические параметры фаз и смеси определяли исходя из следующих предположений. Считалось, что углеводородные компоненты присутствуют в водяной фазе только в виде газа, растворенного в воде. Поэтому величина $c_{k\text{в}}$ является только функцией давления (как и растворимость газа), и парожидкостное равновесие между газом и углеводородной жидкостью может определяться по описанной выше расчетной схеме для двухфазного состояния флюида, а к нему применимы стандартные алгоритмы расчета. Обобщение схемы расчета паро-

жидкостного состояния на случай трехфазной фильтрации не является ограничивающим фактором, и соответствующие алгоритмы достаточно хорошо описаны.

Давления в газовой и водяной фазах пересчитывают с использованием капиллярных давлений.

Численное решение описанных систем уравнений производилось для случая одномерной плоскорадиальной и двухмерной фильтрации в вариантах: площадном (в координатах $X-Y$, обе координаты горизонтальные) и профильном (в координатах $R-Z$, радиальной и вертикальной). В случае двухмерной площадной фильтрации дифференциальные уравнения представляются в виде

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda\frac{\partial p_г}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\lambda\frac{\partial p_г}{\partial y}\right) = m\rho'_p\frac{\partial p_г}{\partial t}+\Omega_{см}+Q; \tag{3.24}$$

$$\rho\frac{\partial c_k}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_k\frac{\partial p_г}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\lambda_k\frac{\partial p_г}{\partial y}\right)+c_k\frac{\partial p_г}{\partial x}\left(\lambda\frac{\partial p_г}{\partial x}\right)+c_k\frac{\partial}{\partial y}\left(\lambda\frac{\partial p_г}{\partial y}\right)+\Lambda, \tag{3.25}$$

где

$$\Lambda = c_k\Omega-\Omega_k+c_k\Omega_{гр}-\Omega_{гр_k}-Q_k+c_kQ.$$

Система уравнений (3.24) – (3.25) решалась методом "неявным по давлению и явным по концентрациям". Конечно-разностная аппроксимация уравнения (3.24) имеет вид

$$(\Delta W\Delta p_г)_i+(\Delta W\Delta p_г)_j = \beta(p_г^{v+1}-p_г^n)_{i,j}+\Omega_{см}^v+Q^v, \tag{3.26}$$

где разностные операторы на неравномерной сетке с распределенными узлами представляются как (даются в виде примера по одному из направлений)

$$(\Delta W\Delta p_г)_i = W_{i+1/2,j}^v\left(p_{i+1}-p_i\right)_j^{v+1}-W_{i-1/2,j}^v\left(p_i-p_{i-1}\right)_j^{v+1};$$

$$W_{i+1/2,j}^v=\frac{2\lambda_{i+1/2,j}^v}{\Delta x_{i+1/2,j}+\Delta x_{i-1/2,j}}\frac{A_{i+1/2,j}^v}{\Delta x_{i+1/2,j}};$$

$$W_{i-1/2,j}^v=\frac{2\lambda_{i-1/2,j}^v}{\Delta x_{i+1/2,j}+\Delta x_{i-1/2,j}}\frac{A_{i-1/2,j}^v}{\Delta x_{i-1/2,j}};$$

$\Delta x_i = \frac{1}{2}(\Delta x_{i+1/2}+\Delta x_{i-1/2})$ – размер i-го блока;

$$\beta=\left(m\rho'_p\right)_{i,j}^v V_{i,j};$$

v, n – номер итерации и временной слой; $V_{i,j}$ – объем i, j-блока сетки.

Разностная аппроксимация уравнения (3.22) во многом аналогична и поэтому здесь не приводится.

Проблемы консервативности, согласованности и устойчивости подобных "неявно-явных" схем расчета достаточно подробно обсуждались и поэтому здесь не рассматриваются. Одна из особенностей представленной схемы расчета – значительные затраты времени счета, связанные с расчетом парожидкостного равновесия и свойств фаз. Поэтому в расчетах ис-

пользовались специальные приемы отключения полного блока термодинамических расчетов в отдельных точках разностной сетки в случае незначительного изменения давления или концентраций углеводородов.

В случае профильной фильтрации уравнения (3.22) – (3.23) преобразуются к виду

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\lambda r\frac{\partial p_г}{\partial r}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(\lambda\frac{\partial p_г}{\partial z}\right) = m\rho'_p\frac{\partial p_г}{\partial t} + \Omega_{см} + Q, \tag{3.27}$$

$$\rho\frac{\partial c_k}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\lambda_k r\frac{\partial p_г}{\partial r}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(\lambda_k\frac{\partial p_г}{\partial z}\right) + c_k\frac{1}{r}\frac{\partial p_г}{\partial r}\left(\lambda r\frac{\partial p_г}{\partial r}\right) + c_k\frac{\partial}{\partial z}\left(\lambda\frac{\partial p_г}{\partial z}\right) + \Lambda. \tag{3.28}$$

Разностная аппроксимация уравнения (3.27) имеет тот же вид, что и (3.26), но коэффициенты в разностных операторах представляются как [2]:

$$W^v_{i+1/2,j} = 4\pi\left(\frac{r^2_{i+1/2,j}\Delta z_{i,j}}{r^2_{i+1/2,j} - r^{2r}_{i,j}}\right)\lambda_{i+1/2,j},$$

$$W^v_{i,j+1/2,j} = \pi\left(\frac{r^2_{i+1/2,j} - r^2_{i-1/2,j}}{\Delta z_{i,j+1/2}}\right)\lambda_{i,j+1/2,j},$$

$$V_{i,j} = \pi\Delta r_j\left(r^2_{i+1/2} - r^2_{i-1/2}\right)_j;$$

$$r_{i+1/2} = \left[\frac{r^2_{i+1} - r^2_i}{\ln\left(r^2_{i+1}/r^2_i\right)}\right] \quad - \text{ границы блока сетки,}$$

$$z_{j+1/2} = \frac{1}{2}(z_{j+1/2} + z_j).$$

Вторая модель фильтрации многокомпонентной смеси (двухфазный случай)

Вторая из применяемых в исследованиях моделей фильтрации многокомпонентной смеси в пористых коллекторах была разработана В.Г. Митлиным и Г.П. Цыбульским с соавторами. В ней использовались допущения о локальном термодинамическом равновесии фаз, справедливости обобщенного закона Дарси, а также пренебрегалось влиянием на процессы капиллярных, диффузионных сил и гравитации. Изотермическая фильтрация многокомпонентной смеси описывалась следующей системой дифференциальных уравнений:

$$\operatorname{div}(kh\lambda_k \operatorname{grad} p) = \frac{\partial}{\partial t}(mhNz_k), \tag{3.29}$$

$$k = \overline{1, N_k},$$

где

$$N = S\frac{\rho_ж}{M_ж} + (1 - S)\frac{\rho_г}{M_г};$$

$$\lambda_k = \left(\frac{k_г \rho_г y_k}{\mu_г M_г} + \frac{k_ж \rho_ж y_k}{\mu_ж M_ж} \right);$$

$$S = 1 - S_г.$$

Здесь z_k — мольная доля k-го компонента в смеси; y_k, x_k — мольные доли i-го компонента в газовой и жидкой фазах; остальные обозначения прежние.

Уравнения (3.29) являются уравнениями баланса количества каждого из компонентов в дифференциальной форме. Суммируя уравнения для компонентов и заменяя последнее уравнением баланса общего количества смеси в случае тонкого горизонтального пласта и пренебрегая вертикальным движением флюида, получили эквивалентную систему

$$\operatorname{div}(kh\lambda_k \operatorname{grad} p) = mh \frac{\partial}{\partial t}(Nz_k), \tag{3.30}$$

$$k = \overline{1, n-1};$$

$$\operatorname{div}(kh\beta_k \operatorname{grad} p) = mh \frac{\partial N}{\partial t}, \tag{3.31}$$

где

$$\lambda = \sum_{k=1}^{n} \lambda_k.$$

Искомыми функциями в рассматриваемой модели являются давление и молярные доли компонентов в смеси. Для построения замкнутой системы уравнений многокомпонентной фильтрации задаются соотношения для плотностей, вязкостей, констант равновесия компонентов и относительных фазовых проницаемостей. В алгоритме и программе расчетов, разработанных на основе данной модели, был использован нетрадиционный подход к расчету фазового равновесия газожидкостной системы. Он состоял в том, что константы равновесия считаются зависящими от давления, температуры и одного параметра состава R, задаваемого в виде

$$R = C_{пром} / (C_{пром} + C_{тяж} + d),$$

где $C_{пром}$, $C_{тяж}$ — соответственно доли промежуточных и тяжелых компонентов в смеси; d — постоянная величина, определяемая из равенства параметров состава для газовой и жидкой фаз исходной пластовой системы.

Исходной информацией при построении интерполяционных полиномов для констант равновесия являются данные экспериментальных исследований на бомбе PVT-соотношений или результаты расчета парожидкостного равновесия свойств углеводородных многокомпонентных смесей с использованием уравнений состояния Пенга—Робинсона.

3.3

Фильтрация газоконденсатных смесей в призабойных зонах скважин

В последние годы постоянно возрастает интерес к проблеме определения основных закономерностей фильтрации газоконденсатных смесей в призабойных зонах скважин. Это связано с тем, что данные проблемы не только непосредственно связаны с практическими задачами повышения продуктивности газоконденсатных скважин, но и представляют научный интерес с точки зрения определения особенностей фильтрации в пористых средах флюидов с фазовыми переходами. Основные представления о закономерностях фильтрации газоконденсатных смесей в условиях, характерных для прискважинных зон пластов, к настоящему времени получены путем теоретических исследований данного процесса. Существуют только отдельные экспериментальные исследования, направленные на изучение явлений "динамической" конденсации газоконденсатной смеси.

К числу одних из первых работ по теоретическому объяснению эффектов, возникающих в призабойных зонах газоконденсатных скважин, можно отнести работы А.Х. Мирзаджанзаде с соавторами, Б.Е. Сомова, D.D. Fussell. В этих работах было представлено приближенное аналитическое решение задачи нестационарной плоскорадиальной фильтрации газоконденсатной смеси к скважине в условиях двухфазной фильтрации жидкости и газа без учета многокомпонентности газоконденсатной смеси, дано автомодельное решение нестационарного притока многокомпонентной газоконденсатной смеси к скважине. Представленные авторами этих работ решения (вследствие использованных упрощающих положений) позволяли получить лишь достаточно упрощенную картину распределения насыщенности пласта в призабойной зоне скважины. Несколько позже автомодельное решение задачи фильтрации многокомпонентной смеси к скважине было представлено в работах С.Н. Закирова с соавторами и А.И. Брусиловского.

Более точное решение задачи притока газоконденсатной смеси к скважине получено на основе моделирования многокомпонентной фильтрации углеводородной смеси в пористых коллекторах. С использованием математического моделирования многокомпонентной фильтрации углеводородов и численного решения уравнений фильтрации рядом авторов были исследованы механизм накопления ретроградного конденсата у забоя скважин и особенности протекания этого процесса. В частности, В.Н. Николаевским и Б.Е. Сомовым были уточнены качественные и количественные характеристики распределения насыщенности коллектора жидкостью у забоя газоконденсатных скважин.

Явления "динамической" конденсации газоконденсатной смеси у забоя скважины, особенности накопления ретроградного конденсата в этой зоне пласта, а также влияние на этот процесс массообменных процессов между фазами газоконденсатной смеси подробно изучались Р.М. Тер-Саркисовым, А.Н. Шандрыгиным и Н.А. Гужовым, а также А.И. Гриценко, В.В. Ремизовым, Р.М. Тер-Саркисовым и В.Г. Подюком.

Представляют интерес аналитические и полуаналитические решения

задачи нестационарного притока многокомпонентной смеси к скважине, полученные М.Б. Панфиловым на основе сращивания асимптотических разложений в задачах фильтрации газоконденсатных смесей. На основе этих решений им были проведены теоретические исследования основных механизмов массообмена в различных областях газоконденсатного пласта и выделены три зоны, характеризующиеся различным характером накопления в них ретроградного конденсата.

Некоторые проблемы накопления конденсата у забоя скважин исследовал W. Boom с соавторами путем численного решения дифференциальных уравнений многокомпонентной фильтрации углеводородов в пористом коллекторе. В частности, ими рассматривались вопросы изменения подвижности выпавшего в призабойной зоне скважин конденсата под влиянием различных динамических и термобарических факторов. Для уточнения технологии проведения газоконденсатных исследований скважин W.D. Mc. Caln, R.A. Alexander выполнили математическое моделирование процесса накопления ретроградного конденсата у забоя скважины в неоднородном пласте для случая 2-D профильной многокомпонентной фильтрации углеводородов.

Моделирование ретроградной конденсации в прискважинной зоне пласта при стационарной радиальной фильтрации газоконденсатной смеси проведено А.Ю. Бабейко и О.Ю. Динариевым.

Ими было показано, что задача стационарной двухфазной фильтрации многокомпонентной смеси с фазовыми переходами является интегрируемой в квадратурах. На основе полученного решения в этой работе сделаны довольно интересные выводы о зависимости количества выпавшего у забоя скважины конденсата от состава исходной пластовой смеси и, в частности, от его потенциального содержания в смеси, а также от соотношения вязкостей газовой и жидкой фаз. В то же время основное допущение о стационарности процесса, принятое в работе, на наш взгляд, является существенным ограничением для корректного объяснения физических явлений, происходящих у забоя газоконденсатных скважин.

К настоящему времени уже определены основные закономерности фильтрации газоконденсатных смесей в призабойных зонах скважин и установлен механизм накопления ретроградного конденсата. Вместе с тем еще детально не изучено влияние различных факторов на процесс фильтрации газоконденсатных смесей в призабойных зонах скважин и на качественные и количественные характеристики процесса динамического накопления конденсата. В числе этих факторов, в первую очередь, могут быть указаны: коллекторские свойства пластов и их неоднородность, термобарические условия залежи и начальный состав газоконденсатных смесей и динамических параметров фильтрации газоконденсатных смесей (в том числе и скорость фильтрации). Влияние всех этих факторов на процесс накопления ретроградного конденсата изучалось нами на основе математического моделирования многофазного притока многокомпонентной газоконденсатной смеси к скважине. Моделирование осуществлялось с использованием модели фильтрации и численных схем расчета. При этом фильтрация флюидов в однородном пласте описывалась в рамках одномерной плоскорадиальной модели течения, а приток флюидов в неоднородных пластах — с помощью двухмерной профильной модели (в координатах R — Z).

3.3.1

Общие закономерности накопления ретроградного конденсата

Накопление ретроградного конденсата в прискважинной зоне пласта вследствие проявления "динамической" конденсации достаточно подробно описано в работе [52]. Там же проанализирован и характер влияния этого процесса на продуктивность газоконденсатных скважин. Однако в настоящее время еще не сложилось четких представлений о закономерностях накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин, динамике этого процесса, размерах зоны повышенной насыщенности пласта ретроградной жидкостью, а также характере изменения насыщенности коллектора в этой зоне. Данные о размерах зоны накопления конденсата, представленные различными авторами, значительно (иногда на порядок) отличаются друг от друга. Это хорошо видно из представленных на рис. 3.14 – 3.18 характеристик накопления конденсата в призабойной зоне пласта, полученных различными исследователями. Так, в многочисленных расчетах, выполненных под руководством автора настоящей работы для ряда месторождений, отмечалось накопление ретроградного конденсата в зоне 10 – 20 м вокруг скважины. Для примера на рис. 3.14 показан расчетный профиль насыщенности коллектора в призабойной зоне скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ при различных пластовых давлениях. Основные исходные данные в этом примере следующие: коэффициенты проницаемости и пористости пласта – 0,06 мкм^2 и 9 %, толщина – 41 м. Начальный компонентный состав смеси (помечена как смесь № 1) и характеристика отдельных фракций показаны в табл. 3.3 – 3.4. Все физические параметры фаз и смеси определяли пересчетом исходя из компонентного состава смеси при текущих давлениях и температурах. Относительные фазовые проницаемости задавались в виде

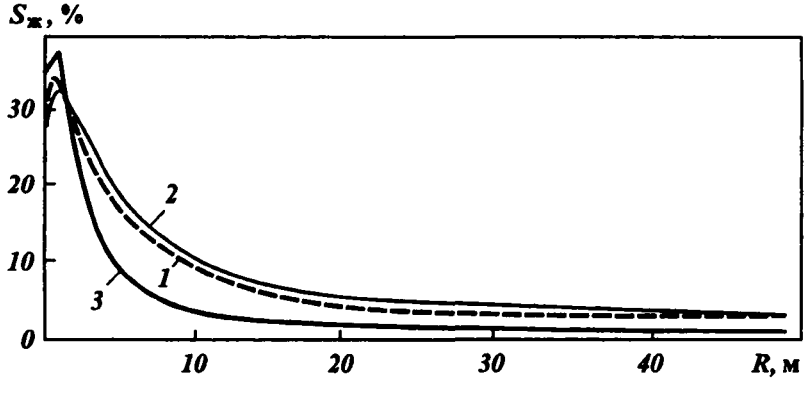


Рис. 3.14. Расчетный профиль насыщенности коллектора в призабойной зоне скв. 15, Западный Соплесск, при различных пластовых давлениях:
1 – 10,5 МПа; *2* – 22 МПа; *3* – 29,7 МПа

Таблица 3.3

Состав модельных углеводородных смесей

Компоненты смеси	Доля компонентов в смеси, % (молярная доля)				
	Смесь № 1	Смесь № 2	Смесь № 3	Смесь № 4	Смесь № 5
CO_2		14,5			
N_2	0,1	58			
H_2S		22,93			
C_1	81,18	55	81,53	81,53	85,03
C_2	7,99	1,86	7,74	7,74	5,74
C_3	2,99	0,88	3,33	3,33	2,33
$н\text{-}C_4$	1,47	0,72	1,33	1,33	1,03
$н\text{-}C_5$			0,48	0,48	0,28
Фракции, моделирующие углеводороды C_{5+}					
S_1	3,11				
S_2	2,46				
S_3	0,51				
A_1		2,22			
A_2		1,2			
A_3		0,15			
U_1			3,71	2,71	3,71
U_2			1,59	1,99	1,59
U_3			0,3	0,9	0,3

Таблица 3.4

Свойства фракций, моделирующих углеводороды C_{5+}

Фракция	Температура кипения, К	Плотность, кг/м^3	Молекулярная масса, г/моль
S_1	386	700	106
S_2	479	795	168
S_3	700	920	400
A_1	400	775	110
A_2	600	890	240
A_3	860	965	520
U_1	352	706	84
U_2	462	795	135
U_3	551	843	198

$$k_ж = ((S_ж - S_{ж0})/(1 - S_{ж0}))^{a_ж} \quad \text{при } S_ж > S_{ж0},$$
$$k_ж = 0 \quad \text{при } S_ж < S_{ж0}, \qquad (3.32)$$
$$k_г = ((S_г - S_{г0})/(1 - S_{г0}))^{a_г} \quad \text{при } S_г > S_{г0},$$
$$k_г = 0 \quad \text{при } S_г < S_{г0}.$$

При этом учитывалось влияние поверхностного натяжения между фазами на фазовые проницаемости коллектора через зависимости критической насыщенности коллектора жидкостью и газом от поверхностного натяжения:

$$S_{ж0} = a_σ σ/(σ + b_σ);\ S_{г0} = 1 - S_{ж0}/3,$$

где $σ$ – поверхностное натяжение (мН/м); $a_σ$, $b_σ$ – коэффициенты.

Показатели степени $a_ж$ и $a_г$ пересчитывались в виде $a_ж = c_ж + d_ж S_{ж0}$ и $a_г = c_г + d_г S_{г0}$. Значения параметров в зависимостях фазовых проницаемостей принимались следующими: $c_ж = 1$; $d_ж = 5{,}7$; $c_г = 1$; $d_г = 5{,}7$; $a_σ = 1$; $b_σ = 7{,}4$. Капиллярное давление в данной серии расчетов не учитывалось.

Исследовался процесс накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины при понижении пластового давления в интервале от 30 до 10 МПа. Депрессии на забое в расчетах задавались в пределах от 0,5 до 1,1 МПа. Максимальные размеры зоны динамического накопления конденсата при этом составляли до 15–20 м при максимальных значениях насыщенности до 40–47 % (см. рис. 3.14).

Значительно большие размеры зоны накопления указываются в работах W. Boom, L. Wit, A.M. Schulte, S. Oedal, J.P.W. Zeelenberg, J.G. Maas. По их данным, как видно из рис. 3.15, радиус зоны повышенной насыщенности может составлять до 100 м и более. Расчеты в данной работе выполняла, используя многокомпонентный пластовый симулятор, исследовательская группа компании "Shell". Рассматривался приток газоконденсатной смеси к одиночной скважине с численным решением на мелкой пространственной сетке. Следует отметить, что значительные размеры зоны с повышенным накоплением углеводородной жидкости были получены также А.В. Назаровым при определении условий работы скважин ряда газоконденсатных месторождений Республики Коми. Отличительной чертой его исследований явилось использование трехфазной трехкомпонентной (газ–углеводородная жидкость–вода) модели фильтрации, в которой не учитывались все особенности массообменных процессов, присущих газоконденсатной системе и более пригодной для изучения течения летучих нефтей.

Широкий диапазон изменения во времени для одной и той же скважины радиуса зоны накопления конденсата и значений насыщенности в ней указывается в работе R. Raghavan и J.R. Jones.

В качестве примера на рис. 3.17 показана динамика насыщенности

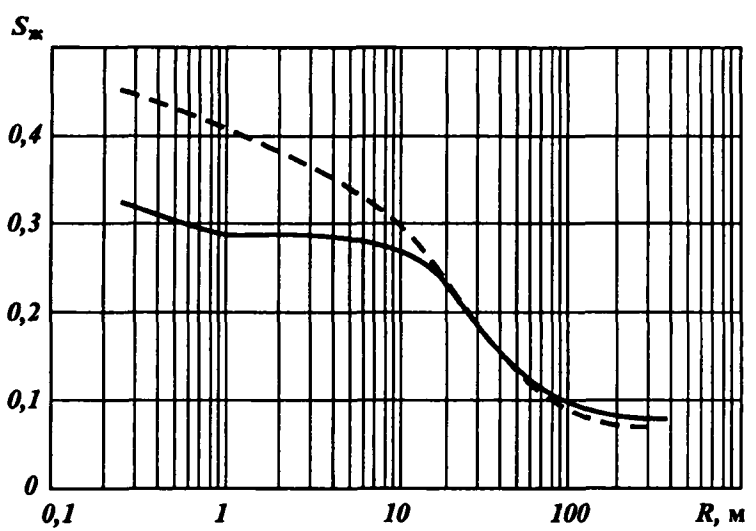


Рис. 3.15. Профиль насыщенности конденсатом призабойной зоны скважины (по данным W. Boom с соавторами).
Сплошная линия – с учетом зависимости фазовых проницаемостей от капиллярного числа; пунктир – без учета этой зависимости

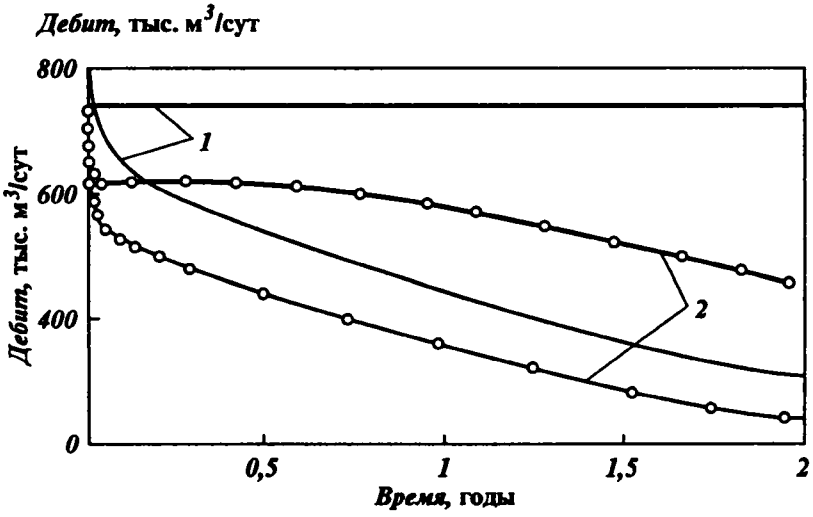


Рис. 3.16. Расчетное изменение во времени дебита газоконденсатной скважины (по данным W. Boom с соавторами).
1 — по газу, *2* — по конденсату. Толстые линии — с учетом зависимости фазовых проницаемостей от капиллярного числа; тонкие линии — без учета этой зависимости

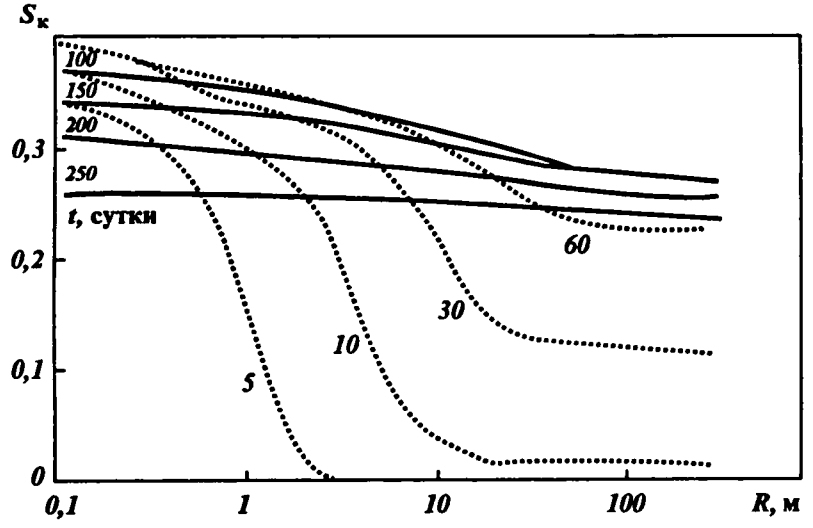


Рис. 3.17. Расчетное изменение во времени профиля насыщенности конденсатом призабойной зоны скважины (по данным R. Raghaven и J.R. Jones):
h = 6 м, k = 0,05 мкм², S = 0

коллектора конденсатом у забоя скважины, полученная в расчетах этих исследователей. Расчеты выполнялись для случая фильтрации в элементе пласта радиусом 300 м с непроницаемыми границами, в котором работает скважина с дебитом 141,5 тыс. м³/сут. Толщина пласта задавалась равной 6 м, коэффициент проницаемости — 0,05 мкм². Согласно выполненным

исследованиям, процесс накопления ретроградного конденсата развивался следующим образом. В начальный момент вокруг скважины формировалась зона с высокой насыщенностью, которая с течением времени расширялась в глубь пласта. Насыщенность в ней также несколько возрастала. По истечении некоторого времени (60 сут) насыщенность у забоя скважины стала постепенно уменьшаться, причем эффект снижения насыщенности не был вызван испарением ретроградной жидкости. Постепенное уменьшение насыщенности сопровождалось сглаживанием профиля насыщенности. Максимальный радиус зоны повышенной насыщенности коллектора жидкостью в момент начала ее расформирования составлял 30—40 м. Следует отметить, что в работе [94] не указан состав используемой в расчетах углеводородной системы. По всей видимости, использовалась довольно "тяжелая" углеводородная смесь, более похожая на легкую летучую нефть, чем на конденсат. Как видно из рис. 3.17, максимальные средние по пласту значения насыщенности составляли до 30 %, а как известно, средние значения насыщенности, свойственные газоконденсатным системам, редко превышают 15 %.

Иная динамика насыщенности прискважинной зоны пласта была получена в расчетах. Согласно этим данным, при эксплуатации газоконденсатной скважины у ее забоя происходит постепенное увеличение насыщенности с установлением в конце концов определенного профиля насыщенности. Авторами работы использовалась модель многокомпонентной фильтрации углеводородной смеси. Модельная смесь состояла из 10 компонентов, с группировкой углеводородов C_7 — C_{30} в четыре псевдокомпонента. На рис. 3.18 показано полученное изменение во времени насыщенности при работе скважины в следующих условиях. Дебит скважины составлял 25 % от ее максимально возможного. На забое скважины за 60 сут ее эксплуатации давление понижалось на 0,7 МПа, причем забойное давление в начальный момент было ниже давления начала конденсации на

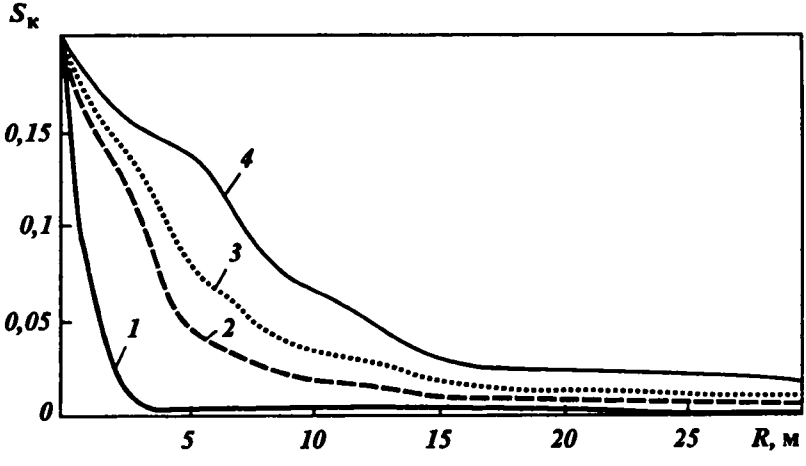


Рис. 3.18. Расчетное изменение во времени профиля насыщенности конденсатом призабойной зоны (по данным W.D. Mc. Caln и R.A. Alexander).
1 — через 1 сут; *2* — через 15 сут; *3* — через 30 сут; *4* — через 60 сут

0,7 МПа. На расстоянии около 450 м от скважины давление восстанавливалось уже до давления начала конденсации. Как видно из рис. 3.18, при таких условиях эксплуатации скважины у ее забоя образовывалась зона с повышенным насыщением коллектора жидкостью. Максимальная насыщенность составляла до 20 %, а радиус зоны динамической конденсации — до 5—6 м. Данные, полученные W.D.Mc. Calh и R.A. Alexander, во многом хорошо согласуются с нашими данными и в качественном, и в количественном отношении.

Бесспорно, что определенные различия результатов расчетов в перечисленных работах вызываются не столько различием используемых математических моделей, сколько несоответствием задаваемых в этих расчетах условий. В первую очередь это относится к коллекторским свойствам пластов, компонентному составу смеси (а следовательно, и свойствам фаз и смеси), термобарическим условиям и т.д. Более подробное исследование влияния каждого из перечисленных факторов на процесс накопления конденсата у забоя скважин может дать ответ на вопрос о способах поддержания наиболее оптимальных режимов эксплуатации скважин и выборе наиболее эффективных методов увеличения продуктивности скважин.

3.3.2

Влияние коллекторских свойств на течение газоконденсатных смесей

Из основных параметров, характеризующих коллекторские свойства пластов, безусловно, главное влияние на процесс динамической конденсации оказывают абсолютные и относительные фазовые проницаемости. Абсолютной проницаемостью пласта определяются необходимые депрессии (а следовательно, и значение изменения у забоя скважин пластового давления) для достижения данного дебита скважин. Поэтому направленность действия этого фактора более-менее ясна априорно. Более сложную роль в процессе накопления конденсата и изменении продуктивности скважин играют относительные фазовые проницаемости коллектора. Относительные фазовые проницаемости горной породы представляют собой усредненные по достаточно представительному объему среды отношения проницаемости ее для данной фазы (при многофазном насыщении) к абсолютной проницаемости среды. Предполагается, что относительные фазовые проницаемости являются функциями насыщенности. В различных подходах рассматривается также влияние на них поверхностного натяжения на границе раздела фаз и вязкости фаз, производится учет влияния поверхностного натяжения и скорости фильтрации флюидов. К настоящему времени выполнен огромный объем экспериментальных и теоретических исследований фазовых проницаемостей пористых сред.

Подавляющее число работ посвящено изучению фазовых проницаемостей в условиях фильтрации фаз с внешней их подачей в пористую среду. Это больше соответствует течению несмешивающихся флюидов, а не газоконденсатных смесей, для которых характерны фазовые переходы в пределах рассматриваемой пористой среды. В этом случае фазовые проницаемости коллектора могут качественно отличаться от традиционных фазовых

проницаемостей. На это указывают, в частности, исследования, выполненные с конденсацией в пористых образцах углеводородов из жирного газа и с последующей прокачкой равновесного к жидкости газа.

Отсутствие экспериментальных данных вынуждает в исследованиях процессов динамического накопления конденсата у забоя скважин использовать традиционные зависимости фазовых проницаемостей. В то же время необходимо учитывать некоторые другие важные факторы, проявляющиеся для условий призабойных зон скважин. Прежде всего, это зависимость фазовых проницаемостей от поверхностного натяжения на границе раздела фаз и влияние на них скорости фильтрации флюидов. Влияние первого фактора на фазовые проницаемости достаточно убедительно показано во многих работах.

В наших исследованиях этот фактор учитывали, включая в фазовые проницаемости параметры, зависящие от поверхностного натяжения в виде (3.32), а само значение поверхностного натяжения пересчитывали по компонентному составу газоконденсатной смеси и пластовому давлению. Влияние скорости фильтрации на фазовые проницаемости нами также учитывалось, что обсуждается ниже.

Несмотря на то, что относительные фазовые проницаемости являются уникальными свойствами горных пород, характер их изменения во многом коррелируется с типом смачиваемости породы. Для случая двухфазной фильтрации изменение типа смачиваемости породы вызывает также значительные количественные изменения в зависимостях фазовых проницаемостей от насыщенности, в том числе и в критических значениях насыщенности, соответствующих началу подвижности фаз (Villiam G. Anderson). Исследование влияния типа смачивания пород на процессы накопления ретроградного конденсата представляет дополнительный интерес еще в связи с тем, что существуют представления о возможности значительного изменения продуктивности скважин за счет осуществления мероприятий по изменению смачиваемости коллектора в прискважинной зоне пластов. В связи с этим представляется целесообразным проведение исследований влияния фазовых проницаемостей на процесс накопления конденсата в призабойных зонах скважин для наиболее типичных случаев смачиваемости пород — для гидрофильных и гидрофобных коллекторов.

Указанные положения легли в основу задания нескольких вариантов зависимости фазовых проницаемостей от насыщенности. Фазовые проницаемости коллектора задавались в пяти различных вариантах и учитывали как влияние на их характер смачивания коллектора, так и возможную зависимость их от давления из-за изменения поверхностного натяжения на границе раздела газ — конденсат с уменьшением давления. Варианты 1П, 2П и 5П учитывали различный характер смачивания коллектора, а варианты 3П—4П — зависимость фазовых проницаемостей от давления. Используемые в расчетах зависимости фазовых проницаемостей показаны на рис. 3.19. Фазовые проницаемости 3П представлялись в виде прямых линий (линии *А* и *Г* на рис. 3.19, *а* и *б*) и применялись в основном для анализа влияния формы фазовых проницаемостей на механизм накопления конденсата. Гидрофобный коллектор моделировался в вариантах 2П и 4П, а гидрофильный — в вариантах 1П и 3П. Фазовые проницаемости в вариантах 2П (линия *В* на рис. 3.19, *а*) и 1П (линия *Е* на рис. 3.19, *б*) не зависели от давления. Влияние давления на фазовые проницаемости в вариантах 3П и 4П учитывалось следующим образом. Для рассматриваемого в расчетах

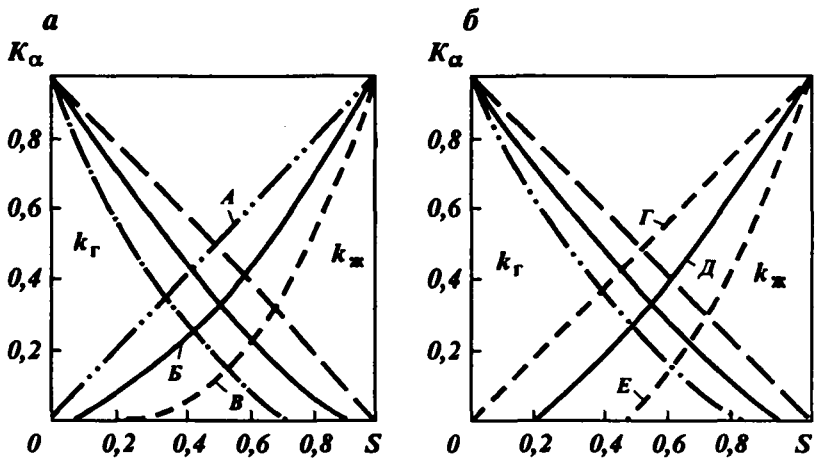


Рис. 3.19. Используемые в расчетах зависимости относительных фазовых проницаемостей коллектора от насыщенностей:
а — вид проницаемостей *А*, *Б* и *В*; *б* — вид проницаемостей *Г*, *Д* и *Е*

интервала изменения давления поверхностное натяжение на границе раздела газ — конденсат изменялось от 0 до 5 мПа·с. Фазовые проницаемости в варианте 4П, соответствующие этим предельным значениям поверхностного натяжения, представлялись линиями *А* и *В* на рис. 3.19, *а*. Фазовые проницаемости при значениях поверхностного натяжения в интервале от 0 до 5 мПа·с последовательно занимали определенные положения между двумя этими предельными случаями. В качестве примера на рис. 3.19, *а* представлены зависимости фазовых проницаемостей для поверхностного натяжения 2 мПа·с (линии *Б*). Аналогичным образом задавалось изменение фазовых проницаемостей для варианта 3П: предельные значения для случаев поверхностного натяжения 0 и 5 мПа·с представлялись линиями *Г* и *Е* на рис. 3.19, *б*. Для поверхностного натяжения 2 мПа·с фазовые проницаемости имели вид *Д* (рис. 3.19, *б*).

Значения абсолютной проницаемости пластов изменялись также в широком диапазоне — от 0,01 до 1 мкм^2. В качестве модельной газоконденсатной смеси использовалась смесь Западно-Соплесского нефтегазоконденсатного месторождения, состав которой приведен в табл. 3.3 (смесь № 1). Расчеты проводились для различных депрессий на пласт (различных дебитов скважины и темпов отбора). Варьирование в расчетах этих параметров было связано с необходимостью учитывать различную динамику выпадения конденсата в призабойной зоне скважины. Естественно, что изменение депрессии на пласт вызывает изменение как скорости фильтрации флюидов, так и соотношения давлений в призабойной зоне скважины и в пласте, а следовательно, и интенсивности выпадения конденсата в призабойной зоне. В то же время использование одной только депрессии для характеристики процесса накопления конденсата представляется недостаточным вследствие того, что на скорость переноса фаз (газа и конденсата) в пласте кроме депрессии влияет еще и проницаемость пласта. В связи с этим в качестве параметра, характеризующего влияние темпов отбора газа, в расче-

тах использовалось относительное давление, представляющее собой отношение забойного давления к среднепластовому давлению. В расчетах задавалось изменение относительного давления от 0,65–0,75 до 0,95–0,98. В первом случае моделировался приток к скважинам в низкопроницаемых коллекторах (с проницаемостью около 0,01–0,015 мкм^2), а во втором – в высокопроницаемых пластах (с проницаемостью 0,1 мкм^2 и более). Депрессии на пласт составляли в первом случае около 10 МПа, а во втором – не более 1 МПа. Все расчеты проводились для пласта толщиной 10 м. Этот параметр задавался в значительной мере условно, так как анализ результатов расчета производили в относительных величинах (относительный дебит газа, коэффициент продуктивности и т.д.). Пористость пласта задавалась от 10 до 15 %.

Результаты расчетов показали, что для широкого диапазона изменения абсолютной проницаемости коллектора и различных видов фазовых проницаемостей характерны вид профиля насыщенности конденсатом призабойной зоны скважины и его динамика. Выделялась зона "динамической" конденсации, размеры которой и значение максимальной насыщенности определялись в основном типом фазовых проницаемостей коллектора, значениями текущего пластового давления и относительного забойного давления. Зона динамической конденсации возникала после достижения пластовым давлением в призабойной зоне скважины значений давления начала конденсации и в дальнейшем сохранялась на всем протяжении периода понижения пластового давления. Это видно из рис. 3.20 и 3.21, на которых представлено распределение насыщенности призабойной зоны скважины при различных пластовых давлениях для коллекторов с фазовыми проницаемостями 1П, 2П (варианты с относительным забойным давлением 0,75–0,8).

Выводы о значительном влиянии на процесс накопления конденсата абсолютной и относительных фазовых проницаемостей коллектора под-

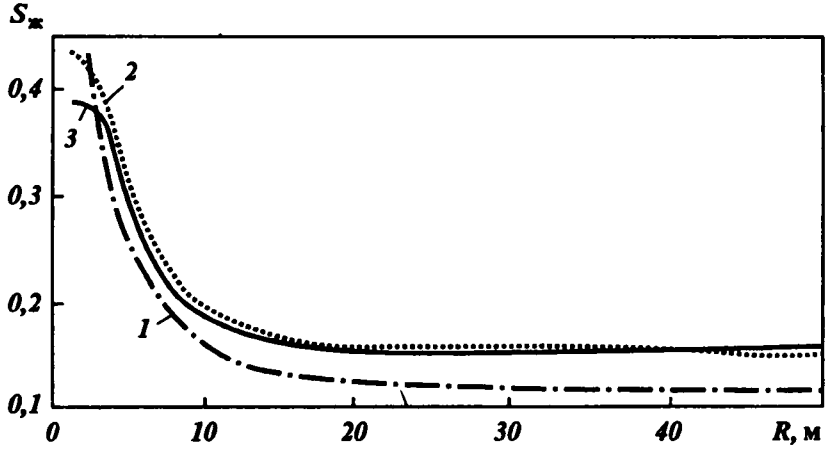


Рис. 3.20. Профиль насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины при различных пластовых давлениях (фазовые проницаемости вида 1 П).
$p_{ср.пл.}$, МПа: *1* – 33,5; *2* – 25; *3* – 15

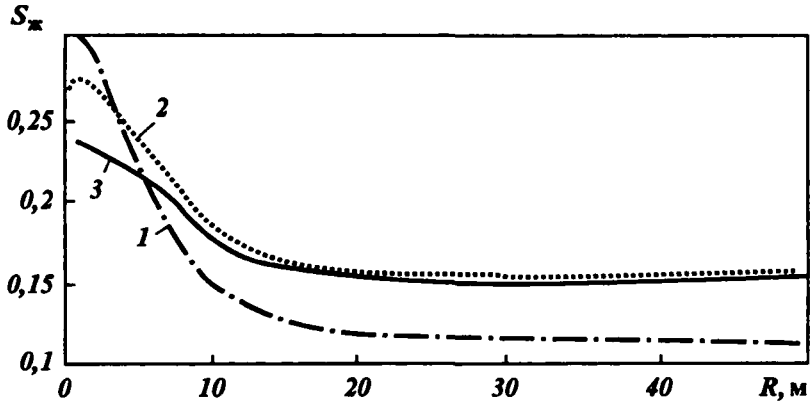


Рис. 3.21. Профиль насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины при различных пластовых давлениях (фазовые проницаемости вида 2 П).
$p_{ср.пл.}$, МПа: *1* — 33,5; *2* — 25; *3* — 15

тверждают данные, представленные в табл. 3.5 и на рис. 3.22. На рисунках показано распределение насыщенности призабойной зоны пласта жидкостью (конденсатом) при пластовом давлении 15 МПа для вариантов расчета процесса истощения залежи (от 42 МПа) в пластах с различными фазовыми проницаемостями. В таблице для этих же вариантов расчетов даны значения приведенной проницаемости коллектора для газа в призабойной зоне скважин при различных средних пластовых давлениях. Под приведенной проницаемостью понималось соотношение текущего коэффициента проницаемости пласта по газу (для двухфазной системы газ — конденсат) и начального его значения (для однофазной фильтрации газа при забойном давлении выше давления начала конденсации). Коэффициенты проницаемости при этом определялись по рассчитанным коэффициентам фильтрационного сопротивления и, таким образом, представляли собой значения, усредненные по объему всей призабойной зоны скважины.

Как видно из рис. 3.22, наименьший прирост насыщенности жидкости в призабойной зоне отмечался для случая фильтрации флюидов в коллек-

Таблица 3.5

Зависимость приведенной проницаемости от давления

Номер варианта	Относительное забойное давление	Вид фазовых проницаемостей	Приведенная проницаемость для газа при разных пластовых давлениях (в МПа)						
			40	36,5	33,5	27,5	25	20	15
1	0,95—0,98	5П	0,860	0,850	0,840	0,850	0,850	0,850	0,850
2	0,95—0,98	2П	0,660	0,530	0,470	0,390	0,370	0,340	0,300
3	0,95—0,98	1П	0,600	0,430	0,300	0,330	0,610	0,690	0,710
4	0,85—0,90	5П	0,860	0,850	0,840	0,850	0,850	0,850	0,850
5	0,85—0,90	2П	0,400	0,250	0,240	0,220	0,240	0,260	0,280
6	0,85—0,90	1П	0,310	0,240	0,240	0,230	0,260	0,290	0,320
7	0,65—0,75	5П	0,700	0,680	0,660	0,700	0,720	0,740	0,760
8	0,65—0,75	2П	0,070	0,060	0,050	0,050	0,057	0,066	0,077
9	0,65—0,75	1П	0,110	0,090	0,085	0,095	0,120	0,130	0,160
10	0,65—0,75	3П	0,250	0,250	0,230	0,220	0,230	0,220	0,230
11	0,65—0,75	4П	0,330	0,340	0,330	0,320	0,340	0,330	0,350

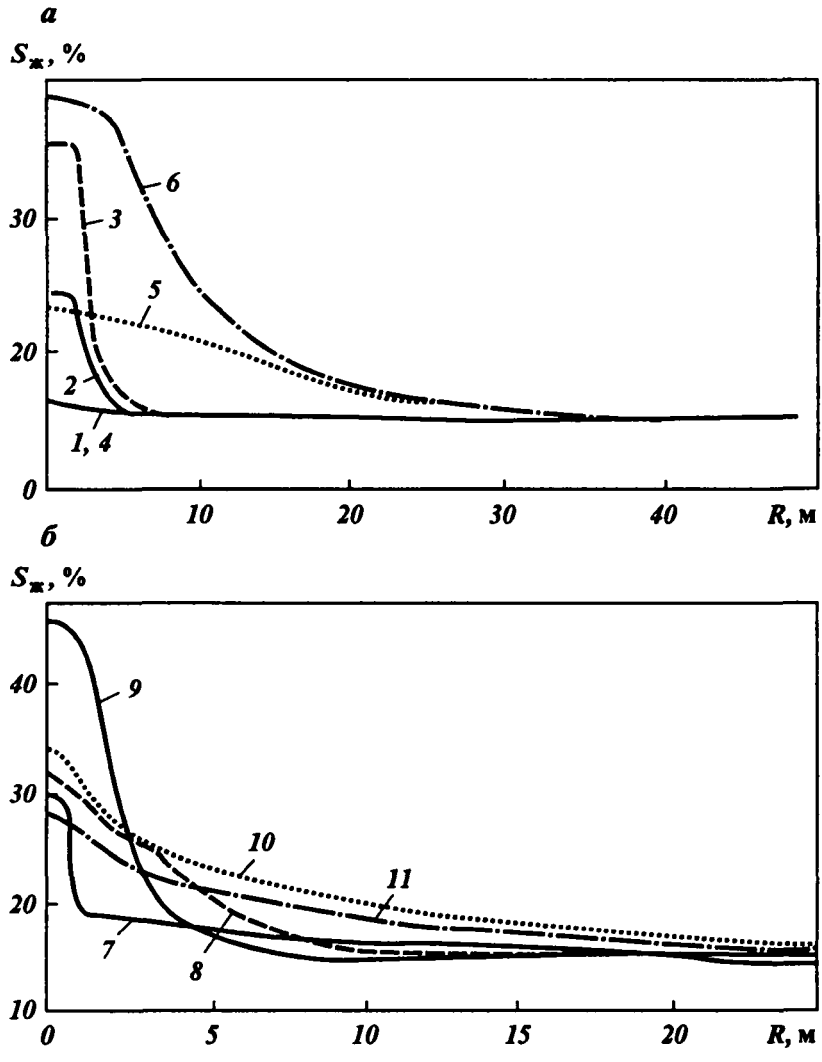


Рис. 3.22. Профиль насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины в различных вариантах расчета:
а — варианты № 1—6; *б* — варианты № 7—11; шифр кривых — номера вариантов

торе с проницаемостью вида 5П. Так, при незначительных депрессиях на пласт (в вариантах расчетов № 1 и 4) насыщенность коллектора у забоя скважины отличалась всего на 5—10 % от средней по пласту (рис. 3.22, *а*). Существенное возрастание насыщенности в призабойной зоне скважины (в 1,5—1,7 раза превосходящее среднее по пласту) наблюдалось лишь при значительных депрессиях на пласт (вариант № 7 на рис. 3.22, *б*). Во всех этих вариантах отмечалось незначительное изменение относительной проницаемости коллектора для газа; в среднем 0,85 — при малых и 0,7 — при больших депрессиях на пласт (см. табл. 3.5). Наибольшее накопление жид-

кости у забоя скважины отмечалось в вариантах расчетов эксплуатации скважины в гидрофильном пласте (фазовые проницаемости вида 1П). Основное накопление конденсата в этом случае происходило в зоне радиусом около 5 м от скважины. Как видно из рис. 3.22, при эксплуатации скважины с малыми депрессиями на пласт максимальная насыщенность коллектора конденсатом для принятых в расчетах условий составляла 0,35 (вариант № 3) и 0,38 (вариант № 6). С увеличением депрессии и при более глубоком понижении давления на забое скважины максимальная насыщенность возрастала при прочих условиях до 0,45. Наиболее значительное накопление конденсата в призабойной зоне пласта происходило при более высоких пластовых давлениях (в области ретроградной конденсации на фазовой диаграмме углеводородной системы). При более низких давлениях насыщенность коллектора конденсатом несколько уменьшалась за счет прямого его испарения. Это явление хорошо отражалось зависимостью приведенной проницаемости коллектора для газа от давления. Как видно из табл. 3.5, особенно значительное изменение относительной проницаемости в ходе понижения пластового давления происходило при высоких депрессиях на пласт. В этом случае отмечалось также и наиболее значительное снижение относительной проницаемости коллектора для газа — в среднем до 0,055—0,066 (вариант № 9). По мере уменьшения депрессий на пласт соответственным образом увеличивалась относительная проницаемость коллектора. Так, в вариантах № 3 и 6 она составляла в среднем соответственно 0,66—0,39 и 0,40—0,22.

Эксплуатация скважины в гидрофобном пласте, согласно расчетам, может происходить с меньшим накоплением конденсата. Основное накопление конденсата в этом случае отмечалось, как и для гидрофильного коллектора, в зоне радиусом около 5 м. Однако для условий расчетов максимальная насыщенность конденсатом изменялась уже от 0,24 (вариант № 2, малая депрессия) до 0,34 (вариант № 8, значительная депрессия). Выше, чем в случае гидрофильного пласта, оказалась и относительная проницаемость коллектора для газа (см. табл. 3.5).

Определенное влияние на процесс накопления конденсата в призабойной зоне скважины оказывает зависимость фазовых проницаемостей от давления. Это видно из сопоставления расчетных данных по вариантам № 9 и 10, а также по вариантам № 8 и 11. Как видно из рис. 3,22, *б*, изменение фазовых проницаемостей в ходе понижения давления (при соответствующем увеличении поверхностного натяжения) приводило к уменьшению накопления конденсата в призабойной зоне скважины. Особенно значительным оказалось влияние этого фактора при высоких пластовых давлениях, т.е. в том случае, когда поверхностное натяжение достаточно мало. Меньшее накопление конденсата у скважины приводит к менее значительному понижению относительной проницаемости коллектора для газа (см. табл. 3.5).

В рамках рассматриваемой модели притока к скважине двухфазной многокомпонентной углеводородной смеси представленные результаты можно объяснить следующим образом. При фильтрации многокомпонентной углеводородной смеси в пористом коллекторе перенос отдельных ее компонентов может происходить или в газовой фазе (в случае однофазной фильтрации), или в жидкой и газовой фазах (в случае двухфазной фильтрации). Скорости фильтрации фаз зависят от вида фазовых проницаемостей, а фазовое равновесие газовой и жидкой фаз в первую очередь опреде-

ляется значением давления. Компоненты между фазами распределяются таким образом, что выпавший в призабойной зоне ретроградный конденсат находится в равновесии с фильтрующимся газом. При создании в газоконденсатных пластах определенной депрессии состав газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта, а также распределение компонентов между фазами будут определяться как давлением, так и скоростями фильтрации газовой и жидкой фаз (поскольку ими определяются приток и отток отдельных компонентов). Определенное равновесие между фазами устанавливается в ходе изменения насыщенности. Насыщенность как бы "настраивается" таким образом, чтобы перенос отдельных компонентов в фазах сопровождался установлением равновесия в фазах. Изменение насыщенности вызывает перераспределение скоростей фильтрации, а следовательно, и доли отдельных компонентов в фазах. Изменение доли компонентов в фазах при данном давлении ведет вновь к изменению насыщенности пласта. Этот процесс продолжается до тех пор, пока насыщенность (а также компонентный состав смеси и обеих фаз) не установится на том уровне, который будет отвечать равновесному состоянию.

Характерно, что насыщенность для данного давления в основном будет определяться не критическими значениями насыщенности фаз (точки начала подвижности фаз), а наклоном линий фазовых проницаемостей, т.е. темпами изменения фазовой проницаемости газа и жидкости при изменении насыщенности. Это связано с тем, что равновесие между фазами может устанавливаться как за счет переноса компонентов жидкостью и газом (при значениях насыщенности жидкости выше ее критических значений), так и за счет переноса их газом в условиях накапливающейся неподвижной жидкости (при насыщенности жидкостью меньше критических значений). Способ "установления" равновесия при этом определяется давлением, начальным составом смеси и фазовыми проницаемостями.

В гидрофобных коллекторах могут отмечаться меньшие значения максимальной насыщенности призабойной зоны в связи с тем, что установление соотношения скоростей фильтрации жидкости и газа, соответствующих равновесному состоянию, наступает при меньших, чем в гидрофильных пластах, значениях насыщенности. В то же время для гидрофильных коллекторов вовсе не обязательно более резкое изменение относительной проницаемости коллектора для газа по мере накопления конденсата. Этот параметр связан со значением изменения фазовой проницаемости коллектора для газа в интервале изменения насыщенности от нуля до критической насыщенности по жидкости, т.е. в той области, в которой перенос компонентов осуществляется в газовой фазе, а жидкость является неподвижной.

3.3.3

Влияние термобарических параметров пласта и начального состава газоконденсатных смесей на накопление конденсата

В отличие от исследований влияния коллекторских свойств пласта на накопление ретроградного конденсата у забоя скважины при изучении зависимости этих процессов от свойств газоконденсатной смеси очень трудно выделить ключевые параметры. Это объясняется не только многообразием начальных составов газоконденсатных систем. Свойства природных углеводородных смесей определяются сложным взаимодействием индивидуальных углеводородов, из которых состоят эти смеси. Поэтому для газоконденсатных смесей практически невозможно выделить какие-либо параметры, изменение которых не ведет за собой изменения других параметров. Причем изменение компонентного состава с целью регулирования выбранного параметра может привести к качественному изменению ряда других свойств. Например увеличение плотности и вязкости жидкой фазы системы за счет ее утяжеления при искусственном добавлении более тяжелых компонентов (или увеличении их доли) естественным образом изменяет и такие параметры, как относительный объем жидкой фазы, КГФ, молекулярные массы фаз и т.д. Можно привести аналогичные примеры по регулированию других параметров газоконденсатных смесей. Следует помнить, что в значительной мере свойства газоконденсатной системы определяются термобарическими условиями. Таким образом, исследовать в "чистом" виде влияние на рассматриваемые процессы отдельно того или иного параметра газоконденсатной смеси невозможно. Поэтому представляется более целесообразным изучить рассматриваемые процессы для ряда газоконденсатных систем, совершенно различных по составу и свойствам. При этом не стоит пытаться определить какие-то корреляции между отдельными свойствами углеводородных систем и процессами накопления конденсата в призабойной зоне скважин и его взаимодействия с нагнетаемыми углеводородными растворителями. Необходимо оценить, насколько различаются качественно все эти процессы для различных газоконденсатных смесей.

В расчетах нами рассматривались пять пластовых углеводородных систем, различных по начальному составу. Они моделировались смесью из 8—10 компонентов. Компонентный состав этих систем приведен в табл. 3.3—3.4. Газоконденсатные системы № 1—3 являются модельными системами Западно-Соплесского, Астраханского и Уренгойского (XXIV пласт) месторождений. Системы № 4 и 5 составляли на основе системы Уренгойского месторождения путем изменения доли компонентов исходной системы: в системе № 4 — перераспределялись доли компонентов C_{6+}, а в системе № 5 — доли углеводородов C_{2-5}. Такой набор различных начальных составов газоконденсатных систем позволяет исследовать процессы накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин для различных по физико-химическим свойствам газоконденсатных систем. Сопоставляли следующие показатели: относительный объем жидкости, конденсатогазовый фактор (КГФ), плотность, вязкость жидкой фазы, содержание в ней углеводородов C_{2-4} и C_{5+}, молекулярную массу жидкой и газовой фаз. Изменение некоторых из этих показателей дифференциальной конденсации

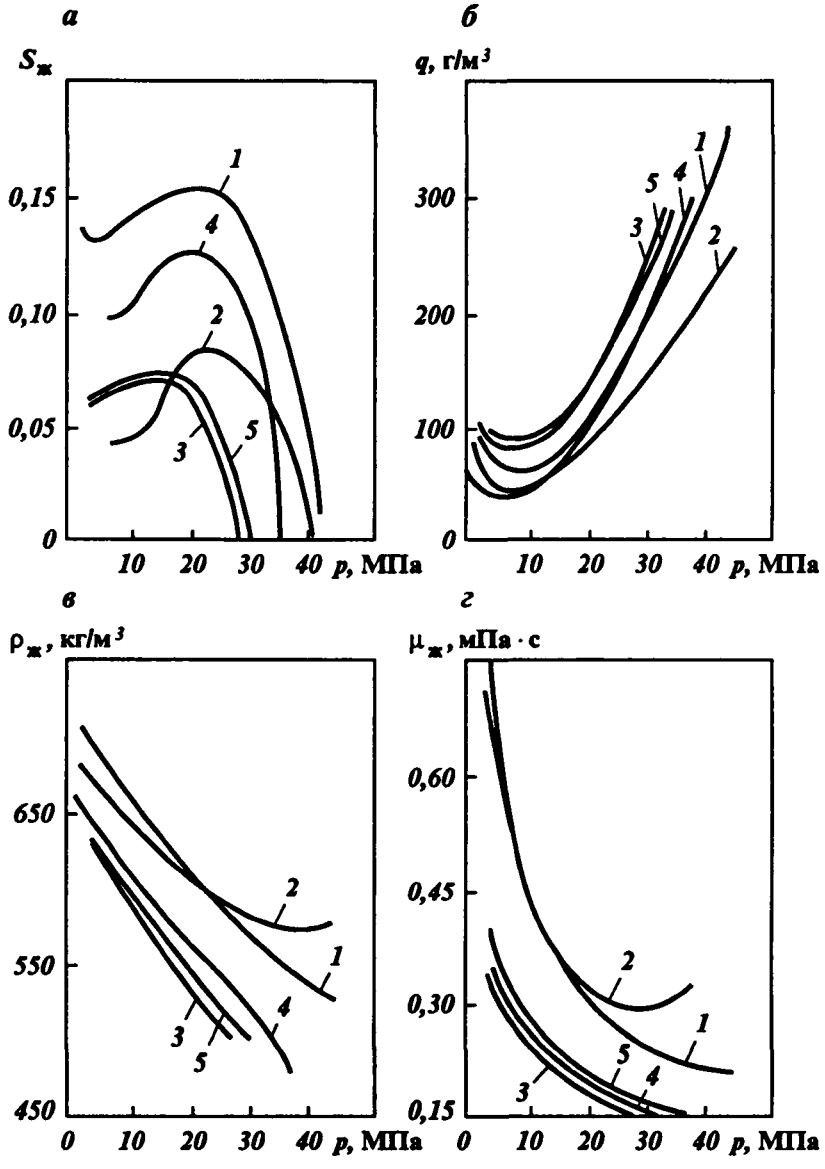


Рис. 3.23. Зависимости от давления параметров модельных смесей (номер линий соответствует номеру смеси):
а — относительного объема жидкости (насыщенности); *б* — конденсатогазового фактора; *в* — плотности жидкой фазы; *г* — вязкости жидкой фазы

для всех используемых в расчетах модельных газоконденсатных систем показано на рис. 3.23.

Перечисленные параметры значительно различаются для модельных смесей. В широких пределах изменяются давления максимальной конденсации смесей: от 42 МПа (смесь 1) до 29 МПа (смесь 3). Максимальные зна-

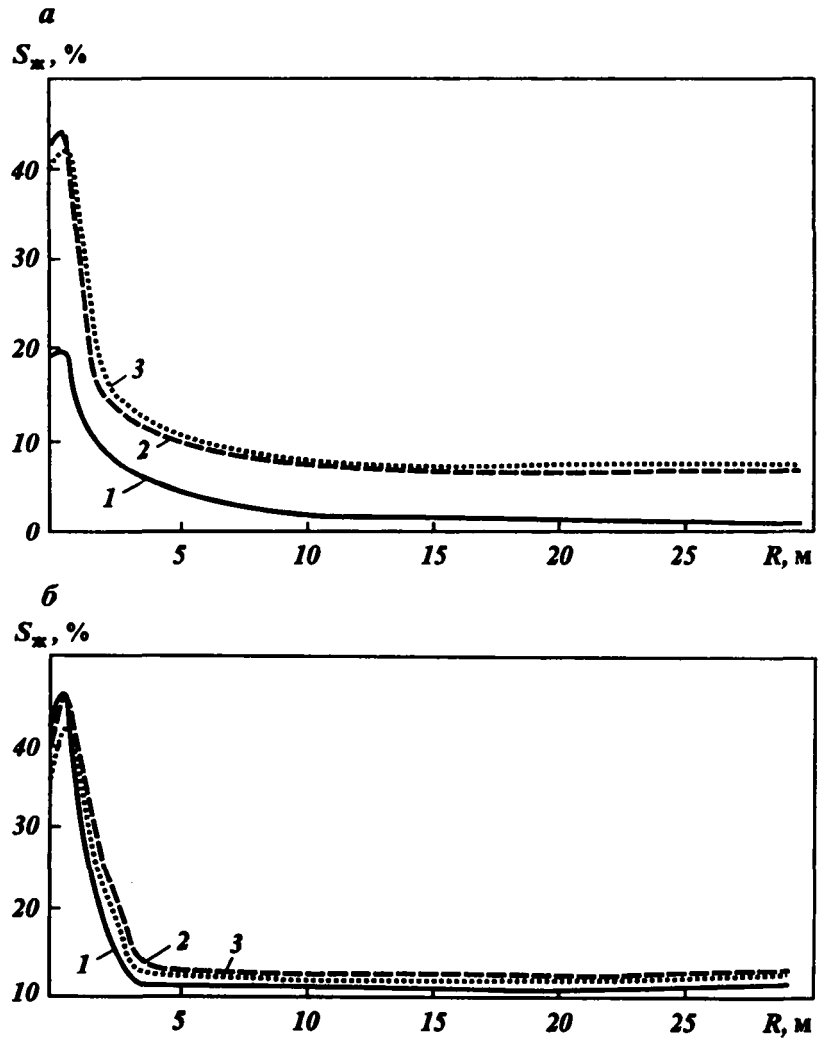
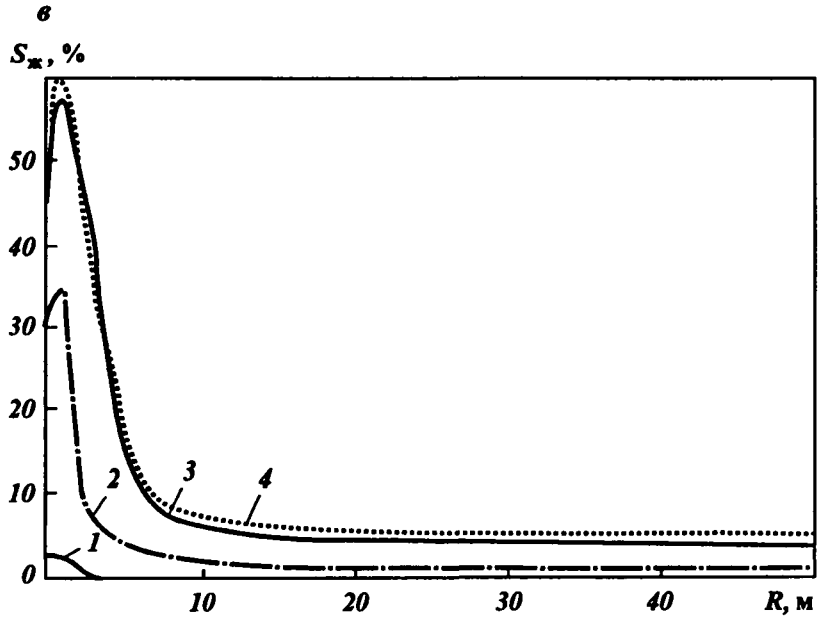


Рис. 3.24. Профиль насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины при различных пластовых давлениях:
а – модельная смесь № 3: *1* – 28 МПа; *2* – 20 МПа; *3* – 10 МПа; *б* – модельная смесь № 5: *1* – 25 МПа; *2* – 20 МПа; *3* – 13 МПа; *в* – модельная смесь № 2: *1* – 55 МПа; *2* – 48 МПа; *3* – 35 МПа; *4* – 25 МПа

чения относительного объема жидкости изменялись соответственно от 0,16 до 0,065. Максимальное соотношение между значениями газоконденсатного фактора составляло около 2. Достаточно значительно различался ретроградный конденсат отдельных смесей по плотности и вязкости. Максимальные соотношения плотности жидкой фазы по смесям составляли в среднем 1,1 – 1,2, а вязкости различались в 1,2 – 2,0 раза (см. рис. 3.23). По содержанию в жидкой фазе углеводородов C_{2-4} и C_{5+} модельные смеси различались максимально в 1,2 – 1,3 раза (исключая содержание C_{2-4} в смеси № 2, в которой в значительном количестве присутствуют кислые ком-



поненты). Максимальное соотношение по смесям молекулярных масс жидкой фазы изменялось в 1,4—2 раза (по мере изменения давления), а молекулярных масс газовой фазы — в 1,2—1,3 раза.

Для каждого из составов газоконденсатной смеси проводились расчеты эксплуатации скважины в ходе истощения залежи с различными темпами отбора продукции. Результаты этих расчетов показали качественно однотипную картину формирования зоны повышенной конденсатонасыщенности и ее динамику. Естественно, отмечались некоторые количественные отличия в значениях максимальной насыщенности коллектора конденсатом и размерах зоны повышенной насыщенности. В качестве примера на рис. 3.24 представлены профили конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скважин при различных пластовых давлениях в вариантах притока к скважине смесей № 3, 5 и 2. Для всех расчетных вариантов характерно значительное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины в области давлений, близких к давлению максимальной конденсации. Процесс динамической конденсации у забоя газоконденсатной скважины может возникать и при притоке к ним очень "легких" газоконденсатных смесей с низким содержанием фракций C_{5+}. На это, в частности, указывают результаты расчетов, выполненных автором совместно с А.Н. Шандрыгиным и А.Н. Тюхтиной по ряду месторождений Туркменистана. Например, для скважин месторождения Кирпичли было установлено увеличение конденсатонасыщенности в очень узкой зоне вокруг скважины (радиусом всего около 1,5—2 м) до значений 30—40 %, при средней по пласту насыщенности, равной долям процента. Начальный конденсатогазовый фактор по этому месторождению составлял 50—60 г/м^3. Накопление же ретроградного конденсата у забоя скважин, согласно расчетам, могло продолжаться и при более низких значениях КГФ.

3.3.4

Влияние неоднородности коллектора на накопление конденсата в призабойных зонах скважин

Одним из факторов, определяющих механизм накопления ретроградного конденсата в прискважинной зоне пласта, является неоднородность коллектора. Неоднородность фильтрационно-емкостных параметров коллектора влияет на распределение пластового давления и на поле скоростей фильтрации в призабойной зоне скважины, а соответственно и на интенсивность проявления "динамической" конденсации. Известны различные виды неоднородности пластов месторождений природных углеводородов, но, как правило, в качестве основных зачастую выделяют зональную и слоистую неоднородность. На наш взгляд, интересно оценить влияние обоих этих видов неоднородности коллекторов на процесс накопления ретроградного конденсата в прискважинной зоне пласта, а также оценить, как влияет на процесс динамической конденсации ухудшение коллекторских свойств непосредственно у забоя скважин.

Влияние на процесс накопления конденсата ухудшения коллекторских свойств прискважинной зоны пласта

При исследовании процесса накопления конденсата в призабойной зоне скважины с ухудшенными фильтрационными свойствами рассматривался приток газоконденсатной смеси к скважине в зонально-неоднородном пласте, состоящем из двух концентрических зон: "внутренней" зоны у забоя скважины — с пониженной проницаемостью и "внешней" зоны — с проницаемостью, равной средней проницаемости пласта. В качестве основных параметров неоднородности, влияющих на процесс накопления конденсата в призабойной зоне скважины, рассматривались: радиус зоны ухудшенной проницаемости и отношение проницаемости пласта в этой зоне к средней по пласту проницаемости. Коэффициент проницаемости пласта изменялся от 0,1 до 0,5 мкм^2 при пористости, равной 15 %. Соотношение проницаемостей по разнопроницаемым зонам задавалось в пределах от 0,05 до 0,1. Радиус зоны пониженной проницаемости в расчетах изменялся от 0,3 до 2,1 м. По зонам различной проницаемости относительные фазовые проницаемости задавались одинаковыми в виде (3.32).

Расчеты проводились по 10 вариантам (при этом в одном из вариантов исследовался процесс накопления в однородном коллекторе). По всем рассматриваемым вариантам расчета определялись показатели эксплуатации скважины в ходе истощения залежи от начального пластового давления (40 МПа) до некоторого текущего давления (15 МПа). Исследовался приток газоконденсатной смеси в области пласта радиусом 400 м вокруг скважины радиусом 0,1 м при различных граничных условиях. Основные исходные данные приведены в табл. 3.6. Как видно из нее, в вариантах № 1 НП—5НП рассматривался приток газоконденсатной смеси к скважине при одинаковой депрессии по вариантам с различными коллекторскими свойствами пласта в призабойной зоне скважины. В качестве граничных условий на

Таблица 3.6

Значения приведенного коэффициента проницаемости при различных пластовых давлениях

Номер варианта	Радиус зоны, м	Соотношение проницаемостей	Приведенный коэффициент проницаемости при давлении (в МПа)						
			Однофазный приток	40	36,7	33,5	27,5	25	20	15
1НП	0,0	1,00	1,000	0,320	0,242	0,192	0,145	0,144	0,146	0,169
2НП	0,3	0,10	0,434	0,129	0,118	0,106	0,089	0,067	0,054	0,063
3НП	0,9	0,10	0,277	0,082	0,068	0,059	0,039	0,037	0,036	0,040
4НП	1,5	0,10	0,238	0,068	0,055	0,048	0,034	0,031	0,030	0,035
5НП	2,1	0,10	0,217	0,060	0,046	0,039	0,029	0,027	0,026	0,032
6НП	0,3	0,10	0,434	0,112	0,076	0,052	0,043	0,045	0,048	0,060
7НП	0,9	0,10	0,277	0,042	0,033	0,028	0,025	0,025	0,026	–
8НП	1,5	0,10	0,238	0,030	0,023	0,020	0,019	0,020	–	–
9НП	2,1	0,10	0,217	0,024	0,020	0,018	0,017	0,016	–	–
10НП	0,3	0,25	0,690	0,200	0,130	0,120	0,084	0,084	0,088	0,101

скважине по вариантам расчета № 6НП – 10НП задавался дебит скважины, рассчитываемый из условия

$$q/(h \cdot p) = Q,$$

где q – дебит скважины (приведенный к нормальным условиям), м^3/сут; h – толщина пласта, м; p – текущее пластовое давление, МПа. Таким образом, по скважине задавался переменный дебит, уменьшающийся в соответствии со значением среднего пластового давления. Величина Q задавалась различной для вариантов с различными параметрами зоны ухудшенной проницаемости. При этом для каждого варианта $Q = Q_o A_{неод}/A_{одн}$. Здесь Q_o – дебит скважины по газу в однородном пласте; $A_{неод}$, $A_{одн}$ – коэффициенты фильтрационного сопротивления для случая неоднородного и однородного пластов (при однофазной фильтрации газа). Тем самым вводилась поправка на уменьшение дебита сквжины из-за образования у ее забоя зоны ухудшенной проницаемости.

В качестве основных показателей, характеризующих влияние зональной неоднородности пласта на процесс накопления конденсата в призабойной зоне скважины, рассматривались: распределение насыщенности пласта жидкостью у забоя скважины и "приведенная" проницаемость пласта для газа. Под этой величиной, как и ранее, понималось отношение текущего коэффициента проницаемости пласта по газу (для двухфазной системы газ – конденсат) и начального его значения для случая однофазной фильтрации газа (при забойном давлении выше давления начала конденсации) в однородном пласте. Для анализа результатов расчетов использовалось также значение увеличения проницаемости пласта при однофазном притоке газа за счет образования у забоя скважины зоны повышенной проницаемости.

Результаты расчетов показали следующее. При поддержании на скважине одних и тех же депрессий наличие зоны пониженной проницаемости приводит к уменьшению дебита скважины пропорционально увеличению гидродинамического сопротивления за счет ухудшения абсолютной проницаемости пласта у забоя скважины. Интенсивность процесса накопления ретроградного конденсата в этом случае даже несколько уменьшается, поскольку уменьшаются объемы проходящей через призабойную зону газоконденсатной смеси, а следовательно, и объемы выделяющегося из нее

конденсата. Зона повышенной насыщенности коллектора жидкостью уменьшается в размерах. Повышенная насыщенность жидкостью отмечается в зоне ухудшенных коллекторских свойств. Это вполне объясняется тем, что основное понижение давления отмечается именно в зоне с ухудшенными фильтрационными характеристиками, а следовательно, в этой зоне происходит наиболее значительное выпадение конденсата из газовой фазы из-за резкого изменения термобарических условий.

Похожая картина распределения насыщенности коллектора конденсатом отмечалась у забоя скважин в вариантах с дебитами скважин, пропорциональными значениям усредненной абсолютной проницаемости коллектора у забоя скважин. В этом случае основное увеличение насыщенности коллектора жидкостью также происходило в низкопроницаемой зоне пласта. В отдельных вариантах с неоднородным коллектором максимальные значения насыщенности пластов жидкостью даже несколько превосходили соответствующие максимальные значения ее для однородного пласта. В общем случае уменьшение соотношения проницаемостей коллектора в различных зонах пласта вызывает увеличение максимальной насыщенности коллектора жидкостью. При относительно высоких значениях соотношения проницаемостей зон пласта профиль насыщенности коллектора жидкостью приближается к профилю насыщенности в однородном пласте с уменьшением размеров зоны ухудшенной проницаемости коллектора. Та же картина наблюдается при низких значениях соотношения проницаемостей зон пласта: профиль насыщенности коллектора жидкостью приближается к профилю насыщенности в однородном пласте с уменьшением размеров зоны ухудшенной проницаемости коллектора.

Соотношения значений приведенной проницаемости колектора при однофазной и двухфазной фильтрации практически не различались по вариантам № 6НП – 10НП и составляли около 7 – 10 (см. табл. 3.6). Таким образом, расчеты показывают, что ухудшение фильтрационных свойств пласта у забоя скважин (вследствие проявления различных факторов) вызывает уменьшение продуктивности газоконденсатных скважин только за счет уменьшения абсолютной проницаемости коллектора. Накопление ретроградного конденсата происходит в основном в зоне ухудшенной проницаемости коллектора. Поэтому на составляющую скин-эффекта, обусловленную накоплением ретроградного конденсата, ухудшение коллекторских свойств пласта у забоя скважин не оказывает существенного влияния. При этом сама величина скин-эффекта может существенно увеличиваться за счет накопления конденсата.

Влияние неоднородности пластов на накопление конденсата в призабойных зонах скважин

Рассматривалось два вида неоднородности коллектора у забоя скважин:

пласт со случайным полем проницаемости (разнопроницаемые элементы не образуют отдельных более крупномасштабных зон разной проницаемости) – условно назовем его "случайно-неоднородный" пласт;

зонально-неоднородный пласт (разнопроницаемые элементы на отдельных участках объединяются в более крупномасштабные зоны разной проницаемости) – условно назовем его "зонально-неоднородный" пласт.

Для описания распределения проницаемости гетерогенного коллектора в призабойной зоне скважины использовалась методика P.S. Pingrose, G.E. Pickup, J.L. Jensen and K.S. Sorbie, которая достаточно удобна для генерирования случайного поля параметров при сеточном моделировании фильтрационных процессов. Эта методика предполагает описание значения рассматриваемого параметра в любой точке пласта (ячейки пространственной сетки при сеточном моделировании) через значения соседних точек (ячеек) пласта. Для случая двухмерной профильной фильтрации основная формула в алгоритме построения поля параметра представляется в виде

$$Y_{i,j} = \alpha_x(Y_{i-1,j} + Y_{i+1,j}) + \alpha_y(Y_{i,j-1} + Y_{i,j+1}) + \eta\varepsilon_{i,j}, \qquad (3.33)$$

где $Y_{i,j}$ — натуральный логарифм значения параметра в блоке i_r, j; α_x, α_y — корреляционные параметры в направлении R и Z; $\varepsilon_{i,j}$ — случайная переменная.

Уравнение (3.33) использовалось для описания распределения проницаемости в пласте. Для первого случая неоднородности (пласт со случайным полем проницаемости) задавались следующие параметры: $\alpha_x = \alpha_y = -0{,}95$; $\eta = 0{,}55$. Коэффициент проницаемости (в мкм^2) определялся в виде $k_{i,j} = 0{,}08\exp(Y_{i,j})$. Для второго случая неоднородности (зонально-неоднородный пласт) принимались: $\alpha_x = \alpha_y = 0{,}95$; $\eta = 0{,}75$. Коэффициент проницаемости (в мкм^2) определялся в виде $k_{i,j} = 0{,}065\ \exp(Y_{i,j})$.

Коллектор предполагался однородным по пористости с коэффициентом пористости 0,15. Относительные фазовые проницаемости задавались одними и теми же в пределах всего пласта в соответствии с (3.32). В каждом из вариантов расчета использовалась модельная газоконденсатная смесь № 1 (см. табл. 3.3—3.4). Моделировалось понижение пластового давления от 35 до 10 МПа при депрессии 0,06—0,08 МПа. Использовалась двухмерная профильная модель многокомпонентной фильтрации углеводородов, описанная, например, в работе [6].

Расчеты показали, что неоднородность пласта со случайным полем распределения проницаемости незначительно влияет на профиль насыщенности у забоя скважины. Это видно из рис. 3.25 и 3.26, на которых пред-

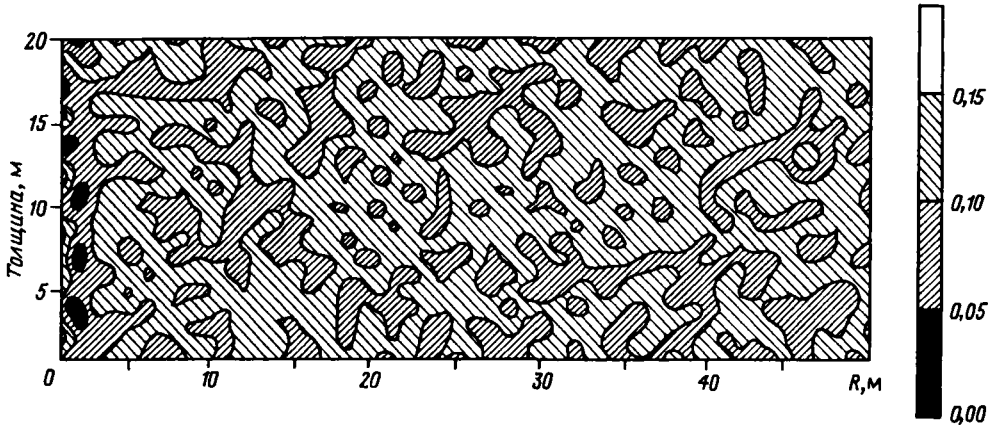


Рис. 3.25. Распределение проницаемости в призабойной зоне скважины (случайное поле проницаемости). Шкала проницаемости указана в мкм^2

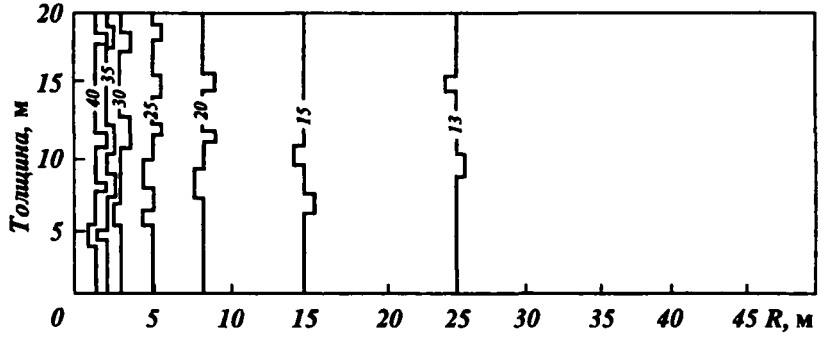


Рис. 3.26. Распределение насыщенности в призабойной зоне неоднородного пласта

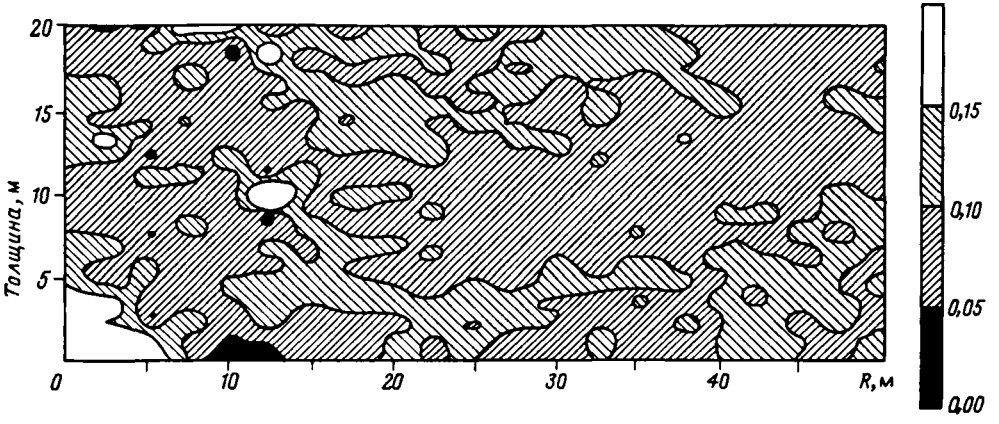


Рис. 3.27. Распределение проницаемости в призабойной зоне скважины (зонально-неоднородный пласт). Шкала проницаемости указана в мкм^2

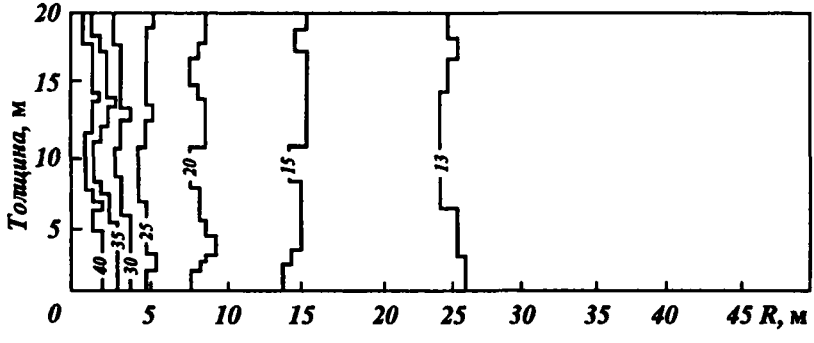


Рис. 3.28. Распределение насыщенности в призабойной зоне зонально-неоднородного пласта

ставлены распределение проницаемости в прискважинной зоне пласта для данного случая неоднородности коллектора и профиль насыщенности в этой зоне пласта. Сопоставление рис. 3.26 и 3.14, на котором показано распределение насыщенности при тех же практически условиях, но в однородном пласте, позволяет утверждать, что рассматриваемый вид неодно-

родности приводит лишь к некоторой деформации линий равной насыщенности коллектора жидкостью.

Более существенное, хотя также не кардинальное изменение профиля насыщенности отмечается в случае эксплуатации скважины в зонально-неоднородном пласте. Как видно из рис. 3.27 и 3.28, в этом случае наблюдается более значительное удаление от скважины линий равных насыщенностей в направлении участков с повышенной проницаемостью. Это вполне объяснимо тем, что по этим направлениям фильтруется большее количество газоконденсатной смеси и соответственно больше выпадает конденсата в виде жидкости. Однако различие в насыщенностях оказывается все же незначительным.

Накопление конденсата в призабойных зонах скважин в слоистых пластах

В слоистых пластах отмечается значительное различие насыщенностей разнопроницаемых пропластков. На это указывают результаты расчетов, выполненные автором данной работы с коллегами, а также опубликованные в печати. В частности, W.D.Mc. Caln, R.A. Alexander рассмотрели фильтрацию газоконденсатной смеси в пятислойном пласте с соотношением проницаемостей между самым высокопроницаемым и самым низкопроницаемым прослоями около 12,0. Профиль насыщенности для этого случая представлен на рис. 3.29, из которого видно, что размеры зоны повышенной проницаемости в отдельных пропластках явно увеличиваются с ростом их проницаемости. Это вполне объясняется характерным распределением в слоистом пласте давления и фильтрационных потоков. При одинаковых давлениях на стенке скважины во всех вскрытых скважиной пропластках отмечаются очень близкие воронки депрессии, но скорости фильтрации оказываются выше в наиболее проницаемых из них. В результате в наиболее проницаемых слоях в единицу времени фильтруется большее количество газоконденсатной смеси, а следовательно, и более интенсивно протекают массообменные процессы между газом и накопившейся жидкостью.

Во многом аналогичные результаты были получены автором с сотрудниками при исследовании особенностей притока газоконденсатной смеси к скважинам Печоро-Кожвинского НГКМ (Республика Коми). В качестве примера представим расчетные данные по распределению насыщенности в призабойной зоне скв. 21 и 104 этого месторождения. При разработке Печоро-Кожвинского месторождения возникли значительные осложнения в работе скважин, эксплуатирующих основную залежь месторождения в песчаниках старооскольского горизонта среднего девона (D_2st). Пласты залежи отличаются низкой проницаемостью (от тысячных до сотых долей мкм^2) и высокой степенью их неоднородности. Дебиты газа по этим скважинам к настоящему времени уже уменьшились до 50—80 тыс. м^3/сут (дебиты конденсата 10—19 т/сут) при достаточно высоких депрессиях на их забоях — от 4 до 8 МПа. Текущее пластовое давление около 21 МПа, а пластовая температура — 90 °С. Углеводородная пластовая смесь моделировалась смесью, состоящей из 10 компонентов. Задавался начальный компонентный состав модельной смеси (в %, молярных): N_2 — 3,10; C_1 — 74,20; C_2 — 8,80; C_3 — 4,30; *н*-C_4 — 2,00; *н*-C_5 — 2,65; Ko_1 — 2,17; Ko_2 — 1,13; Ko_3 —

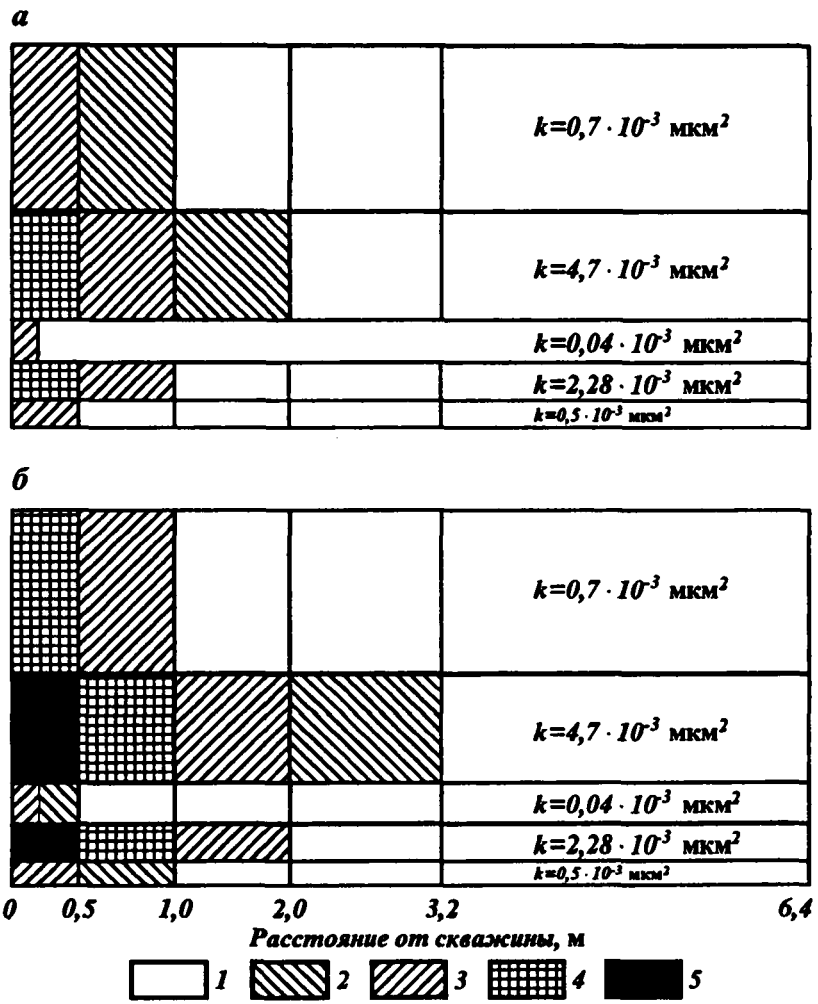


Рис. 3.29. Распределение насыщенности в прискважинной зоне слоистого пласта (по данным W.D. Mc. Caln и R.A. Alexander):
а — после 10 сут; *б* — после 20 сут. Насыщенность конденсатом, %: *1* — 0—4; *2* — 4—8; *3* — 8—12; *4* — 12—16; *5* — 16—20

0,45; $Ко_4$ — 0,75, где псевдокомпоненты $Ко_1$, $Ко_2$, $Ко_3$ и $Ко_4$ имели следующие основные параметры: температура кипения фракций соответственно — 357; 444; 517 и 580 К, плотность 673; 723; 825 и 852 кг/м^3, молекулярная масса 101,8; 151,4; 207,2 и 280,2.

Пласт в районе скважины моделировался тремя пропластками со следующими параметрами: толщина пропластков № 1, 2 и 3 соответственно 0,7; 1,2 и 30,6 м, коэффициент проницаемости по ним — 0,223; 0,088 и 0,001 мкм^2, а пористости — 7; 30 и 15 %. Таким образом моделировался пласт с очень низкой проницаемостью основной толщи и тонкими высокопроницаемым и среднепроницаемым пропластками. Соотношение про-

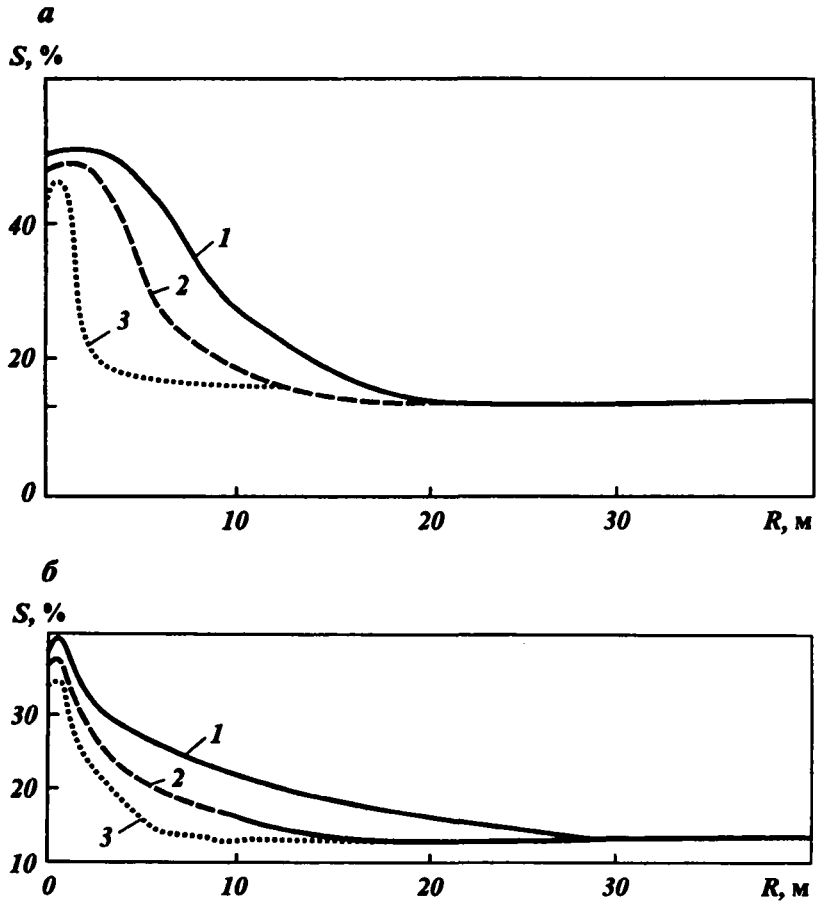


Рис. 3.30. Расчетное распределение насыщенности в отдельных пропластках:
а — у забоя скв. 21, Печора-Кожва; *б* — у забоя скв. 104, Печора-Кожва; *1–3* — номера пропластков

ницаемости между пропластками равнялось 233 и 88 при доле высокопроницаемого и низкопроницаемого пропластков в общей толщине пласта 2,2 и 3,7 %. Для скв. 104 принималась также трехслойная модель пласта с толщиной пропластков № 1, 2 и 3 соответственно 1,5; 35,5 и 5 м. Коэффициент проницаемости задавался равным 0,040; 0,020 и 0,0002 мкм^2, а пористости — 11; 19 и 16 %. Таким образом, в этом случае толщины низкопроницаемого и высокопроницаемых пропластков были примерно равными. Фазовые проницаемости задавались соотношениями (3.32).

Результаты расчетов подтверждают неравномерное накопление ретроградного конденсата по отдельным пропласткам. Для обеих скважин в наиболее проницаемом пропластке № 1 отмечается наиболее значительное увеличение насыщенности коллектора углеводородной жидкостью (рис. 3.30, 3.31). Для среднего по проницаемости пропластка № 2 характерны менее значительные насыщенности. Наименьшее накопление конденсата

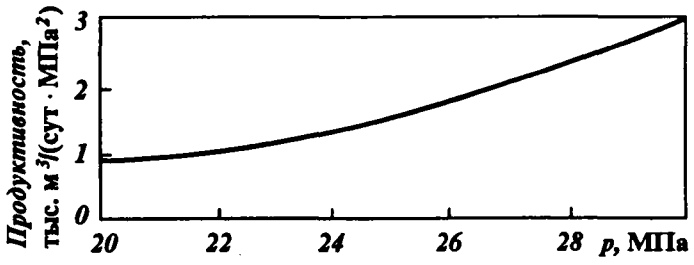


Рис. 3.31. Расчетная зависимость продуктивности от пластового давления, скв. 21, Печора-Кожва

происходит в наименее проницаемом пропластке № 3. Количественное различие в значениях насыщенности по пропласткам обусловливается разным соотношением их проницаемостей.

Следует отметить, что неравномерное насыщение конденсатом прискважинной зоны в разнопроницаемых пропластках слоистых пластов может приводить к более существенному снижению продуктивности скважин, чем в однородных пластах. В более высокопроницаемых пропластках более обширны зоны повышенной насыщенности коллектора жидкостью, а следовательно, и значительнее по этим пропласткам уменьшается приток газа. В качестве примера на рис. 3.31 приведено расчетное изменение продуктивности скв. 21 Печора—Кожва от пластового давления (продуктивность рассматривалась как отношение дебита газа к разности квадратов пластового и забойного давлений). Как видно из этого рисунка, наиболее значительно изменялась продуктивность скважины при понижении давления до значений, близких к давлению максимальной конденсации. Продуктивность при уменьшении давления от 30 до 20 МПа уменьшалась почти в 3,5 раза, в то время как в однородном пласте при тех же условиях отмечалось бы сокращение продуктивности в 2,4—2,5 раза.

3.3.5

Динамика насыщенности коллектора у забоя скважин после их остановки

Наряду с проблемой формирования зоны повышенной насыщенности коллектора жидкостью у забоя скважины не менее важной, с технологической точки зрения, является проблема определения характера изменения насыщенности в этой зоне после остановки скважины. Для определения возможности расформирования зоны с повышенной насыщенностью жидкостью нами выполнялись соответствующие расчеты для некоторых из скважин Печоро-Кожвинского НГКМ. Результаты расчетов для скв. 103 представлены на рис. 3.32 в виде изменения профиля насыщенности призабойной зоны скважины конденсатом после ее остановки и последующего за этим естественного понижения пластового давления в районе скважины в ходе разработки месторождения без эксплуатации этой скважины. Расчеты выполнялись без учета влияния на процесс молекулярной диффузии.

Как оказалось, остановка скважины на короткий и даже на длительный период времени при том же пластовом давлении практически не вы-

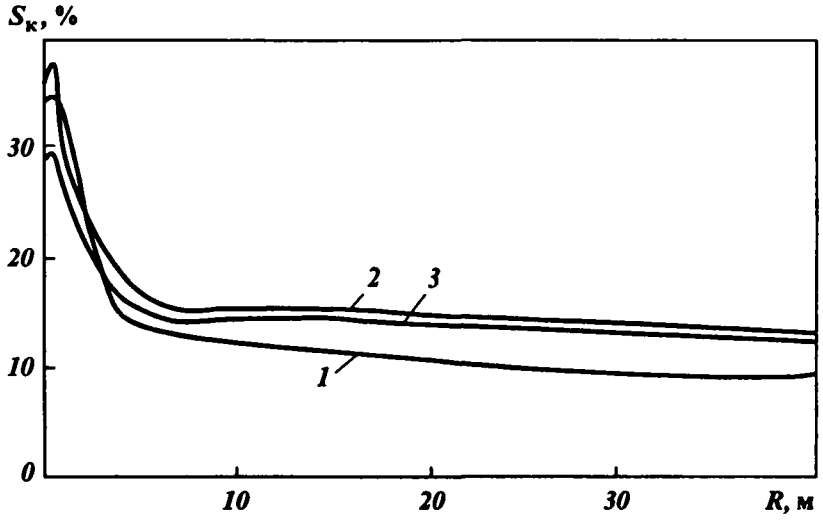


Рис. 3.32. Динамика профиля насыщенности коллектора конденсатом в призабойной зоне скважины после ее остановки при пластовом давлении, МПа:
1 — 28; *2* — 20; *3* — 10

зывает изменений в профиле насыщенности коллектора конденсатом. Так, в расчетах профили насыщенности призабойной зоны скважины сразу после остановки и через 1 мес выдержки скважины при том же пластовом давлении практически не различались. Более того, лишь некоторое изменение в распределении конденсата у забоя скважины влечет последующее простаивание скважины при понижении давления в ее окрестности. Как видно из того же рис. 3.32, последующее понижение пластового давления в районе скважины от 28 до 10 МПа вызывает понижение максимальных значений насыщенности от 0,38 до 0,29. При этом размеры зоны повышенной насыщенности коллектора практически не изменяются. Несколько повышаются средние по пласту значения конденсатонасыщенности в соответствии с дифференциальной конденсацией пластовой углеводородной системы.

Представленные результаты можно объяснить следующим образом. При накоплении ретроградного конденсата у забоя скважины компонентный состав накапливающейся жидкости подстраивается под состав пластового газа (в термобарических условиях призабойной зоны). В результате этого компонентный состав жидкости у забоя скважины в значительной мере отличается от его состава при дифференциальной конденсации. После остановки скважины и понижения в ее окрестности пластового давления происходит отток газа от скважины за счет его расширения. При этом наблюдается равновесие газовой фазы и ретроградной жидкости у забоя скважины. В результате составы газовой фазы (в случае пренебрежения молекулярной диффузией) и жидкости отличаются от состава фаз в пласте для данного уровня пластового давления. Естественно, что в этих условиях молекулярная диффузия явится основным фактором, ведущим к расформированию зоны повышенной насыщенности жидкостью вокруг скважины.

3.3.6

Влияние динамических параметров на процесс фильтрации газоконденсатных смесей

К числу наиболее важных динамических параметров, определяющих процесс фильтрации газоконденсатных смесей в призабойной зоне пласта, следует отнести скорость фильтрации и темп изменения давления. Наиболее существенным фактором, влияющим на механизм накопления конденсата, безусловно, является скорость фильтрации. Прежде всего, высокие скорости фильтрации, характерные для условий призабойной зоны, вызывают существенную неравновесность массообменных процессов. Во-вторых, скорость фильтрации влияет на характер распределения фаз в пористой среде, что выражается в зависимости относительных фазовых проницаемостей от скорости. И, наконец, с возрастанием скорости фильтрации увеличиваются инерционные сопротивления.

При фильтрации газоконденсатных смесей в пористых средах неравновесность массообменных процессов может возникать из-за влияния на эти процессы самой пористой среды, а также за счет относительного движения фаз. Некоторые исследователи вводят понятия неравновесности обменных процессов 1-го рода, возникающих за счет влияния пористой среды, и 2-го рода, обусловленных движением фаз. Подавляющее большинство исследований, выполненных к настоящему времени, касаются неравновесности обменных процессов первого рода. В частности, широко исследовалось влияние пористой среды на фазовые переходы и неравновесность процесса конденсации и испарения. При этом использовались два основных подхода к изучению этой проблемы. Один из них состоит в учете влияния капиллярных сил на парожидкостное равновесие углеводородной смеси. Второй подход основан на изучении влияния процессов адсорбции и десорбции отдельных углеводородных компонентов на фазовое поведение многокомпонентных углеводородных смесей. В числе основных работ, развивающих первое из указанных направлений исследований, можно назвать экспериментальные и теоретические исследования, проведенные Ф.А. Требиным и Г.И. Задорой, А.И. Ширковским, Ю.В. Желтовым и В.В. Латоновым, А.Ю. Намиотом, Э.С. Садых-Заде, Ю.Г. Мамедовым и Н.М. Рафибейли, А.И. Брусиловским, В.Е. Мискевич, C.W. Oxford и R. Huntington, P.M. Sigmund, P.M. Dranchuk и N.R. Morow, C.F. Weinaug и J.C. Cordell, K.S. Udell. Второе направление развивалось С.Н. Бузиновым, А.С. Великовским, А.И. Гриценко, З.И. Козловцевой, А.Х. Мирзаджанзаде, В.А. Николаевым, М.А. Пешкиным, Р.М. Тер-Саркисовым, В.В. Юшкиным, C.R. Clark.

В результате этих исследований было установлено незначительное влияние пористой среды на степень неравновесности процесса ретроградной конденсации в статических условиях и несколько более значительное влияние пористой среды на неравновесность процессов испарения. Однако эти выводы справедливы лишь, если фазы в пористой среде хорошо перемешаны. В противном случае пористая среда может существенно изменить структуру распределения фаз в порах и тем самым повысить неравновесность массообмена.

Значительный объем исследований был осуществлен по определению

щин, а их доля от общей толщины прострела колеблется от 10 до 70 %. Продуктивность и границы работающих интервалов определяются коллекторскими свойствами пластов;

3) по данным расходометрии в большинстве остановленных скважин перетоков не отмечается.

Анализ текущего состояния эксплуатации

Разбуривание сеноманской залежи Медвежьего месторождения началось на УКПГ-2.

В южной зоне месторождения (УКПГ-1 – УКПГ-4) бурились одиночные скважины, расстояние между которыми составляло 0,7 – 1,7 км. Исключением были два экспериментальных куста из пяти скважин (на УКПГ-1 и УКПГ-4). Начиная с УКПГ-5 осуществлялось кустовое разбуривание с тремя-четырьмя вертикальными скважинами и расстоянием между кустами 0,9 – 2,5 км. Всего в настоящее время на месторождении работает 79 кустов, в том числе по УКПГ:

УКПГ-1 – 8 кустов;	УКПГ-7 – 8 кустов;
УКПГ-4 – 9 кустов;	УКПГ-8 – 16 кустов;
УКПГ-5 – 5 кустов;	УКПГ-9 – 24 куста;
УКПГ-6 – 7 кустов;	УКПГ-2 – 2 куста.

Из 473 пробуренных на 01.01.95 скважин наблюдательных и пьезометрических – 90, эксплуатационных – 383, в том числе действующий фонд составляет 341, т.е. на шесть скважин меньше, чем на 01.01.94, что связано с увеличением количества скважин, простаивающих из-за высокого давления в коллекторе (скв. 521 – 524, 416, 617, 723, 425 – 427, 137, 139, 308, 810, 311), находящихся в капитальном ремонте или в ожидании его. В 1994 г. наметилась тенденция снижения коэффициента использования скважин, причем наиболее значительная на УКПГ-5, 7 и 8.

В настоящее время завершилось эксплуатационное разбуривание сеноманской залежи. Однако темп ввода дополнительного фонда отставал от проектного.

Сеноманские продуктивные отложения характеризуются высокими фильтрационными свойствами, установленными первоначально по результатам исследований разведочных скважин и впоследствии подтвержденными данными по эксплуатационному фонду. Так, в период 1973 – 1974 гг. газодинамические исследования скважин показали, что для обеспечения проектного дебита 1 млн. м^3/сут достаточно поддерживать депрессию на пласт от 1,5 до 2,5 кгс/см^2 (0,147 – 0,245 МПа). Продолжительное время фактические рабочие дебиты превышали проектные, а в начальный период достигали 1,5 – 2,0 млн. м^3/сут. С выходом месторождения на проектный уровень годовой добычи дебиты скважин постепенно приближались к проектным значениям. В настоящее время ежегодный темп падения дебитов составляет 30 – 40 тыс. м^3/сут, что вызвано уменьшением энергетического запаса залежи и началом периода падающих отборов. Тем не менее в целом продуктивная характеристика остается достаточно высокой, так как около 34 % действующего фонда работает с дебитами, достигающими 500 тыс. м^3/сут и более. На 5 – 10 % эксплуатационных скважин текущие рабочие дебиты составляют 250 – 500 тыс. м^3/сут. Лишь 16,7 % имеют текущую продуктивность менее 250 тыс. м^3/сут из-за высоких давлений в межпромысловых коллекторах, влияния пластовой и конденсационной воды и невысоких

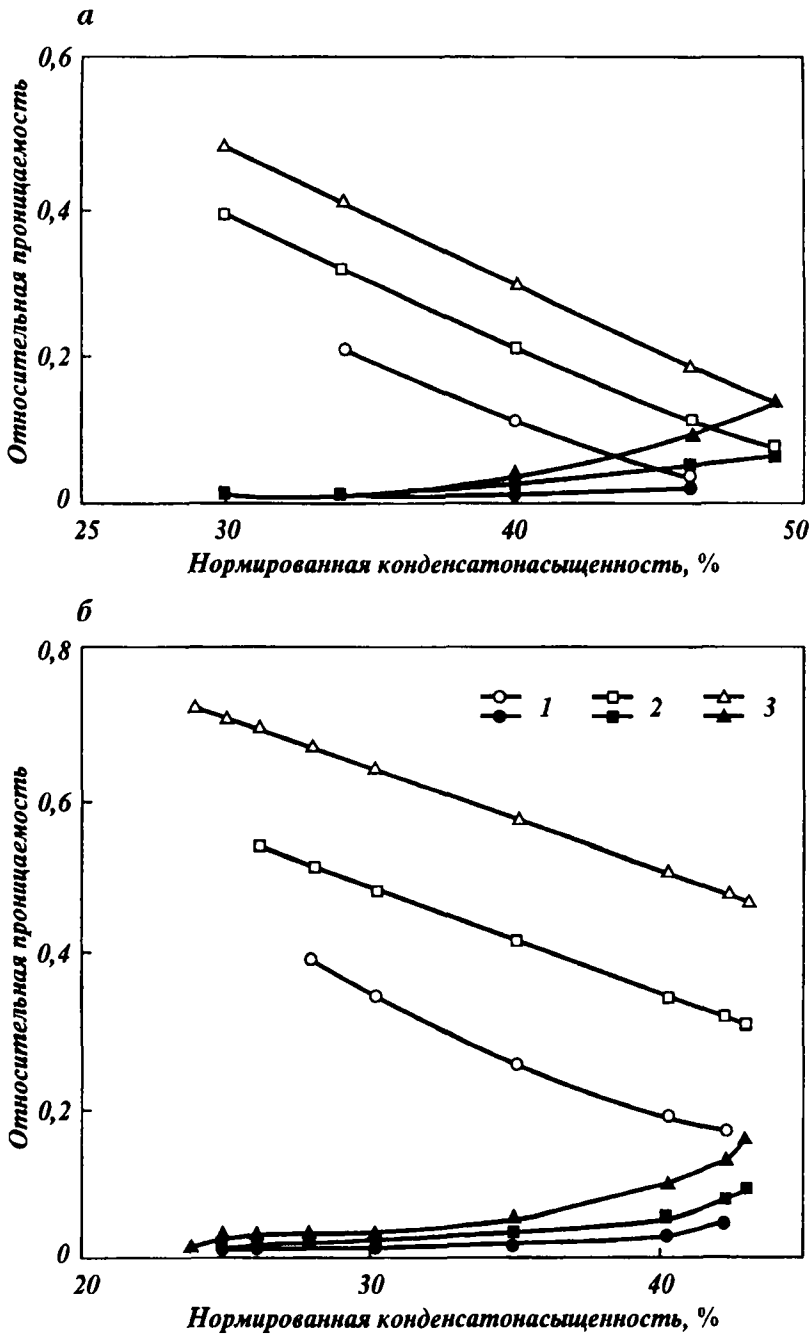


Рис. 3.33. Влияние скорости фильтрации газоконденсатных смесей на фазовые проницаемости коллектора (по данным G.D. Henderson с соавторами).
Скорость, м/сут: *1* – 0,88; *2* – 8,8; *3* – 35,2

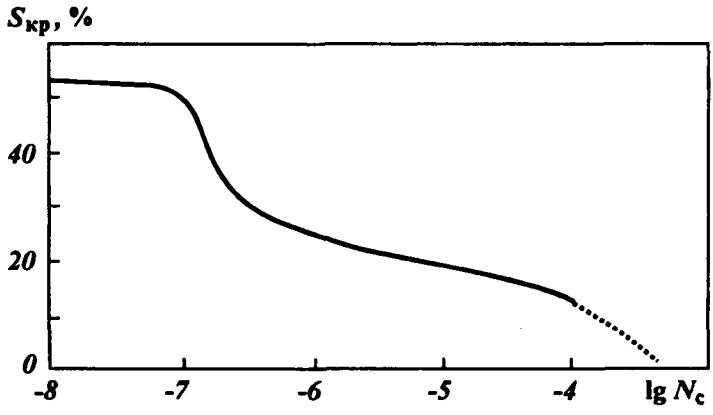


Рис. 3.34. Зависимость от капиллярного числа критической насыщенности жидкостью образцов Печоро-Кожвинского НГКМ

фильтрации) и уменьшать насыщенность коллектора жидкостью в этих зонах.

Немонотонное распределение насыщенности призабойной зоны пласта углеводородной жидкостью, т.е. замедление роста насыщенности у забоя скважины и даже определенное уменьшение конденсатонасыщенности пласта непосредственно у забоя скважины (по сравнению с ее значениями в остальной части призабойной зоны скважины) при учете влияния на процесс скорости фильтрации отмечалось в работах W. Boom, K. Wit, A.M. Schulte, S. Oedal, J.P.W. Zeelenberg, J.G. Maas (например, на рис. 3.15 показано распределение насыщенности у забоя скважины по данным этих работ в случае учета и без учета влияния скорости фильтрации). Уменьшение насыщенности вызывает соответственное увеличение дебита скважин. В качестве примера для вариантов расчета, представленных на рис. 3.15 и на рис. 3.16, показана динамика дебитов скважины. Во многом аналогичные данные о влиянии скорости фильтрации на процесс динамической конденсации были получены и А.В. Назаровым.

Исследования влияния скорости фильтрации на процесс накопления ретроградного конденсата нами выполнялись на основе численного моделирования притока газоконденсатной смеси к скважинам в условиях, близких к условиям Печоро-Кожвинского НГКМ. Использовалась зависимость фазовых проницаемостей от капиллярного числа, представляющего собой соотношение вязкостных и капиллярных сил и выражающегося в виде

$$N_c = \nu\mu/\sigma,$$

где ν – скорость фильтрации; μ – вязкость жидкой фазы: σ – поверхностное натяжение между жидкой и газовой фазами.

В широком диапазоне капиллярных чисел относительные фазовые проницаемости и критические насыщенности фаз (значения начала подвижности фаз) остаются постоянными (автомодельная область); а затем, начиная с некоторых значений капиллярного числа, критические значения насыщенностей уменьшаются, а зависимости относительных фазовых проницаемостей от насыщенности выполаживаются. Фазовые проницаемости принимались в виде (3.32) со значениями $a_ж = 2{,}5$ и $a_г = 2{,}5$. Зависимость критической насыщенности коллектора жидкостью от капиллярного числа определялась по данным института СеверНИПИгаз для низкопрони-

цаемых коллекторов ряда месторождений Республики Коми и аппроксимировалась в виде

$$S_{жо} = S_{ж}^{к} - a \cdot \mathrm{LOG}(N_c / N_c^{к}) \quad \text{при } S_{жо} \geq 0{,}1;$$

$$S_{жо} = 0{,}1 \quad \text{при } S_{жо} < 0{,}1,$$

где $S_{ж}^{к}$ – критическая насыщенность коллектора углеводородной жидкостью, не зависящая от капиллярного числа (автомодельная область); $N_c^{к}$ – соответствующее значению $S_{ж}^{к}$ капиллярное число; a – коэффициент, отражающий интенсивность падения критической насыщенности с увеличением капиллярного числа.

В двух сериях расчетов использовались одни и те же значения $S_{ж}^{к} = 0{,}4$; $N_c^{к} = 10^{-8}$ и два значения коэффициентов $a = 0{,}1$ и $a = 0{,}05$.

Расчеты проводились для нескольких вариантов с различными абсолютными проницаемостями коллектора при сохранении примерно одних и тех же скоростей фильтрации. Необходимость таких расчетов обусловливалась следующим. Накопление конденсата у забоя скважины происходит в результате проявления двух механизмов. Во-первых, это выделение жидкости в данном элементе пласта за счет понижения давления во времени. Во-вторых, выделение жидкости из новых порций газа, перетекающих в данный элемент пласта из соседнего элемента. В рамках рассматриваемой модели притока к скважине двухфазной многокомпонентной углеводородной смеси (исключающей рассмотрение неравновесности процесса массообмена между фазами) распределение компонентов между фазами происходит таким образом, что выпавший в призабойной зоне скважины ретроградный конденсат находится в равновесии с фильтрующимся газом. При создании в газоконденсатных пластах определенной депрессии состав газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта, а также распределение компонентов между фазами будут определяться как давлением, так и скоростями фильтрации газовой и жидкой фаз (поскольку ими определяются приток и отток отдельных компонентов). Поэтому в вариантах с одними и теми же скоростями фильтрации флюидов, но с разными перепадами давления значения насыщенности коллектора ретроградным конденсатом у забоя скважины могут существенно различаться.

В расчетах рассматривались пласты с двумя значениями коэффициента абсолютной проницаемости пласта – 0,01 и 0,1 мкм^2. Депрессии на пласт задавались равными 1,0 и 9,5 МПа, и капиллярные числа в обоих вариантах на расстоянии от скважины от 0,1 до 25 м изменялись примерно в одних и тех же пределах: от $9 \cdot 10^{-6}$ до $6 \cdot 10^{-9}$.

Результаты расчетов показали, что при определенных условиях скорость фильтрации (а соответственно и капиллярное число) может влиять на динамику и значение насыщенности призабойной зоны скважины ретроградным конденсатом. На рис. 3.35 представлены результаты расчета процесса накопления ретроградного конденсата у забоя скважины. Как видно из этого рисунка, влияние скорости фильтрации (или, точнее, капиллярного числа) на фазовые проницаемости коллектора проявляется в изменении характера накопления конденсата в призабойной зоне скважин, а именно, в нарушении монотонной зависимости "конденсатонасыщенность – расстояние от скважины". В зоне пласта вокруг скважины, там, где капиллярные числа значительны, наблюдается уменьшение насыщенности пласта углеводородной жидкостью по мере приближения к скважине. Для сущест-

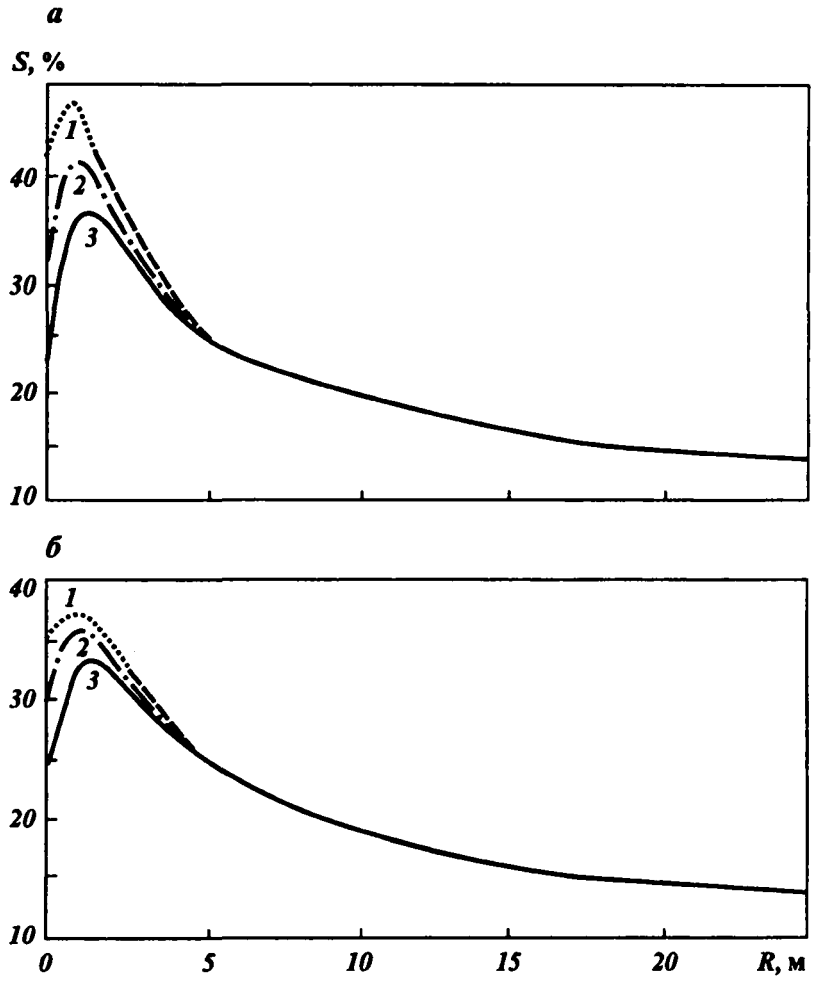


Рис. 3.35. Профиль конденсатонасыщенности без учета (линия *1*) и с учетом (линии *2* и *3*) зависимости фазовых проницаемостей от капиллярного числа.
Проницаемость коллектора, мкм^2: *а* — 0,01; *б* — 0,10

вующих в реальной промысловой практике скоростей фильтрации размеры этой зоны очень малы (до 2,0—3,0 м) из-за уменьшения скоростей фильтрации газа и жидкости на границе этой зоны до значений, уже близких к пластовым. Например, даже при достаточно высоких дебитах скважин (до 100—200 тыс. м^3/сут на 1 метр толщины пласта), радиусе скважины около 0,1 м и пластовом давлении 10—20 МПа скорость фильтрации газа на расстоянии 2,0 м от скважины будет около $3\cdot10^{-4}$—$12\cdot10^{-4}$ м/с. Скорость углеводородной жидкости окажется как минимум на два порядка ниже, поскольку на порядок отличаются вязкости жидкости и газа и на порядок ниже фазовой проницаемости по газу значения фазовой проницаемости коллектора для жидкости (при значениях насыщенности

жидкости, близких к критическим). Поверхностное натяжение — еще один параметр, входящий в капиллярное число, для природных газоконденсатных смесей в области давлений ниже 0,7—0,8 от давления начала конденсации составляет единицы мПа·м. Таким образом, в реальных условиях на расстояниях от скважины 2—3 м капиллярные числа могут составлять уже примерно $10^{-7}-10^{-6}$, т.е. находятся в области, которая характеризуется малым влиянием капиллярных чисел на фазовые проницаемости коллектора.

Характерно для рассматриваемых процессов накопления ретроградного конденсата у забоя скважины также то, что значительное изменение критической насыщенности коллектора жидкостью в области высоких скоростей фильтрации не сопровождалось таким же значительным уменьшением насыщенности коллектора жидкостью. Конденсатонасыщенности пласта даже непосредственно у забоя скважины значительно превышали значения критической насыщенности. Например, на рис. 3.35 насыщенности пласта жидкостью на забое скважины составляли 0,22—0,25, в то время как критические значения насыщенности жидкостью равнялись 0,1. Это вполне объяснимо в рамках известного явления "динамического" накопления ретроградной жидкости в пористой среде. Значение насыщенности коллектора в данном элементе пласта определяется количеством ретроградной жидкости, выделяющейся из газа, а также балансом в элементе двух потоков подвижной жидкости: направленным в элемент из соседнего элемента с более высоким давлением и направленным из элемента в соседний элемент с меньшим давлением. Площадь фильтрации на входе в элемент (по направлению градиента давления) выше, чем на его выходе. Скорости фильтрации фаз зависят от вида фазовых проницаемостей. Следовательно, для компенсации оттока и притока жидкости в элементе в нем должно установиться какое-то значение насыщенности (выше критических значений), обеспечивающее значение фазовой проницаемости по жидкости выше, чем в соседнем элементе с более высоким давлением. Характерно, что значение этой насыщенности для данного давления в основном будет определяться не критическими значениями насыщенности фаз, а в большей мере — наклоном линий фазовых проницаемостей (темпами изменения фазовой проницаемости газа и жидкости при изменении насыщенности). Таким образом, насыщенность в данной точке пласта как бы "настраивается" таким образом, чтобы перенос отдельных компонентов в фазах сопровождался установлением равновесия в фазах и балансом притока-оттока жидкости в этой точке. Естественно, что в этом случае ее величина может в значительной мере превосходить критические значения насыщенности пласта жидкостью.

Анализируя результаты проведенных исследований, можно сделать вывод, что эффект от влияния капиллярного числа на относительные фазовые проницаемости коллектора может оказать определенное воздействие и на характер распределения насыщенности пористой среды в призабойных зонах скважин. Монотонное увеличение насыщенности коллектора жидкостью по мере приближения к газоконденсатной скважине сменяется некоторым ее уменьшаением в непосредственной близости от скважины. Однако, по нашим данным, это явление может отмечаться в незначительной по размерам зоне вокруг скважин и несущественно изменяет общую картину уменьшения продуктивности скважин при накоплении ретроградного конденсата.

Описанные выше особенности накопления ретроградного конденсата исследовались в предположении проявления линейного закона фильтрации Дарси. Процесс динамической конденсации в условиях проявления нелинейного закона фильтрации исследован в меньшей мере. К числу основных работ, посвященных проблеме математического моделирования притока газоконденсатной смеси к скважине при проявлении нелинейных законов фильтрации, следует отнести работы R.G. Comachj-V, R.D. Evans, F. Civan, J.R. Jones, V.J. Kniazeff, N.A. Navill, R. Raghavan и ряда других авторов.

Проведенные авторами расчеты в основном касались особенностей интерпретации газодинамических исследований скважин в условиях фильтрации газоконденсатной смеси по закону Форхгеймера. Тем не менее некоторые из представленных данных могут быть использованы для оценки влияния нелинейности притока на процесс накопления ретроградного конденсата. Математическое моделирование производилось на основе решения уравнений многокомпонентной фильтрации углеводородной смеси. Решалась система исходных уравнений неразрывности многокомпонентной смеси в общепринятой форме (близкой по записи к уравнениям (3.18)). Исходя из общепринятой формы закона Форхгеймера, записанной для α-фазы в виде

$$-d/p_\alpha/dl = \mu_\alpha/k_\alpha u_\alpha + \beta_\alpha \rho_\alpha u_\alpha^2,$$

F. Civan использовалась несколько иная запись коэффициента проводимости фазы λ_α, а именно, вводился множитель $f = (1 + \beta_\alpha k k_\alpha \rho_\alpha u_\alpha/\mu_\alpha)^{-1}$, где u_α – скорость фазы. Уравнения же решались по традиционной схеме, как и при использовании линейного закона Дарси, но с включением в проводимость скорости фильтрации.

Результаты исследований показывают, что проявление нелинейного закона фильтрации на приток газоконденсатной смеси к скважине может в основном заключаться в более быстром падении давления на забое скважины и в призабойной зоне пласта. Соответственно это приводит к более бытрому проявлению у забоя скважины двухфазного режима фильтрации.

В качестве иллюстрации этого явления на рис. 3.36 представлены результаты расчетов изменения забойного давления и газонасыщенности у стенок скважины после пуска ее в эксплуатацию с постоянным дебитом. Как видно из этого рисунка, накопление ретроградного конденсата у забоя скважин в условиях проявления нелинейного закона фильтрации протекает гораздо быстрее.

Степень влияния нелинейности фильтрации газоконденсатных смесей на интенсивность накопления в прискважинной зоне пласта ретроградного конденсата во многом определяется задаваемыми на скважине условиями – технологическим режимом ее работы. На это указывают проведенные автором с коллегами расчеты притока газоконденсатных смесей к скважине при различных граничных условиях. Расчеты выполнялись с использованием математической модели, описанной в разделе 3.2, с учетом несколько иного представления коэффициента проводимости фазы λ_α. Использовалась форма представления этого коэффициента, учитывающая нелинейность фильтрации:

$$\lambda_\alpha = \rho_\alpha[(1 + 4\beta_\alpha k k_\alpha/\mu_\alpha|\nabla p|)^{-1/2} - 1]/(2\beta_\alpha|\nabla p|).$$

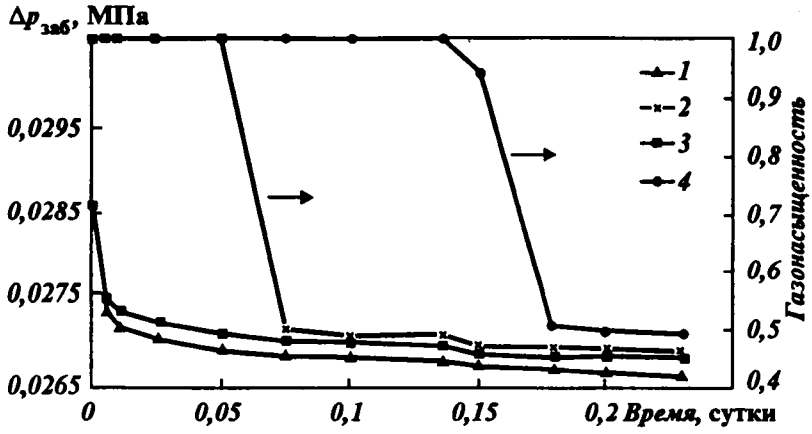


Рис. 3.36. Изменение во времени забойного давления и газонасыщенности у забоя скважины при выполнении различных законов фильтрации (по данным H. Hernandez-G).
Течение: *1, 2* — по закону Дарси; *3, 4* — нелинейное

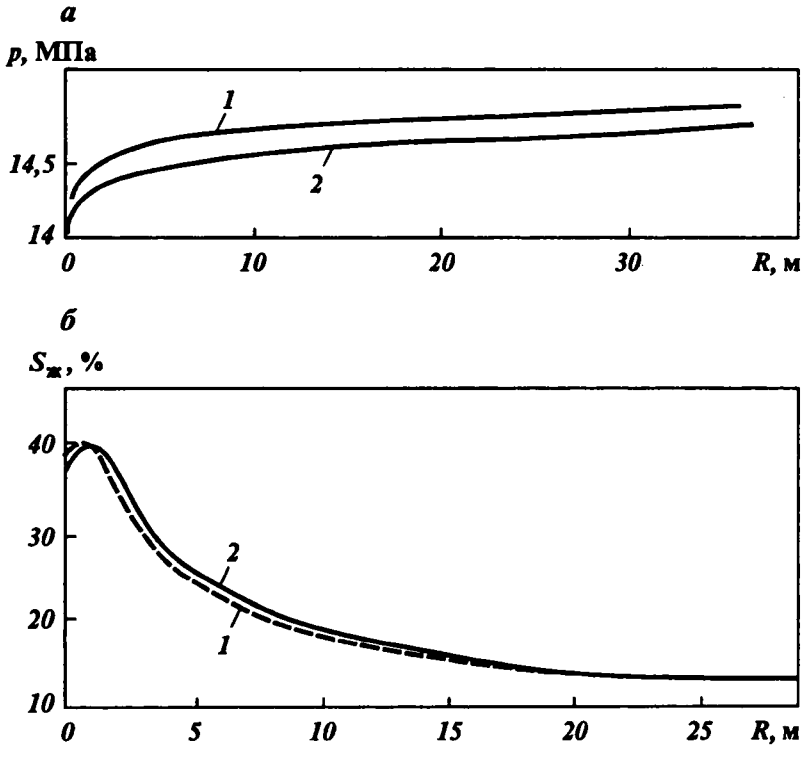


Рис. 3.37. Распределение давления (*а*) и насыщенности (*б*) в призабойной зоне скважины:
1 — нелинейный закон фильтрации; *2* — линейный закон фильтрации

Результаты расчетов показали, что в том случае, когда используются режимы работы скважин с заданными депрессиями, градиентами давления и забойными давлениями, влияние закона фильтрации на процесс накопления ретроградного конденсата у забоя скважин оказывается несущественным. В качестве примера на рис. 3.37 показано распределение насыщенности в призабойной зоне скважины в случае притока к ней газоконденсатной смеси в условиях проявления линейного и нелинейного законов фильтрации. В расчетах задавались следующие исходные данные: пластовое давление 15 МПа, депрессия на скважине 1 МПа, проницаемость и пористость коллектора 0,01 мкм^2 и 15 %. Параметр β в данном варианте расчетов задавался равным 5 м$^{-1}$, а в общем случае этот параметр задавался в широких пределах изменения, в том числе и в виде функции насыщенности. Использовалась модельная смесь Западно-Соплесского НГКМ.

Как видно из рис. 3.37, при одном и том же перепаде давления (разности пластового и забойного давлений) в случае нелинейного закона фильтрации более значительное понижение давления наблюдается непосредственно у забоя скважин (в зоне радиусом до 0,5 м). Соответственно в этой зоне несколько выше оказываются значения насыщенности. В целом же при задании одного и того же значения перепадов давления профили насыщенности в случае проявления линейного и нелинейного законов фильтрации практически не различаются.

3.3.7

Приток к скважине подвижной ретроградной жидкости

Во многих случаях накопление ретроградной жидкости у забоя скважин протекает в условиях притока к ним подвижной углеводородной жидкости из удаленных от скважины областей пласта. Данное явление, например, характерно для переходных газожидкостных зон нефтегазоконденсатных месторождений. Характер накопления углеводородной жидкости у забоя этих скважин уже отличается от описанного выше процесса динамической конденсации.

В качестве иллюстрации можно представить результаты выполненных автором с коллегами расчетов изменения насыщенности у забоя скв. 83 Западно-Соплесск, находящейся в газожидкостной зоне месторождения. Рассматривалась фильтрация углеводородной системы, состоящей из газоконденсатной смеси и равновесной к ней нефти с соотношением их 25—75 и 50—50 %. Значение насыщенности коллектора углеводородной жидкостью для данных систем превосходило критические значения подвижности при давлениях ниже начального пластового давления. В результате углеводородная жидкость оказывалась подвижной не только в ПЗС, но и на удалении от скважин. Подвижность жидкости обеспечивала более интенсивный ее приток к скважине и менее значительное возрастание насыщенности жидкостью непосредственно у забоя скважины (рис. 3.38). Значение прироста насыщенности у забоя скважин от средних по пласту уменьшалось с увеличением среднепластовых значений.

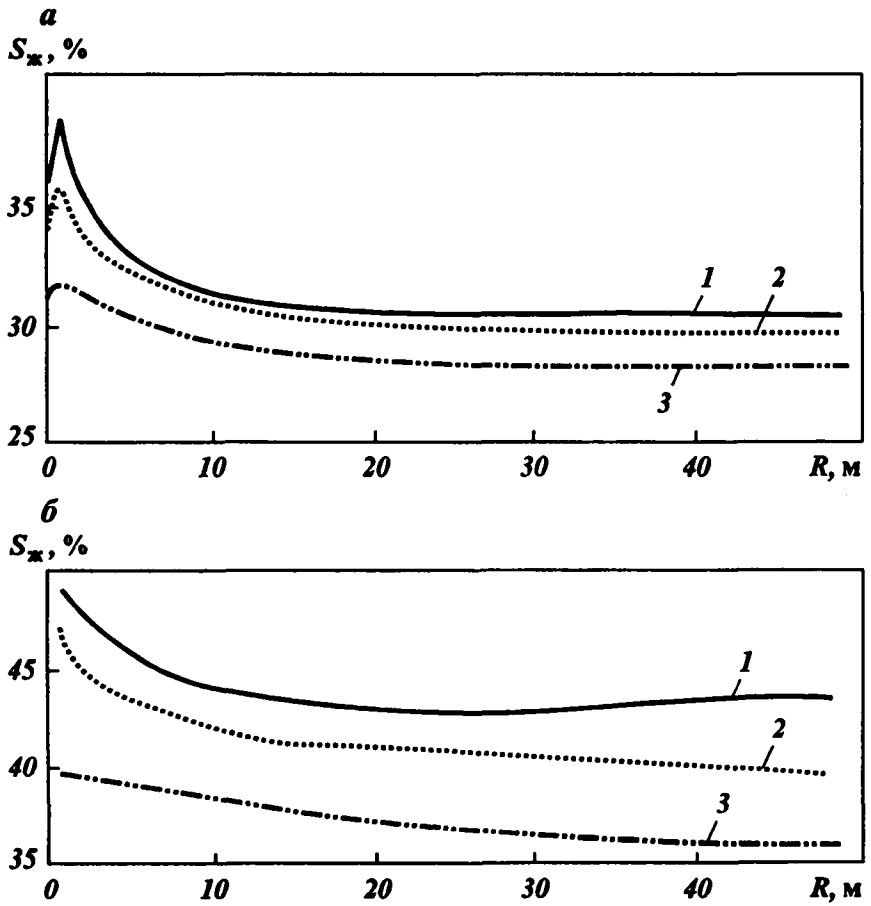


Рис. 3.38. Насыщенность жидкостью прискважинной зоны нефтегазоконденсатного пласта для различных соотношений в пластовой системе газоконденсатной смеси и нефти.
Соотношения: *а* — 25—75 %; *б* — 50—50 %. Давления, МПа: *1* — 34; *2* — 28; *3* — 20

3.4

Повышение продуктивности газоконденсатных скважин путем обработки их призабойных зон газом

Накопление ретроградного конденсата у забоя газоконденсатных скважин является одним из основных факторов снижения их продуктивности. Поэтому вполне естественно для повышения продуктивности скважин использовать методы удаления ретроградного конденсата из их призабойных зон.

К таким методам, в первую очередь, следует отнести обработку прискважинных зон пласта углеводородными растворителями. Для удаления ретроградного конденсата пригодны различные газообразные и жидкие углеводородные растворители. Наиболее эффективный газообразный растворитель — сухой углеводородный газ (содержащий свыше 90—95 % метана). В качестве неуглеводородных газообразных агентов могут использоваться азот, двуокись углерода и дымовые газы (состоящие в основном из смеси азота и двуокиси углерода).

3.4.1

Основные принципы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин сухим газом

К настоящему времени уже не только разработаны основные принципы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин сухим газом, но и создана соответствующая технология повышения продуктивности скважин, основанная на таком воздействии. Проблема восстановления продуктивности газоконденсатных скважин изучалась А.И. Гриценко, Н.А. Гужовым, Б.В. Макеевым, В.А. Николаевым, М.А. Пешкиным, В.Г. Подюком, В.В. Ремизовым, Р.М. Тер-Саркисовым, А.Н. Шандрыгиным, I.M. Cuciuat. Результаты этих исследований позволяют получить довольно полное представление о механизме процессов, протекающих при обработке призабойных зон газоконденсатных скважин, и устанавливают характер влияния различных факторов на эффективность этого процесса.

Физические основы метода воздействия. Особенности использования различных газов для обработки

По данным теоретических и экспериментальных исследований, основными факторами, уменьшающими насыщенность пласта жидкостью при нагнетании в скважину сухого газа, являются испарение промежуточных и тяжелых компонентов из жидкости в нагнетаемый газ и вынос в нем этих компонентов за пределы призабойной зоны. При этом в небольшой зоне вокруг скважины может происходить также вытеснение ретроградного конденсата газом. В результате обработки конденсат удаляется в радиусе нескольких метров от скважины — из зоны повышенного газогидродинамического сопротивления потоку, вследствие чего восстанавливается продуктивность газоконденсатной скважины. На границах призабойной зоны образуется зона неподвижного конденсата с повышенной насыщенностью им пористой среды. Насыщенность в этой зоне может превышать среднюю по пласту, но, как правило, не превосходит значения порога подвижности конденсата.

Воздействие на ретроградный конденсат сухим и обогащенным газом изучалось в многочисленных экспериментах на физических моделях пласта и достаточно подробно обсуждалось в работах А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисова, О.Ф. Андреева, С.Н. Бузинова с соавторами.

Эксперименты проводились в основном по исследованию основных особенностей массообменных процессов между фазами и эффективности испарения отдельных компонентов жидкости в газовую фазу. Поэтому результаты этих экспериментов интересны с точки зрения проблемы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин и подтверждают возможность удаления ретроградного конденсата из призабойной зоны пласта сухим газом за счет его испарения и переноса в газовой фазе в глубь пласта. Тем не менее они не могут дать полного представления о взаимодействии газоконденсатной смеси и нагнетаемого сухого газа в условиях призабойной зоны. Это объясняется значительным изменением по объему призабойной зоны таких параметров, как компонентный состав газоконденсатной смеси и ретроградной жидкости, объемы прокачанного сухого газа, а также термобарических условий.

Физические явления, возникающие в ходе обработки скважин, можно подробно изучать на основе математического моделирования этого процесса. В качестве примера, иллюстрирующего механизм воздействия на ретроградный конденсат, могут быть использованы результаты проведенных автором с коллегами прогнозных расчетов обработки сухим углеводородным газом скв. 15 Западный Соплесск. Расчеты проводились на основе математической модели многокомпонентной фильтрации углеводородов в однородном пористом коллекторе. Большинство расчетных данных, приведенных в этом разделе, выполнены с использованием этой модели. Основные характеристики скв. 15 и параметры ее эксплуатации до обработки достаточно подробно изложены в разделе 3.3 работы.

Результаты расчета процесса показали, что нагнетание сухого газа в призабойную зону скважин перераспределяет в ней жидкую фазу и на определенное время увеличивает производительность скважины. На рис. 3.39 показано распределение насыщенности коллектора жидкой углеводородной фазой у забоя скважины на различные моменты эксплуатации скважины

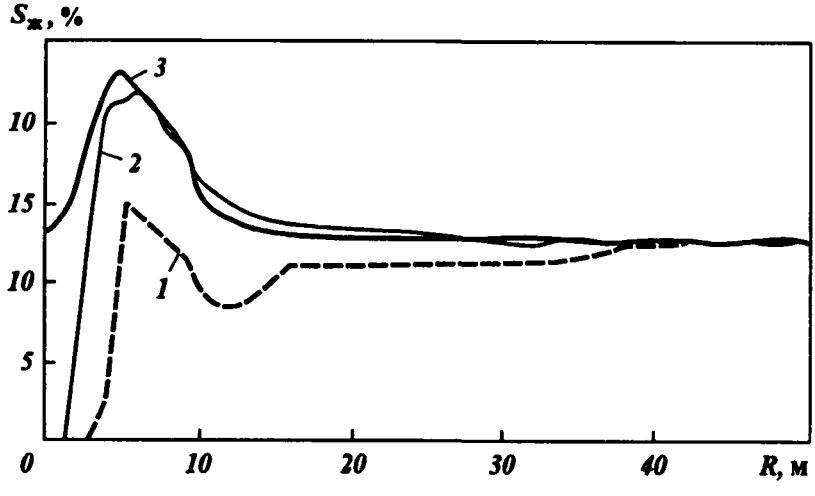


Рис. 3.39. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ после обработки сухим газом (*1*), через 1 мес (*2*) и через 4 мес (*3*)

после обработки ее газом в объеме 400 тыс. м^3 (объем газа приведен к атмосферным условиям). Как видно из этого рисунка, такая обработка скважины газом позволяет удалить конденсат из зоны вокруг скважины радиусом 2—3 м. Зона с максимальной насыщенностью жидкостью перемещается на расстояние 5—9 м от скважины. Характерно при этом снижение максимальных значений насыщенности пласта жидкостью до значений 0,16—0,18 (вместо 0,42—0,43 до обработки). В результате обработки продуктивность скважины увеличивается в 1,7 раза. Это видно из рис. 3.40, на котором показана динамика коэффициента фильтрационного сопротивления A для газа после обработки скважины. В том случае, когда расчеты выполняются с использованием линейного закона Дарси математической модели фильтрации флюидов, коэффициент фильтрационных сопротивлений A является, по сути, величиной, обратной продуктивности скважины. В результате обработки скв. 15 Западный Соплесск сухим углеводородным газом расчетный коэффициент фильтрационного сопротивления A уменьшился от 0,37 до 0,2 МПа^2/(тыс. м^3/сут).

Процесс эксплуатации скважины после ее обработки сопровождается повторным накоплением жидкой фазы у забоя скважины. В рассматриваемом примере эксплуатация скважины с депрессией 1,2 МПа уже через месяц приводит к росту насыщенности в призабойной зоне скважины. Максимальное значение насыщенности жидкой фазы увеличивается до 0,22—0,23, а сама зона с повышенными значениями насыщенности не только расширяется, но и приближается к скважине. Границы зоны располагаются на расстоянии 2—9 м от скважины, а насыщенность жидкости на скважине составляет уже 0,03—0,04. С течением времени зона повышенной насыщенности расширяется в направлении скважины, и через 4 мес после обработки насыщенность пласта у забоя скважины возрастает до 0,13—0,14 (при неизменном значении максимальной насыщенности).

Вторичное образование у забоя скважины зоны с повышенным значением конденсатонасыщенности достаточно подробно описано в работе Р.М. Тер-Саркисова, А.Н. Шандрыгина, Н.А. Гужова. Выпавший у забоя скважины конденсат обладает подвижностью только в очень малой зоне радиусом 1—2 м, там, где конденсатонасыщенность оказывается выше значений порога его подвижности. За пределами этой зоны он неподвижен. При нагнетании сухого газа в пласт насыщенность пласта жидкостью уменьшается в основном за счет испарения промежуточных и тяжелых компонентов из жидкой в газовую фазу. Таким образом, идет обогащение закачиваемого газа этими компонентами, а жидкая фаза, оставшаяся в зоне обработки, оказывается уже неравновесной газовой фазе пластовой системы. В то же время оставшаяся после обработки жидкость находится на довольно близком расстоянии от скважины.

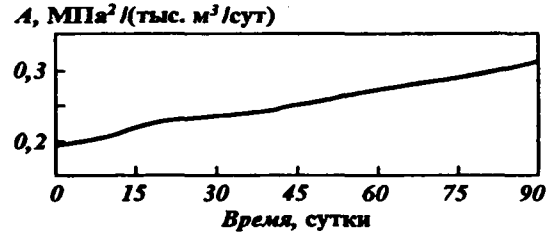


Рис. 3.40. Прогнозируемое изменение коэффициента фильтрационного сопротивления A во времени после обработки сухим газом скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ

На этапе эксплуатации скважины при фильтрации к ней газоконденсатной смеси происходит опять выпадение промежуточных и тяжелых компонентов в жидкую фазу и повторное накопление конденсата. Особенно интенсивно этот процесс протекает на участках пласта, насыщенных оставшимся после обработки конденсатом. Этого явления можно избежать лишь в случае полной "осушки" призабойной зоны радиусом около нескольких десятков метров, что потребует при обработке скважин очень значительного объема нагнетания газа. Интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата может происходить как в недостаточно "осушенных" областях пласта, так и непосредственно у забоя скважины — в области наиболее значительного изменения давления. Как будет показано ниже, при поддержании на скважине больших депрессий после ее обработки это может привести к образованию двух максимумов в профиле насыщенности коллектора ретроградным конденсатом.

Постепенное накопление конденсата после обработки скважины газом приводит к постепенному ухудшению продуктивных характеристик скважины и снижению ее дебита. На это указывают расчетные данные по изменению во времени коэффициента фильтрационных сопротивлений A, показанные на рис. 3.40. За счет повторного накопления конденсата в течение 3—4 мес происходит постепенное его увеличение до значений 0,31 МПа^2/(тыс. м^3/сут). Однако даже после длительной эксплуатации скважины коэффициент фильтрационных сопротивлений A не достигает своих начальных (до обработки) значений.

Следует отметить, что процесс удаления и повторного накопления ретроградного конденсата во многом определяется объемом нагнетаемого сухого газа и поддерживаемыми на забое скважины депрессиями в ходе последующей за обработкой эксплуатации скважины. Выполненные расчеты показывают, что при обработке скважины газом с меньшими объемами закачки соответственным образом изменяются количественные показатели процесса при неизменных качественных его характеристиках. Так, в рассматриваемом примере обработка скважины с объемом 200 тыс. м^3 позволит увеличить ее продуктивность всего в 1,4 раза, с продолжительностью работы скважины с повышенным дебитом около 1 мес. Это вполне объясняется меньшими размерами "осушенной" от конденсата зоны пласта и недостаточно глубоким уносом в глубь пласта испарившихся из жидкости углеводородов. Увеличение перепада давления на скважине после ее обработки позволяет эксплуатировать скважину с более высокими дебитами. Однако процесс накопления жидкости в этом случае протекает более интенсивно. В результате прирост объемов газа, отобранных за счет воздействия на призабойную зону скважины, практически не изменяется по сравнению с описанным основным вариантом обработки скважины.

В качестве газообразных агентов для удаления ретроградного конденсата наряду с сухим углеводородным газом могут использоваться также неуглеводородные газы: азот, двуокись углерода и их смесь. Полнота "очистки" призабойной зоны скважины от ретроградного конденсата во многом определяется испаряющими способностями нагнетаемого газа. Естественно, что интенсивность испарения углеводородов из ретроградной жидкости в различные газы определяется не только составом этой жидкости, но и значениями давления и температуры.

В то же время для процессов, протекающих в прискважинной зоне пласта при нагнетании в нее газовых агентов, характерна прокачка очень

больших объемов газа по сравнению с объемом порового пространства этих зон. Это несколько нивелирует различие в испаряющих свойствах различных газов. Кроме того, испаряющие свойства неуглеводородных газов в некоторых областях давлений и температур не только не уступают, но и несколько превосходят испаряющие свойства углеводородных газов. На это указывают, в частности, проведенные ранее автором совместно с М.А. Пешкиным исследования по взаимодействию различных углеводородных смесей с диоксидом (двуокисью) углерода и азотом [40, 49].

Отличие в характере взаимодействия углеводородных и неуглеводородных газов с ретроградной жидкостью проявляется в преимущественном испарении различных фракций и компонентов жидкости. Это приводит к различному количественному изменению конденсатонасыщенности призабойных зон скважин при их обработке газовыми агентами того или иного типа.

Эффективность удаления ретроградного конденсата из прискважинной зоны пласта различными газообразными агентами исследовалась автором для различных газоконденсатных смесей в широком диапазоне давлений, температур. Исследования производились путем термодинамических расчетов взаимодействия газоконденсатных смесей с агентами воздействия и математического моделирования процесса обработки призабойной зоны скважин этими агентами. Примером таких исследований может быть расчет процесса обработки газоконденсатной скважины в условиях, характерных для Западно-Соплесского НГКМ. В отличие от описанного выше примера расчета процесса обработки скв. 15 Западный Соплесск, в данном варианте расчетов задавались следующие основные исходные параметры: коэффициент проницаемости пласта 0,1 мкм^2, пластовое давление 12,5 МПа, депрессия 0,7 МПа. Остальные исходные данные брались из основного примера расчетов. Рассматривались варианты обработки призабойной зоны скважины двуокисью углерода, азотом и их смесью (с содержанием каждого компонента по 50 %) при различных значениях пластового давления. Для детального анализа механизма взаимодействия ретроградного конденсата с нагнетаемым агентом производилось математическое моделирование процесса смешения в бомбе PVT-соотношений одной порции газоконденсатной смеси с различными по объему порциями газа закачки. Расчеты выполнялись для давлений, изменяющихся в диапазоне 10—30 МПа. При этом состав газоконденсатной смеси соответствовал условиям призабойной зоны пласта на расстоянии 2,5 м от скважины, т.е. в зоне наибольшего насыщения коллектора ретроградной жидкостью. Результаты этих расчетов приведены на рис. 3.41, 3.42 в виде распределения конденсатонасыщенности и концентраций фракций C_{5+} в призабойной зоне скважины при обработке ее каждым из рассматриваемых газов и на рис. 3.43 — в виде зависимости относительного объема жидкости в бомбе PVT-соотношений (или соответственно насыщенности коллектора жидкостью) от относительного объема нагнетаемого газа (объем газа, отнесенный к объему бомбы PVT-соотношений).

Как видно из рис. 3.41, нагнетание неуглеводородных газов даже при достаточно низких давлениях (10—12 МПа) приводит к хорошему удалению ретроградного конденсата из призабойной зоны скважины. В представленном примере обработка прискважинной зоны азотом лишь немногим уступает по эффективности аналогичному воздействию метаном. Несколько хуже в этих условиях удаляет конденсат двуокись углерода. Так, в вариан-

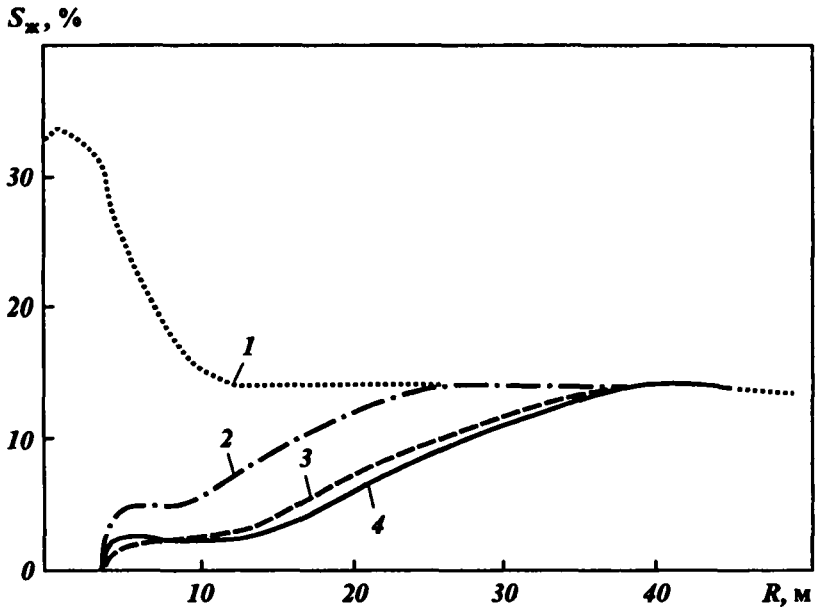


Рис. 3.41. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки газами:
1 — до обработки; *2* — обработка диоксидом углерода; *3* — обработка азотом; *4* — обработка метаном

тах с нагнетанием в скважину метана и азота радиус зоны пониженной насыщенности коллектора жидкостью составлял около 30—35 м, а в варианте с нагнетанием двуокиси углерода — около 25 м. Интересно, что состав оставшейся после обработки ретроградной жидкости оказался во многом похожим во всех вариантах воздействия (рис. 3.42). В наиболее "осушенной" зоне пласта жидкость состояла в основном из наиболее тяжелых фракций $Ф_3$, а в зоне с изменяющимся насыщением — из менее тяжелой фракции $Ф_2$. Хорошая испаряющая способность рассматриваемых газов подтверждается данными математического моделирования процесса смешения их с газоконденсатной смесью, приведенными на рис. 3.43. При давлении 12,5 МПа смешение газоконденсатной смеси с относительно небольшим количеством (около 5 относительных объемов) метана, азота или их смесью уменьшает насыщенность коллектора жидкостью в 1,5 раза (рис. 3.43, *а*). При прокачке газа в количестве 25 поровых объемов (*относительных объемов бомбы PVT-соотношений*) насыщенность уменьшается уже почти в 3 раза. Начальный период прокачки двуокиси углерода (при прокачке до 5 поровых объемов) сопровождается даже некоторым увеличением начальной насыщенности жидкостью. Однако дальнейшая прокачка его (от 10 поровых объемов и выше) приводит к быстрому снижению насыщенности.

При более высоких давлениях двуокись углерода обладает даже лучшими испаряющими способностями, чем метан. Так, при давлении 20 МПа величина конденсатонасыщенности уменьшается до нуля при нагнетании

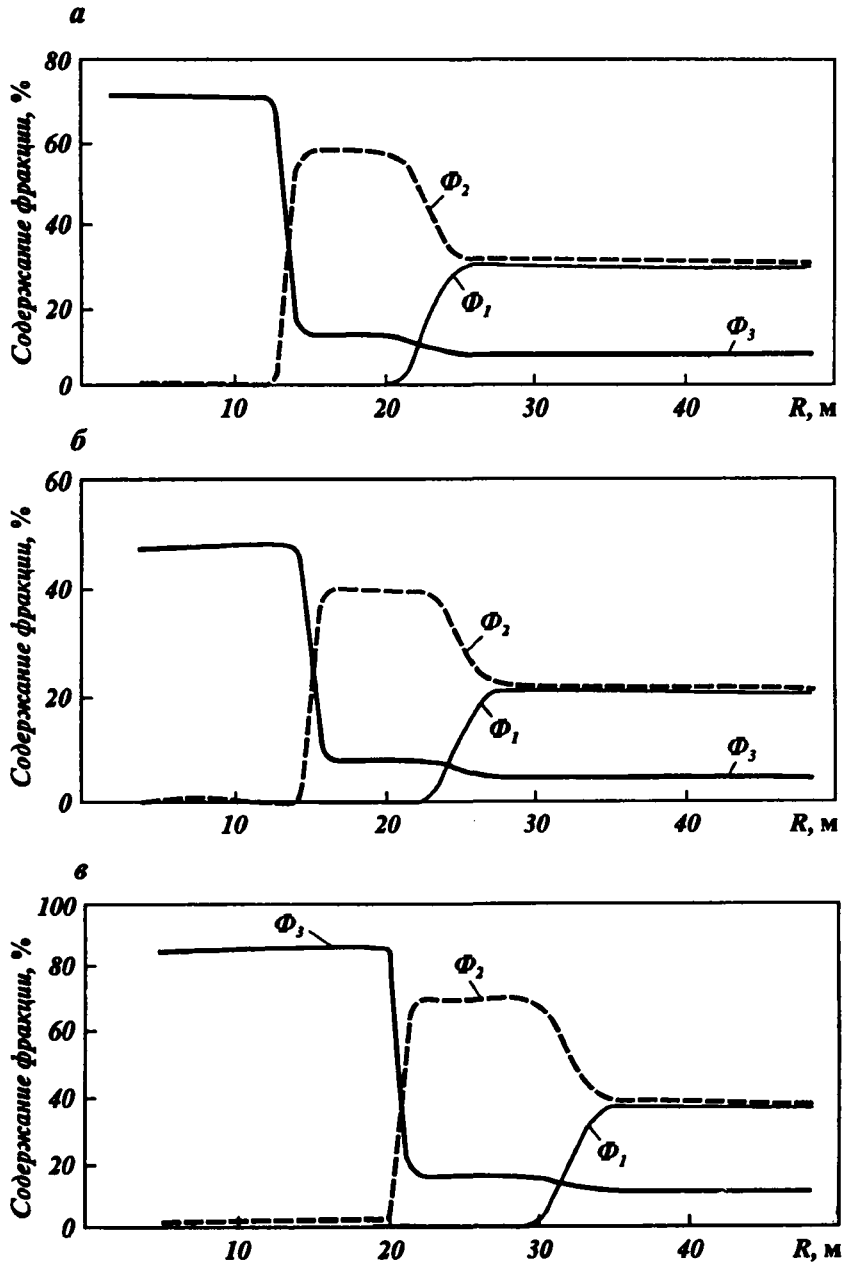


Рис. 3.42. Распределение углеводородных компонентов в жидкой фазе у забоя скважины после обработки газами:
а — метаном; *б* — диоксидом углерода; *в* — азотом. Фракции Φ_1, Φ_2, Φ_3 — моделирующие компоненты C_{5+}

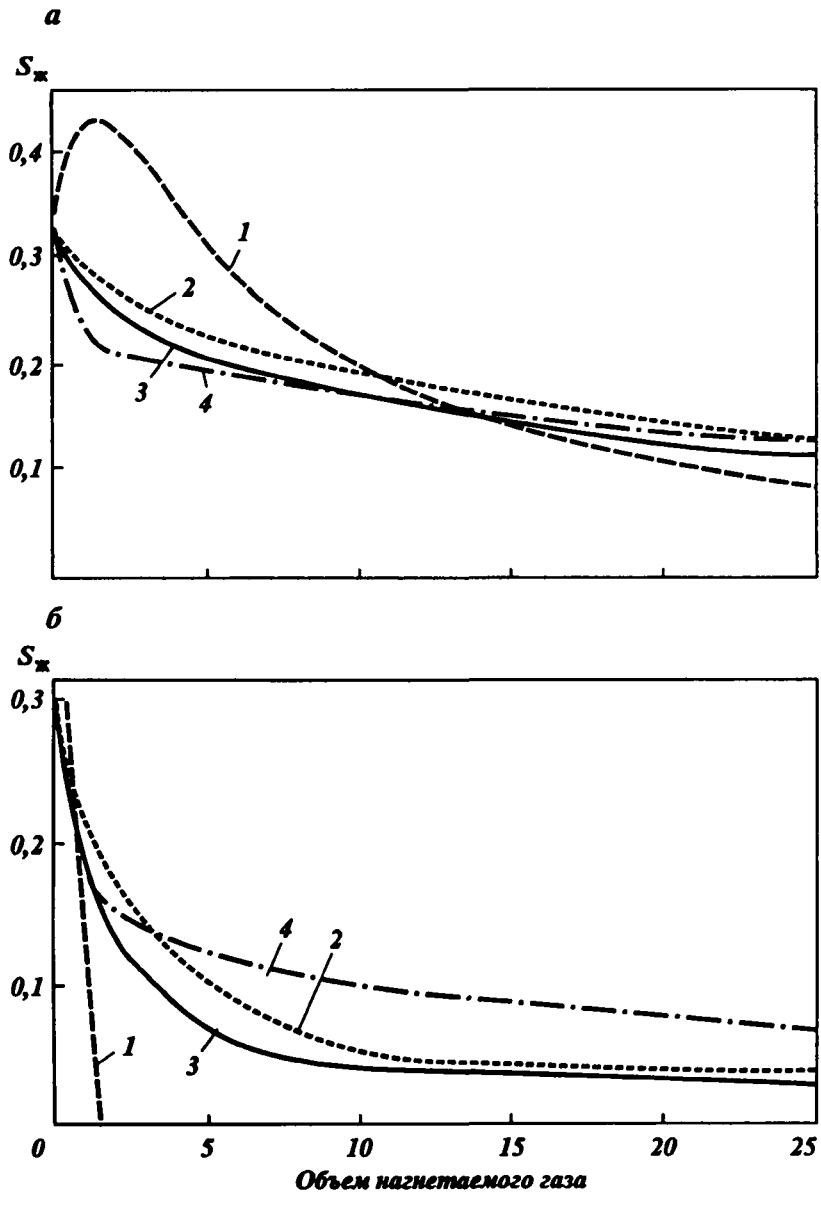


Рис. 3.43. Зависимость насыщенности жидкостью сосуда PVT-соотношений от относительного объема прокачанного газа при различных давлениях:
а – p = 12,5 МПа; *б* – p = 20 МПа. Обработка газом: *1* – CO_2; *2* – N_2+CO_2; *3* – C_1; *4* – N_2

двуокиси углерода всего лишь в объеме 1 порового объема (рис. 3.43, *б*). Наихудшими результатами характеризуется процесс смешения с газоконденсатной системой азота. Однако и в этом случае прокачка 25 поровых объемов азота вызывает уменьшение конденсатонасыщенности в 4,5 раза относительно начального ее значения.

Представленные результаты расчетов, а также данные экспериментальных исследований взаимодействия углеводородных и неуглеводородных газов с газоконденсатными системами [5, 27, 40] указывают на схожесть качественных характеристик процессов удаления ретроградного конденсата из призабойных зон скважин различными газами. Поэтому в дальнейшем при описании основных особенностей обработки призабойных зон скважин газовыми агентами целесообразно использовать данные исследований этого процесса для сухого углеводородного газа. Количественные же различия показателей воздействия на призабойную зону скважин различными газами будут выражаться в необходимости использования для обработки разных объемов газа.

Как уже указывалось выше, процесс накопления ретроградного конденсата у забоя скважины и его взаимодействие с нагнетаемым газом определяются не только пластовым давлением и объемом нагнетаемого газа, но и многими другими факторами. Тем не менее изучение эффективности обработки прискважинных зон в различных условиях следует начинать, в первую очередь, с изучения этого процесса при различных пластовых давлениях.

Влияние пластового давления на процесс обработки призабойных зон скважин

Пластовое давление — один из основных факторов, определяющих эффективность обработки призабойных зон скважин сухим газом. Во-первых, от него зависит интенсивность испарения углеводородов сухим газом и удаление им ретроградного конденсата из призабойной зоны скважины. Во-вторых, значение пластового давления определяет интенсивность повторного накопления ретроградной жидкости у забоя скважины. В работе А.И. Гриценко с соавторами [40] указывается, что особое внимание в исследованиях процесса воздействия на призабойную зону скважин следует уделять соотношению пластового давления и давления максимальной конденсации.

Это объясняется своеобразным характером зависимости конденсатной характеристики природных углеводородных систем от давления. Понижение пластового давления в области давлений выше давления максимальной конденсации сопровождается выделением дополнительного количества углеводородов из газа в жидкость. Это проявляется в увеличении значения конденсатонасыщенности и уменьшении конденсатогазового фактора. При понижении давления в области давлений ниже давления максимальной конденсации преобладают процессы испарения углеводородов из жидкости в газ, что находит отражение в уменьшении значения конденсатонасыщенности и увеличении конденсатогазовых факторов. Естественно, что кривая дифференциальной конденсации исходной газоконденсатной смеси не характеризует те процессы, которые протекают в призабойной зоне скважин. Составы газоконденсатной смеси в этой зоне претерпевают значительные изменения по сравнению с текущим составом пластовой смеси. Поэтому и массообменные процессы между газовой и жидкой фазами у забоя скважины в значительной мере отличаются от тех, которые протекают в целом в пласте. Тем не менее следует учитывать, что при давлении выше давления максимальной конденсации из отдаленных от

скважины областей пласта (с более высоким давлением) в прискважинную зону (с более низким давлением) поступает более "обогащенная" газовая фаза. При давлениях ниже давления максимальной конденсации к скважине фильтруется более "обедненная" газоконденсатная смесь.

Влияние величины пластового давления на процесс восстановления продуктивности скважин изучалось нами путем проведения соответствующих расчетов для различных термодинамических условий и начальных составов пластовых газоконденсатных смесей. При этом использовались случаи разработки газоконденсатных пластов в области давлений как ниже, так и выше давления максимальной конденсации. В расчетах использовались различные модельные газоконденсатные смеси, представленные в табл. 3.3 и 3.4. В общем случае рассматривалась закачка метана с различными приведенными объемами или параметрами $Q_г/(mH)$ — от 50 до 300 тыс. м^3/м. Под приведенным объемом понималось отношение объема нагнетаемого газа (приведенного к атмосферным условиям) к произведению толщины пласта на его пористость. Такой широкий диапазон изменения объемов закачки газа задавался с целью установления необходимого для обработки скважины количества газа, а также для точного определения значений текущего пластового давления, при которых обработка скважин оказывается неэффективной.

Результаты расчетов для вариантов, различающихся коллекторскими свойствами пластов и начальными составами смесей, имели во многом похожий качественный характер (при существенных количественных расхождениях). Поэтому для описания механизма удаления ретроградного конденсата из прискважинной зоны и повторного в ней накопления конденсата используем результаты расчетов для условий, близких к условиям эксплуатации скважин Астраханского ГКМ. В рассматриваемой серии расчетов задавались коллекторские свойства пластов, соответствующие скв. 56 Астраханского ГКМ, и модельная смесь этого месторождения (смесь № 2, см. табл. 3.3 и 3.4). Расчеты проводились на модели однородного пласта. Коэффициенты проницаемости и пористости пласта принимались равными соответственно 0,013 мкм^2 и 10 %, эффективная толщина пласта — 39 м. Выбор скв. 56 Астраханского ГКМ в качестве примера воздействия на призабойную зону пластов был обусловлен тем, что текущее пластовое давление на Астраханском ГКМ еще значительно превышает давление максимальной конденсации. Поэтому на этом примере можно не только оценить, но и проверить путем промысловых исследований перспективу восстановления продуктивности скважин при различных пластовых давлениях (как ниже, так и выше давления максимальной конденсации).

Расчеты эксплуатации скв. 56 Астраханского ГКМ в данной серии проводились в интервале понижения давления в районе скважины от 45 до 25 МПа, причем давление максимальной конденсации газоконденсатной смеси составляло около 26—27 МПа. Серия расчетов обработок скважины при пластовых давлениях ниже давления максимальной конденсации осуществлялась для уровня давления 25 МПа, а при пластовых давлениях выше давления максимальной конденсации — при 35 МПа. Профили насыщенности конденсатом призабойной зоны скважины до ее обработки для этих уровней давления представлены и подробно описаны в разделе 3.3.

Обработка призабойных зон скважин сухим газом при давлениях ниже давления максимальной конденсации

Результаты расчетов подтвердили, что воздействие сухим газом на скважины при пластовых давлениях ниже давления максимальной конденсации оказывается довольно эффективным процессом. Нагнетание газа позволяет удалить из призабойной зоны скважины ретроградный конденсат и сохранить относительно низкие значения конденсатонасыщенности даже после повторного его накопления. В качестве примера на рис. 3.44 представлено распределение насыщенности жидкой фазой коллектора у забоя скважины на различные моменты эксплуатации скважины после обработки ее газом в объеме 500 тыс. м^3. В результате нагнетания газа осушка пласта происходит в зоне радиусом до 4,5 м от скважины, а в зоне от 4,5 до 25 – 30 м насыщенность возрастает до значений, средних по пласту.

После пуска скважины в эксплуатацию отмечается повторное постепенное накопление жидкой фазы в призабойной зоне скважины. Из-за низких коллекторских свойств пласта в районе скважины в расчетах задавались высокие значения депрессии на ее забое. Это приводило к характерному изменению насыщенности коллектора у забоя скважины. Как видно из рис. 3.44, уже через 10 сут работы скважины с дебитом около 100 тыс. м^3 в зоне пласта, расположенной от скважины на расстоянии 4 – 6 м, отмечается возрастание насыщенности конденсатом до значений 16 %.

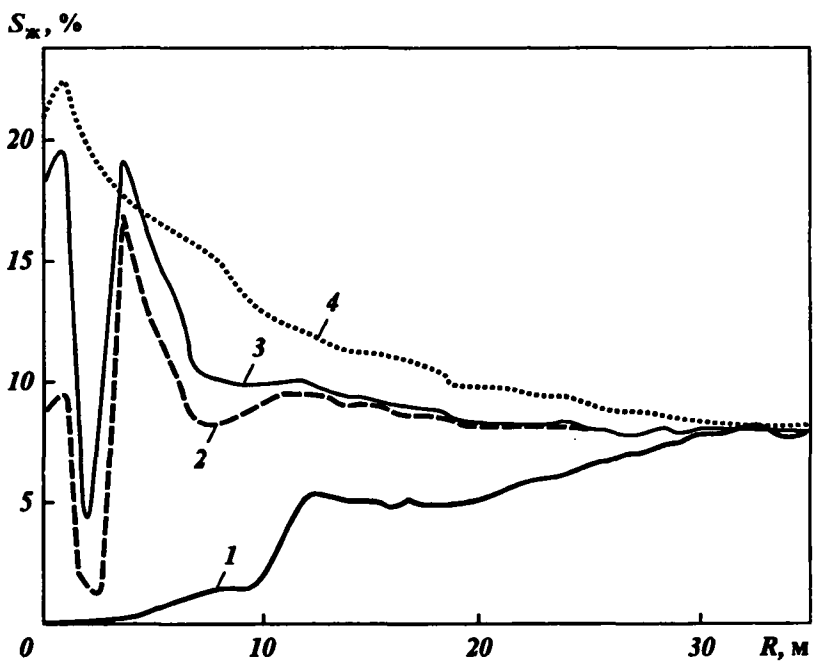


Рис. 3.44. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом (при пластовом давлении ниже давления максимальной конденсации пластовой смеси):
1 – после обработки; *2* – через 10 сут; *3* – через 20 сут; *4* – через 180 сут

Через 20 сут эксплуатации скважины насыщенность возрастает до 18 %, а сама зона повышенной насыщенности увеличивается и располагается на расстоянии от 3 до 7 м от скважины. Одновременно непосредственно у скважины, на расстоянии около 1 м, насыщенность возрастает до 19 % (за счет резкого изменения давления в этой зоне). В дальнейшем накопление конденсата продолжается и к концу 6-го месяца отбора продукции насыщенность у забоя скважины возрастает до 21 – 23 %. Тем не менее максимальные значения конденсатонасыщенности остаются значительно ниже своих начальных (до обработки скважин) значений, составляющих около 50 – 60 %.

Обработка призабойных зон скважин сухим газом при давлениях выше давления максимальной конденсации

Процессы фильтрации и фазового поведения углеводородов в ходе обработки скважин при давлении выше давления максимальной конденсации в значительной мере отличаются от уже рассмотренных процессов. Обработка призабойной зоны сухим газом в этом случае позволяет очистить ее от ретроградной жидкости даже лучше, чем при более низких давлениях. Однако эффективность воздействия на призабойную зону скважин в этой области давления снижается вследствие интенсивного повторного накопления ретроградного конденсата.

На рис. 3.45 представлены результаты обработки скв. 56 Астраханского ГКМ в объеме 500 тыс. м^3 при среднем пластовом давлении 35 МПа. Как видно из рисунка, в этом случае осушается зона у скважины радиусом 5 – 6 м. Зона с изменяющейся насыщенностью занимает всего около 4 м (на расстоянии от скважины от 6 до 10 м). Такой характер оттеснения ретроградного конденсата сухим газом объясняется тем, что при давлении на забое скважины 35 – 37 МПа фильтрация сухого газа и пластовой смеси происходит в условиях, близких к одноконтактному смешивающемуся вытеснению. В фазе отбора газоконденсатной смеси из скважины (при депрессии 6 МПа) на расстоянии до 1,5 – 2 м от скважины практически сразу происходит повторное накопление ретроградного конденсата. Это накопление вызывается поступлением обогащенной газоконденсатной смеси из области более высоких давлений в область пониженных. В той области, где изменение давления особенно резкое, происходит выпадение значительного объема конденсата и его интенсивное накопление. Одновременно с этим значительное накопление ретроградного конденсата происходит в зоне, содержащей неравновесную жидкость (там, где после обработки насыщенность конденсата изменялась от нуля до средней пластовой). В результате уже через 10 сут после начала отбора флюида из скважины насыщенность конденсата у забоя скважины составляет 16 – 17 %, а максимальная насыщенность в зоне на расстоянии 6 – 8 м возрастает до 30 % (см. рис. 3.45). Накопившаяся у забоя жидкость начинает блокировать скважину, вызывая резкое уменьшение дебита скважины по газу. В этот период времени происходит уменьшение дебита скважины от 120 – 140 до 60 – 80 тыс. м^3/сут. С течением времени насыщенность у забоя скважины продолжает возрастать, и уже через 1 мес работы скважины она составляет около 50 %. Это приводит к уменьшению дебита скважины по газу до 15 – 17 тыс. м^3/сут. Характерно при этом существование практически "сухой"

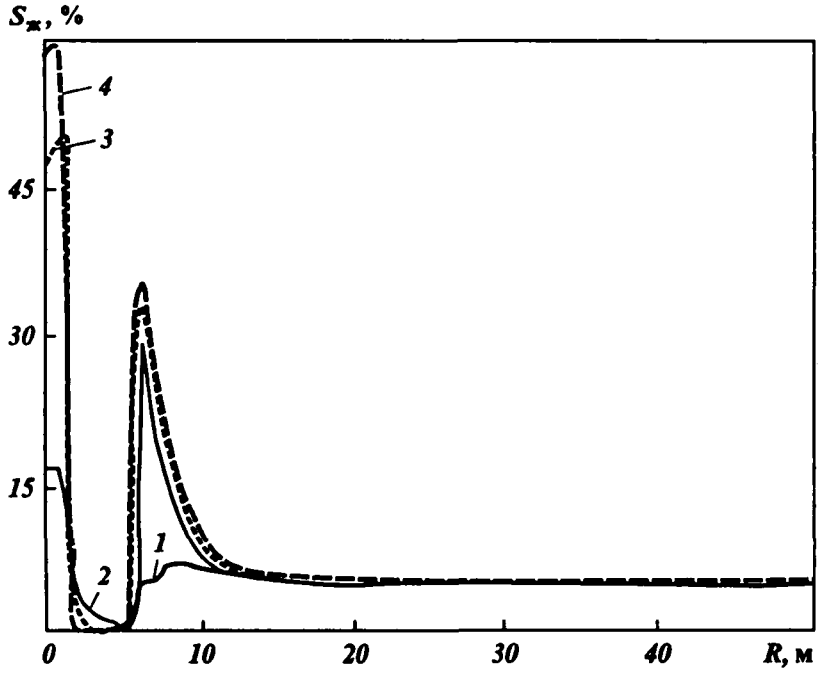


Рис. 3.45. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом (при пластовом давлении выше давления максимальной конденсации смеси):
1 — после обработки; *2* — через 10 сут; *3* — через 30 сут; *4* — через 180 сут

зоны у скважины радиусом 3—4 м между двумя зонами с повышенной насыщенностью конденсата. Поддержание незначительных по величине депрессий на скважине после ее обработки в этом случае малоэффективно. Накопление конденсата происходит медленней, однако и дебиты скважины оказываются небольшими вследствие малых перепадов давления. При задании более высоких депрессий накопление конденсата также увеличивается.

Интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата наблюдалось также и в других расчетных вариантах, отличающихся от представленного варианта начальным составом газоконденсатной смеси, уровнем пластового давления (превышающим тем не менее давления максимальной конденсации), а также коллекторскими свойствами пластов. Анализ результатов выполненных расчетов позволяет сделать вывод о том, что определенное уменьшение интенсивности повторного накопления конденсата наблюдается с приближением пластового давления к давлению максимальной конденсации. При этом в отдельных случаях не наблюдается такого катастрофического снижения продуктивности, как в приведенном примере по скв. 56.

Таким образом, повторное накопление конденсата может явиться одним из ограничивающих факторов применения метода восстановления продуктивности скважин путем обработки их призабойных зон сухим газом. С этой точки зрения обработку призабойных зон скважин следует

рекомендовать для газоконденсатных пластов при давлениях ниже давления максимальной конденсации газоконденсатной смеси или близких к нему. После обработки скважин в этих условиях отмечается медленное повторное накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин. Обработки призабойных зон скважин могут оказаться малоэффективными для газоконденсатных пластов, эксплуатирующихся при давлениях, значительно превосходящих давления максимальной конденсации вследствие быстрого повторного накопления конденсата.

Зависимость процесса обработки призабойных зон скважин от коллекторских свойств пласта

В разделе 3.3 работы была показана существенная зависимость накопления конденсата в призабойной зоне скважин от коллекторских свойств пластов, и в первую очередь от абсолютной и относительной фазовых проницаемостей коллектора. Естественно предположить, что эти же параметры будут оказывать значительное влияние на процесс обработки призабойной зоны скважин сухим газом. Автором работы были проведены исследования особенностей обработки скважин для некоторых гипотетических газоконденсатных пластов, абсолютная проницаемость которых изменялась в широком диапазоне значений: в пределах от 0,01 до 1 мкм^2. Относительные фазовые проницаемости коллекторов задавались в пяти различных вариантах, тех же, что в расчетах влияния коллекторских свойств пласта на процессы накопления. Расчеты проводились для различных депрессий на пласт (различных дебитов скважины и темпов отбора). В качестве параметра, характеризующего влияние темпов отбора газа, в расчетах использовалось относительное давление, представляющее собой отношение забойного давления к среднепластовому давлению. В расчетах задавалось изменение относительного давления от 0,65—0,75 до 0,95—0,98. В первом случае моделировался приток к скважинам в низкопроницаемых коллекторах (с проницаемостью около 0,01—0,015 мкм^2), а во втором — в высокопроницаемых пластах (с проницаемостью 0,1 мкм^2 и более). Депрессии на пласт составляли соответственно в первом случае 7—10 МПа, а во втором — не более 1 МПа. Все расчеты проводились для пласта толщиной 10 м. Этот параметр задавался в значительной мере условно, так как анализ результатов расчетов производился в относительных величинах (относительный дебит газа, коэффициент продуктивности и т.д.). Пористость пласта составляла по различным вариантам 10 и 15 %.

Основные параметры рассматриваемых вариантов обработки скважины приведены в табл. 3.7. В их числе: коэффициенты проницаемости пласта и вид фазовой проницаемости (описаны в разделе 3.3), среднее пластовое давление и депрессия на пласт, а также параметр $Q_г/(mH)$, представляющий собой отношение объема нагнетаемого при обработке сухого газа (приведенного к атмосферным условиям) к произведению толщины пласта на коэффициент пористости. В вариантах изменялся также тип модельной газоконденсатной системы (приведен в соответствии с обозначениями раздела 3.3).

Результаты расчетов показывают, что процесс обработки призабойных зон газоконденсатных скважин в определенной мере зависит от вида фазовых проницаемостей коллектора. Это подтверждают данные расчетов

Таблица 3.7

Характеристика вариантов расчетов процесса обработки призабойной зоны скважины сухим газом

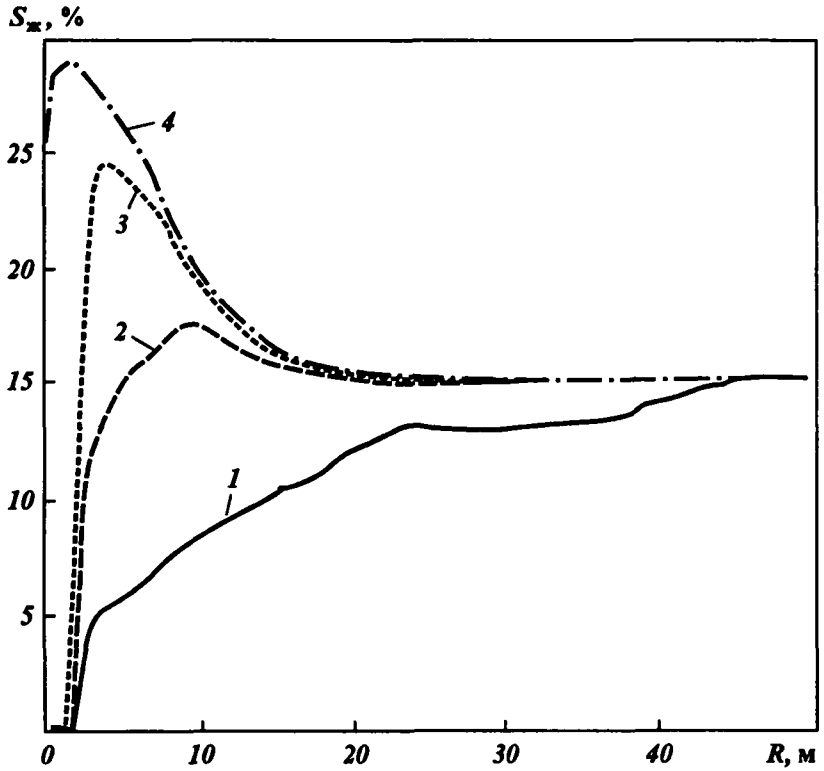
Номер варианта	Модельная газоконденсатная смесь	Вид фазовой проницаемости	Коэффициент проницаемости пласта, 10^{-15} м^2	Среднее пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа	Параметр $Q_r/(mH)$, тыс. м^2
1Г	1	3П	15	15	2,3–4,5	265
2Г	1	4П	15	15	1,6–3,5	265
3Г	1	1П	15	15	5,0–8,3	265
4Г	1	2П	15	15	5,8–8,5	265
5Г	1	5П	15	15	1,5–3,1	265
6Г	1	1П	50	15	2,5–5,0	265
7Г	1	2П	100	15	1,5–2,5	265
8Г	1	1П	100	13	0,8–1,1	275
9Г	3	1П	50	10	1,1–2,2	275
10Г	3	2П	50	10	1,0–1,9	275
11Г	5	2П	50	10	1,0–2,0	275
12Г	4	1П	50	10	1,2–2,4	275
13Г	2	1П	20	23	1,7–3,2	310

процесса обработки по вариантам № 1Г–5Г. На рис. 3.46 (*а, б, в*) для некоторых из этих вариантов расчетов показана динамика профиля насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины после обработки ее газом. На рис. 3.47, 3.48 приведены данные об изменении во времени продуктивности скважины (отношение дебита скважины к величине депрессии) и отношения дебитов скважины по жидкости и газу по каждому из вариантов расчетов.

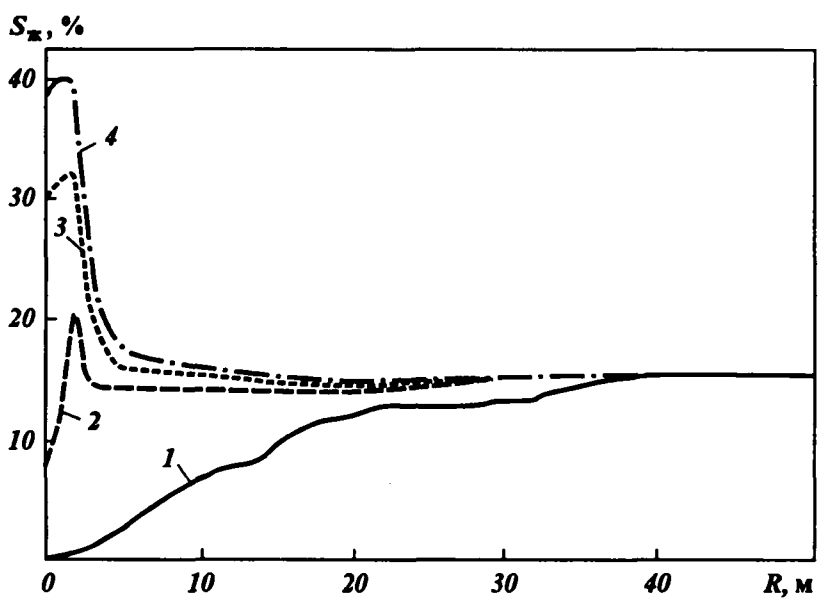
Анализируя приведенные на рисунках данные об изменении во времени насыщенности коллектора у забоя скважины, можно сказать следующее. Удаление ретроградной углеводородной жидкости из призабойной зоны скважины при закачке сухого газа в меньшей степени определяется фазовыми проницаемостями, а в основном зависит (как будет показано ниже) от составов пластовой системы и нагнетаемого газа. Это вполне объясняется тем, что удаление конденсата при нагнетании газа происходит за счет испарения углеводородов из жидкости в газ и переноса их газом в более удаленные от скважины области пласта. Следует отметить, что до обработки скважины область двухфазной фильтрации газа и жидкости может существовать только в очень малой по объему области пласта непосредственно у скважины (радиусом до 3–5 м), т.е. в области, где насыщенность коллектора жидкостью превосходит критические, с точки зрения подвижности, значения насыщенности. При закачке газа жидкость из этой области практически сразу же вытесняется газом и "размазывается" им в коллекторе до значений, меньших критических, т.е. теряет свою подвижность. Таким образом, осушка призабойной зоны скважины при обработке ее газом происходит практически в условиях однофазной фильтрации и фазовые проницаемости оказывают незначительное влияние на этот процесс. Все это подтверждается очень близким распределением насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины для различных видов фазовых проницаемостей (см. рис. 3.46).

Напротив, процесс вторичного накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины после ее обработки во многом определяется

а


$S_ж$, %
25
20
15
10
5
0
10
20
30
40
R, м
1
2
3
4

б


$S_ж$, %
40
30
20
10
0
10
20
30
40
R, м
1
2
3
4

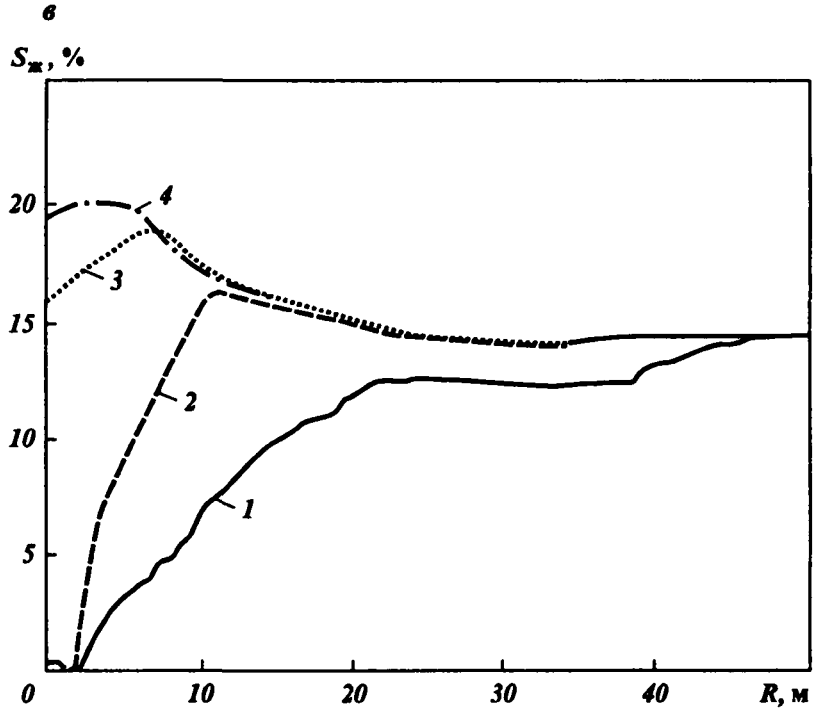


Рис. 3.46. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом:
а — вариант 1Г: *1* — после обработки; *2* — через 15 сут; *3* — через 35 сут; *4* — через 50 сут;
б — вариант 3Г: *1* — после обработки; *2* — через 10 сут; *3* — через 15 сут; *4* — через 25 сут;
в — вариант 5Г: *1* — после обработки; *2* — через 15 сут; *3* — через 35 сут; *4* — через 45 сут

видом фазовых проницаемостей. На этапе последующей (после обработки) эксплуатации скважины поступление промежуточных и более тяжелых углеводородных компонентов в призабойную зону скважины осуществляется также за счет переноса их в газовой фазе. Изменение давления у забоя скважины вызывает выпадение части этих углеводородов в жидкую фазу. Однако в этом случае, при определенных значениях насыщенности коллектора жидкостью (близких к критическим), накопление конденсата уже во многом определяется фазовыми проницаемостями. Именно ими определяется соотношение скоростей фильтрации фаз и соответственно отток жидкости в скважину.

В еще большей мере влияние фазовых проницаемостей на процесс вторичного накопления конденсата проявляется в различных значениях депрессии на забое скважины, необходимых для поддержания данного дебита скважины. Относительная фазовая проницаемость коллектора по газу при данных значениях насыщенности его жидкостью (в том числе и при значениях ниже критических) определяет проводимость коллектора, а следовательно, и депрессию, необходимую для поддержания тех или иных значений дебитов. Величина же депрессии, в свою очередь, определяет интенсивность накопления конденсата.

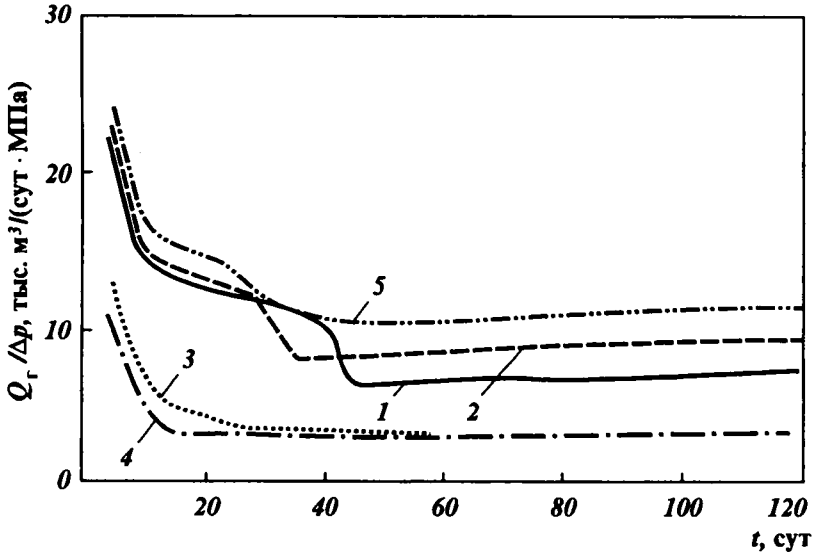


Рис. 3.47. Изменение во времени продуктивности скважины по газу.
Варианты обработки скважины *1* — 1Г; *2* — 2Г; *3* — 3Г; *4* — 4Г; *5* — 5Г

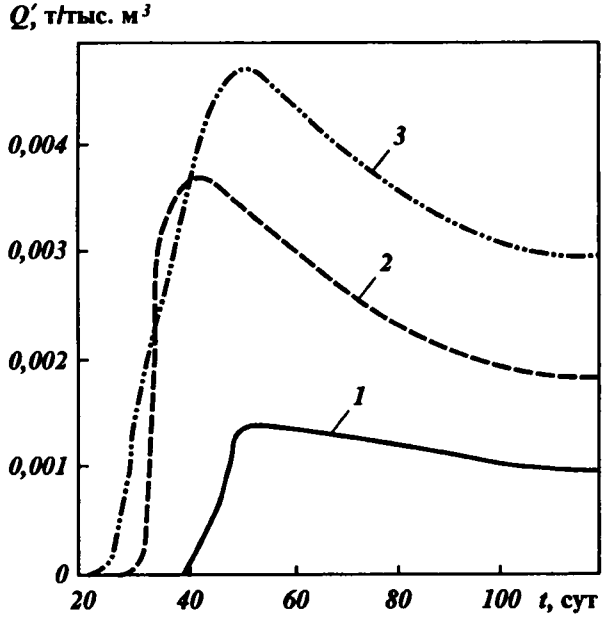


Рис. 3.48. Изменение во времени соотношения дебитов скважины по жидкости и газу.
Варианты обработки скважины: *1* — 1Г; *2* — 2Г; *3* — 5Г

Это достаточно наглядно отражается в приведенных на рис. 3.46 результатах расчета динамики насыщенности коллектора жидкостью. Для принятых в вариантах расчета условий наименее интенсивное повторное накопление жидкости отмечалось в варианте 5Г (фазовые проницаемости 5П). Это объяснялось тем, что для увеличения дебита скважины в расчетах не приходилось увеличивать депрессию на забое скважины. Ее значения изменялись от 1,5 МПа (непосредственно после обработки скважины) до 3,1 МПа (по завершении рассматриваемого периода эксплуатации в 120 сут). Поддержание относительно низких депрессий на забое скважин обусловливалось тем, что для этого вида относительных фазовых проницаемостей характерны высокие значения проницаемостей для газа при значениях остаточной насыщенности жидкости в обработанной зоне пласта. В результате обработки скважины продуктивность ее увеличивалась более чем в 2 раза. Повторное накопление конденсата в этом варианте расчетов происходило также менее интенсивно, чем в остальных вариантах. Практически постоянное распределение насыщенности коллектора жидкостью устанавливалось по истечении 45 сут эксплуатации скважины (см. рис. 3.46, *в*). Этот профиль насыщенности конденсатом напоминал по своему характеру исходный (до обработки) профиль насыщенности, однако значения максимальной насыщенности в призабойной зоне пласта составляли 90 % от исходных значений. Соответственно к этому моменту времени на некотором значении (примерно в 1,1 раза превышающем значение до обработки) устанавливалась продуктивность скважины (см. рис. 3.47). Характерным при этом оказалось довольно существенное отношение дебитов скважины по жидкости (фильтрующейся в виде сводной фазы) и по газу. Максимальное значение этого отношения составляло около 0,0047 т/тыс. м^3. Это обусловливалось низкими критическими значениями насыщенности коллектора жидкостью ($S_{ж\ кр} \approx 0$), а соответственно и существованием двухфазной фильтрации во всем объеме пласта (при средней насыщенности пласта жидкостью 15 %).

Более значительные депрессии были характерны для вариантов расчета 1Г (фазовые проницаемости 1П) и 2Г (фазовые проницаемости 2П). Депрессии в этих вариантах составляли соответственно 2,5—4,5 и 1,6—3,5 МПа. Продуктивность пласта после обработки скважин сухим газом в вариантах расчетов 11 и 12 увеличивалась соответственно в 3 и 3,2 раза. Однако за счет повторного накопления отмечалось ее снижение. Уже после 10 сут эксплуатации продуктивность скважины, согласно расчетам, превышала исходную в 1,8—2 раза (см. рис. 3.47). К этому моменту основное накопление жидкости происходило в зоне на расстоянии от скважины 2—10 м (например, для варианта 1Г, см. рис. 3.46, *а*). Постепенное уменьшение продуктивности скважины за период от 10 до 30—35 сут для этих вариантов расчета сопровождалось ростом насыщенности коллектора жидкостью в этой зоне до значений выше критических (значений, отвечающих началу движения жидкой фазы). Вслед за этим "жидкостная" зона начала быстро расширяться к забою скважины, и уже к 35—40 сут после обработки скважины профиль насыщенности у забоя скважины принял близкий к исходному (до обработки) вид. Продуктивность скважины к этому времени уменьшилась до своих постоянных значений, превышающих исходные (до обработки) в среднем на 10—15 %. Образование области двухфазной фильтрации газа и жидкости наглядно подтверждается динамикой изменения соотношения дебитов скважины по жидкости и газу. Как видно

из рис. 3.48, для рассматриваемых вариантов 1Г и 2Г, начиная соответственно с 30 и 38 сут после обработки скважины, часть конденсата начинает поступать в скважину в виде подвижной фазы и дебит жидкости уже отличается от нуля.

Несколько иной характер повторного накопления ретроградной жидкости отмечается в расчетных вариантах 3Г (фазовые проницаемости 1П) и 4Г (фазовые проницаемости 2П). Для принятых в этих вариантах зависимостей фазовых проницаемостей характерны более низкие, чем в остальных вариантах, значения относительной фазовой проницаемости коллектора для соответствующих значений насыщенности пласта конденсатом. Поэтому для этих вариантов расчетов, для поддержания тех же значений дебитов (что и в остальных вариантах) требовались более значительные депрессии: 5,0—8,3 и 5,8—8,5 МПа. Это вызывало более интенсивное повторное выпадение конденсата в области наиболее резкого изменения давления, т.е. непосредственно у забоя скважины (для варианта 3Г, см. рис. 3.46, *б*). Несмотря на наиболее значительное в этих вариантах увеличение продуктивности скважины за счет ее обработки (в 3,5—4 раза), повторное накопление конденсата приводило к быстрому уменьшению продуктивности скважины до исходных значений. Уже через 15—20 сут после обработки скважины насыщенность жидкостью в ее призабойной зоне увеличивалась до значений, близких к исходным. Характерным при этом являлось повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины в условиях продолжающейся однофазной фильтрации газа. Как видно из рис. 3.48, соотношение дебитов жидкости и газа в обоих этих вариантах расчетов было равно нулю на всем протяжении периода эксплуатации скважины после ее обработки.

Значительный интерес для всесторонней оценки эффективности обработки призабойных зон газоконденсатных скважин представляет определение влияния на этот процесс абсолютной проницаемости коллектора. Для пластов с хорошими коллекторскими свойствами немаловажно установление возможности поддержания на скважине значительных дебитов газа после обработки. С целью исследования этой проблемы были выполнены расчеты по вариантам 6Г и 7Г (см. табл. 3.7). Эти варианты отличались от рассмотренных ранее вариантов 3Г и 4Г только значениями абсолютной проницаемости пласта и создаваемыми на скважине депрессиями. Коэффициенты проницаемости пласта в варианте 6Г задавались значительными (более чем в 3 раза) по сравнению с вариантом 3Г. При этом депрессии уменьшались всего лишь в 1,5—2 раза. Коэффициенты проницаемости пласта в варианте 7Г принимались в 6,6 раза большими, чем в варианте 4Г. Депрессия при этом уменьшалась в 3,2—3,5 раза.

Задание значительных депрессий на забое скважины после ее обработки (с целью получения значительных дебитов), как правило, приводит к довольно быстрому накоплению ретроградного конденсата в призабойной зоне. Интенсивное повторное накопление ретроградной жидкости объясняется значительными объемами пластового газа, проходящего в единицу времени через призабойную зону, а следовательно, и выделением из него значительных количеств конденсата. Поддержание на скважине умеренных депрессий (в то же время при достаточно значительном увеличении дебитов) может привести к более медленному повторному накоплению ретроградного конденсата. Это видно из представленных на рис. 3.49 результатов расчета изменения насыщенности для варианта 8Г. В этом варианте

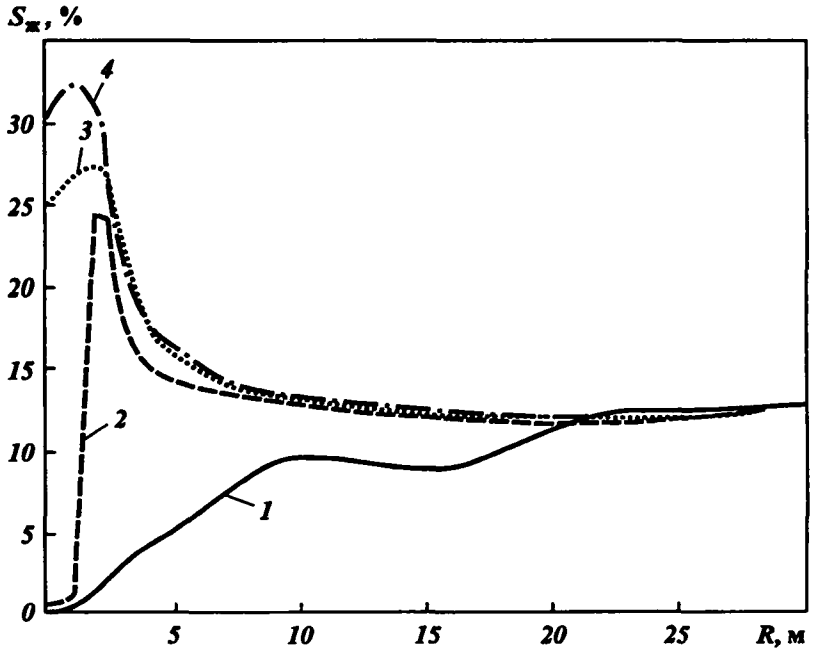


Рис. 3.49. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом (вариант 8Г):
1 — после обработки; *2* — через 15 сут; *3* — через 40 сут; *4* — через 65 сут

были заданы самые "неблагоприятные" из рассматриваемых фазовые проницаемости № 1. Депрессия на скважине изменялась в диапазоне 0,8—1,1 МПа, при несколько более низких значениях давления — 13 МПа (что также в некоторой степени изменило характер повторного накопления ретроградной жидкости). Как видно из этого рисунка, накопление конденсата в данном варианте происходит медленнее в 3 раза, чем в аналогичных вариантах № 13 и 16, а максимальные значения конденсатонасыщенности оказываются меньше в 1,2—1,3 раза, чем в этих вариантах.

Относительно короткий срок эксплуатации скважины после ее обработки в расчетных вариантах № 1—16 обусловливается в основном не видом фазовых проницаемостей, а принятыми в расчетах термобарическими условиями и составом газоконденсатной смеси (смесь № 1). Среднее пластовое давление в расчетах принималось равным 15 МПа и составляло 70—75 % от давления максимальной конденсации газоконденсатной системы. Как уже отмечалось выше, интенсивность повторного накопления ретроградного конденсата у забоя скважины тем меньше, чем ниже пластовое давление относительно давления максимальной конденсации углеводородной системы. Например, для той же смеси, но при средних пластовых давлениях 10 МПа (что составляет 45—50 % от давления максимальной конденсации) продолжительность эффекта от обработки скважин составляет 5—6 мес. Таким образом, эффективность обработки призабойных зон скважин сухим газом во многом определяется именно существующими в пласте термобарическими условиями и начальным составом пластовой углеводородной смеси.

Влияние начального состава пластовой газоконденсатной системы на процесс обработки призабойных зон скважин сухим газом

Для оценки влияния начального состава газоконденсатной смеси на процесс обработки скважины сухим газом были выполнены расчеты по нескольким вариантам — 9Г—13Г (см. табл. 3.7). Из них в вариантах 9Г и 10Г использовалась смесь № 3 (табл. 3.4, 3,5), а в вариантах 11Г—14Г использовались соответственно смеси № 5, 4 и 2. Расчеты по вариантам проводились для разных значений среднего пластового давления, но для значений его ниже значений давления максимальной конденсации смеси.

Результаты расчетов указали на один и тот же качественный характер изменения основных показателей обработки скважин сухим газом для газоконденсатных пластов, содержащих различные по составу газоконденсатные системы. Это видно из представленных на рис. 3.50, *а, б, в* данных по распределению конденсатонасыщенности коллектора в призабойной

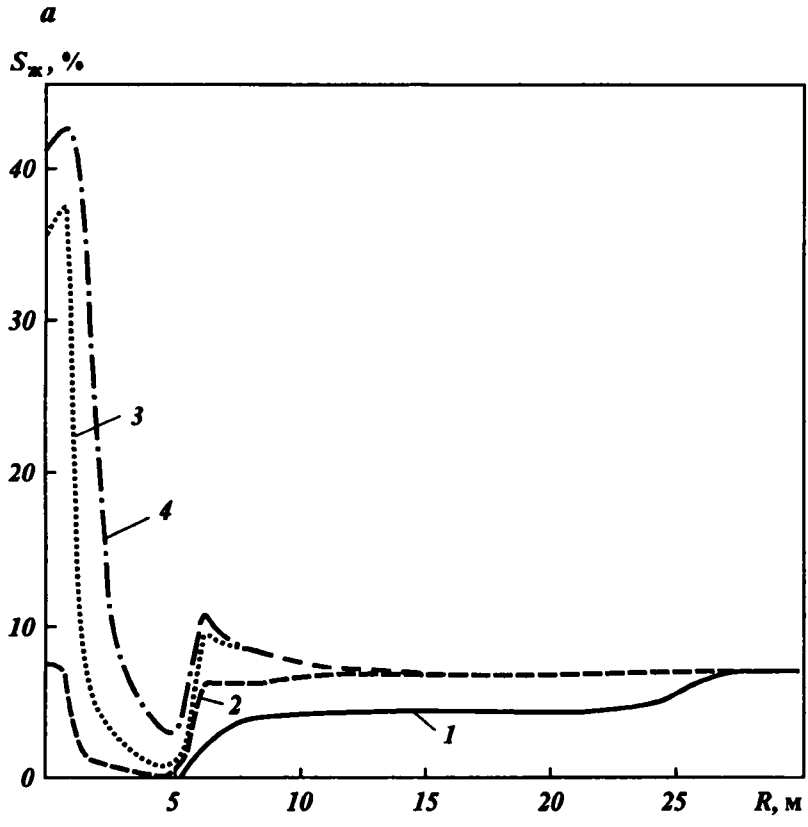
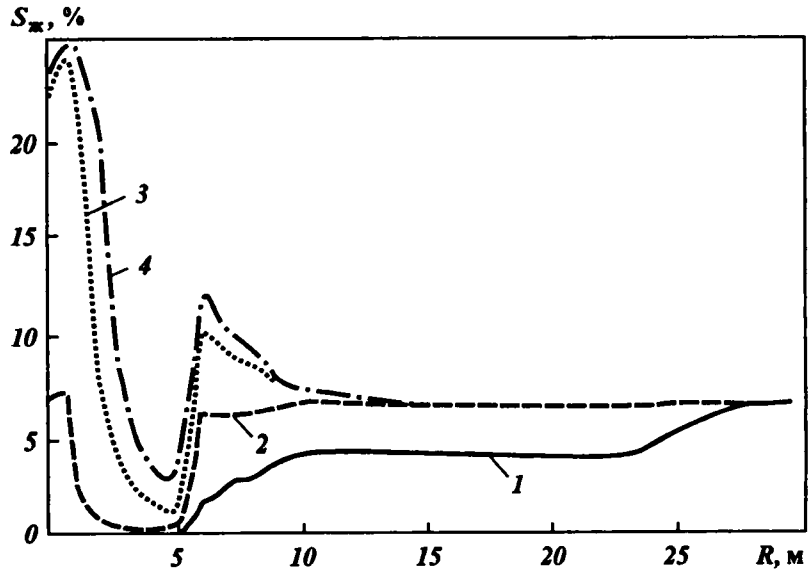
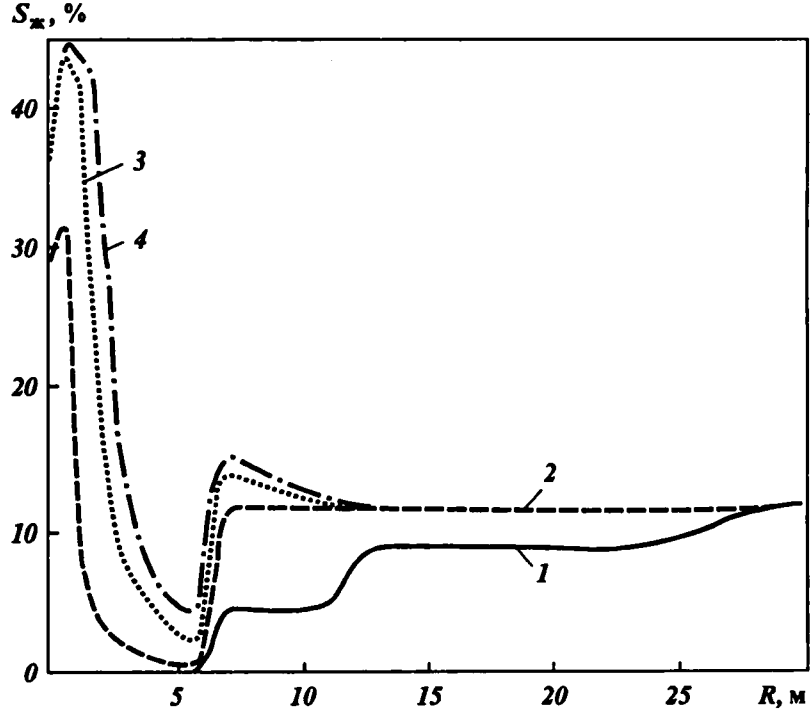


Рис. 3.50. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом:
а — вариант 9Г: *1* — после обработки; *2* — через 10 сут; *3* — через 25 сут; *4* — через 110 сут; *б* — вариант 10Г: *1* — после обработки; *2* — через 10 сут; *3* — через 40 сут; *4* — через 80 сут; *в* — вариант 12Г: *1* — после обработки; *2* — через 10 сут; *3* — через 2 мес; *4* — через 4 мес

б


$S_ж$, %
20
15
10
5
0
3
4
2
1
5
10
15
20
25
R, м

в


$S_ж$, %
40
30
20
10
0
3
4
2
1
5
10
15
20
25
R, м

зоне скважины после ее обработки сухим газом. Как видно из этих рисунков, обработка скважин сухим газом приводит к уменьшению насыщенности жидкостью в призабойной зоне скважины. Для всех рассматриваемых вариантов (с различными по составу смесями) после обработки скважины у ее забоя образовалось несколько областей с различным насыщением коллектора жидкостью:

полностью осушенная область с насыщенностью жидкостью, равной нулю;

зона, в которой насыщенность изменялась от нуля до средних по пласту значений;

область с насыщенностью, равной средней по пласту.

Для всех рассматриваемых вариантов (при данных значениях пластовых давлений и температур) осушка призабойной зоны скважины происходила вследствие испарения углеводородов из жидкости в нагнетаемый сухой газ и выноса их этим газом за пределы призабойной зоны. Интенсивность испарения промежуточных и тяжелых компонентов ретроградной жидкости в сухой газ определяется текущим составом жидкости (а следовательно, и начальным составом газоконденсатной смеси), а также термобарическими условиями. Поэтому для рассматриваемых вариантов оказались различными размеры описанных выше характерных областей распределения конденсата у забоя скважины.

Для вариантов 9Г – 11Г при одних и тех же значениях параметра $Q_г/(mH)$ распределение насыщенности после обработки скважины было одинаковым вследствие того, что в вариантах 9Г – 10Г использовалась одна и та же смесь № 3 (см. рис. 3.50, *а, б*), а в варианте 11Г – близкая к ней по свойствам смесь № 5. В варианте 12Г (смесь № 4) в результате нагнетания газа была осушена более значительная по размерам зона вокруг скважины вследствие лучшего испарения в нагнетаемый газ углеводородов из ретроградной жидкости (см. рис. 3.50, *в*). Напротив, меньшая по размерам зона слабо осушалась в варианте 13Г (смесь № 2) из-за худшего испарения.

Состав пластовых газоконденсатных смесей оказывал определенное влияние на осушку призабойной зоны скважины не только в ходе ее обработки, но и повторном накоплении в ней конденсата. При близких по свойствам пластовых системах показатели эксплуатации скважины практически не отличались друг от друга при одинаковых прочих условиях. Это видно из рис. 3.50 (*а – в*), на которых показано изменение во времени распределения насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины в ходе ее эксплуатации уже после обработки. Так, в расчетных вариантах 9Г и 10Г, в которых использовались разные фазовые проницаемости, но одна и та же газоконденсатная смесь № 3, отмечались существенные различия в динамике конденсатонасыщенности. В то же время для вариантов 10Г и 11Г оказались практически одинаковыми профили насыщенности, несмотря на то что в них использовались различные, хотя и близкие по свойствам смеси № 3 и 5 (коллекторские свойства пластов задавались полностью одинаковыми).

Для оценки влияния состава газоконденсатной смеси на рассматриваемые процессы интересно сопоставить результаты расчетов по вариантам 9Г и 12Г. В этих вариантах задавались одни и те же коллекторские свойства пластов (в частности, фазовые проницаемости (1П), но различные составы смеси – № 3 и 4. Для этих вариантов характерно довольно хорошее не только качественное, но и количественное совпадение профилей насыщен-

ности призабойной зоны скважины (см. рис. 3.50, *а, б, в*). Таким образом, для пластовых давлений, достаточно низких относительно давлений максимальной конденсации, влияние состава пластовых газоконденсатных систем может оказаться менее существенным, чем влияние коллекторских свойств и поддерживаемых на скважине условий (депрессий или темпов отбора пластового газа).

Для всех рассматриваемых вариантов (9Г – 12Г) характерным оказалось наличие двух областей повторного накопления конденсата: области, расположенной непосредственно у забоя скважины, и области на границе полностью осушенной зоны пласта с остальной его частью. Наличие двух этих центров повторного накопления ретроградного конденсата вполне объясняется проявлением указанных уже факторов. Накопление конденсата непосредственно у забоя скважины обусловлено наиболее резким изменением давления в этой области, а соответственно и наиболее значительным изменением свойств притекающей к забою пластовой газоконденсатной смеси. Повторное накопление на контакте полностью осушенной зоны и остальной части пласта объясняется содержанием в этой зоне самых тяжелых углеводородных компонентов (которые не испарились сухим газом). Поэтому жидкая углеводородная фаза в этой зоне оказывается наиболее неравновесной к пластовой газоконденсатной смеси и при взаимодействии с ней наиболее интенсивно выпадает из газа конденсат. Аналогичный процесс отмечается в варианте 13Г (смесь № 2). В этом варианте также формируются две зоны накопления конденсата, которые затем смыкаются в одну общую зону.

Таким образом, анализируя результаты проведенных исследований, можно сделать вывод, что процесс обработки призабойных зон газоконденсатных скважин сухим газом в значительной мере зависит от существующих в пласте термобарических условий, коллекторских свойств пласта (в первую очередь абсолютной и относительной фазовых проницаемостей), а также интенсивности отбора пластового газа после обработки скважины (или депрессий на забое скважины). В области пластовых давлений меньших значений (0,70 – 0,75 от давлений максимальной конденсации пластовой газоконденсатной смеси) состав пластовой газоконденсатной системы оказывает меньшее влияние, чем все указанные факторы. Следовательно, коллекторские свойства и состав пластовой системы не являются ограничивающими факторами с точки зрения эффективности обработки газоконденсатных скважин сухим газом.

В то же время в продуктивных коллекторах многих газоконденсатных и особенно нефтегазоконденсатных месторождений могут присутствовать рассеянные жидкие углеводороды. Кроме того, в разрезе этих месторождений встречаются зоны с различным фазовым состоянием углеводородной смеси (могут присутствовать нефтяные оторочки). Наличие в пласте вместе с конденсатом равновесной к нему нефти в значительной мере может ухудшить условия эксплуатации газоконденсатных скважин по нескольким причинам. Во-первых, более тяжелые углеводородные компоненты способны переноситься в газовой фазе из областей с более высоким давлением и конденсироваться в непосредственной близости от скважин. Во-вторых, при определенных условиях в пласте может присутствовать подвижная углеводородная жидкость. Все это неизбежно изменяет условия накопления ретроградного конденсата у забоя скважины и влияет на эффективность обработки призабойной зоны скважины сухим газом.

Обработка призабойных зон скважин сухим газом в пластах, содержащих газоконденсатные смеси вместе с равновесной нефтью

Проблема обработки призабойных зон скважин сухим газом в нефтегазоконденсатных пластах исследовалась автором, А.Н. Шандрыгиным, Н.А. Гужевым и Б.В. Макеевым с помощью математического моделирования притока углеводородной смеси к скважине в однородных коллекторах. В качестве примеров рассматривались скважины Западно-Соплесского НГКМ, расположенные в переходной "газожидкостной" зоне месторождения (зоне с высокой начальной насыщенностью углеводородной жидкостью). В расчетах задавались различные значения содержания газоконденсатной системы и равновесной к ней нефти в начальной пластовой углеводородной смеси. Компонентный состав этой системы определяли путем соответствующих термодинамических расчетов равновесия в начальных пластовых условиях газоконденсатной смеси (смесь № 1, см. табл. 3.4—3.5) и более тяжелой углеводородной жидкости (нефти) Западно-Соплесского НГКМ. Рассматривались различные по содержанию равновесной нефти составы углеводородных систем: с содержанием нефти 25, 50 и 75 %.

Проведенные исследования показывают, что обработка скважин переходных нефтегазоконденсатных областей залежи дает лишь кратковременный эффект увеличения дебита скважин. В результате обработки приза-

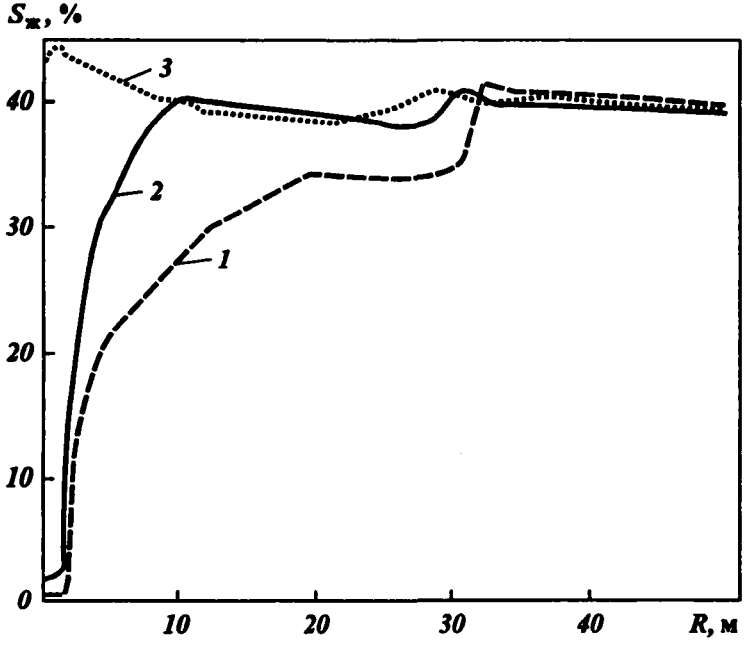


Рис. 3.51. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скв. 83 Западно-Соплесского НГКМ после обработки сухим газом:
1 — после обработки; *2* — через 7 сут; *3* — через 21 сут

бойная зона скважин "осушается", но затем после начала эксплуатации скважины происходит очень быстрое повторное накопление жидкости у забоя скважины. Это наглядно показывают результаты расчетов одного из вариантов обработки призабойной зоны скв. 83 Западный Соплесск в предположении притока к ней пластовой смеси с содержанием равновесной нефти в объеме 50 %. Основные исходные данные по скважине принимались такими же, что и в расчетах процесса накопления ретроградной жидкости у забоя этой скважины, представленных в разд. 3.2. Объем сухого газа для обработки принимали равным 400 тыс. м^3. В результате такой обработки призабойная зона скважин "осушается" на расстояние до 2 м от скважины. Образуется также зона с переменной насыщенностью от нуля до значений средней в пласте насыщенности (равной 0,4). Эта зона располагается на расстоянии от 2 до 30 м (рис. 3.51). При пуске скважины в эксплуатацию с депрессией 2 МПа уже за одну неделю зона с переменной насыщенностью устанавливается на расстоянии 2—8 м от скважины, а примерно через 21 сут после обработки на забое скважины насыщенность возрастает до средних по пласту значений.

Указанные особенности процесса обработки призабойной зоны скв. 83 объясняются своеобразным характером протекающих в ходе обра-

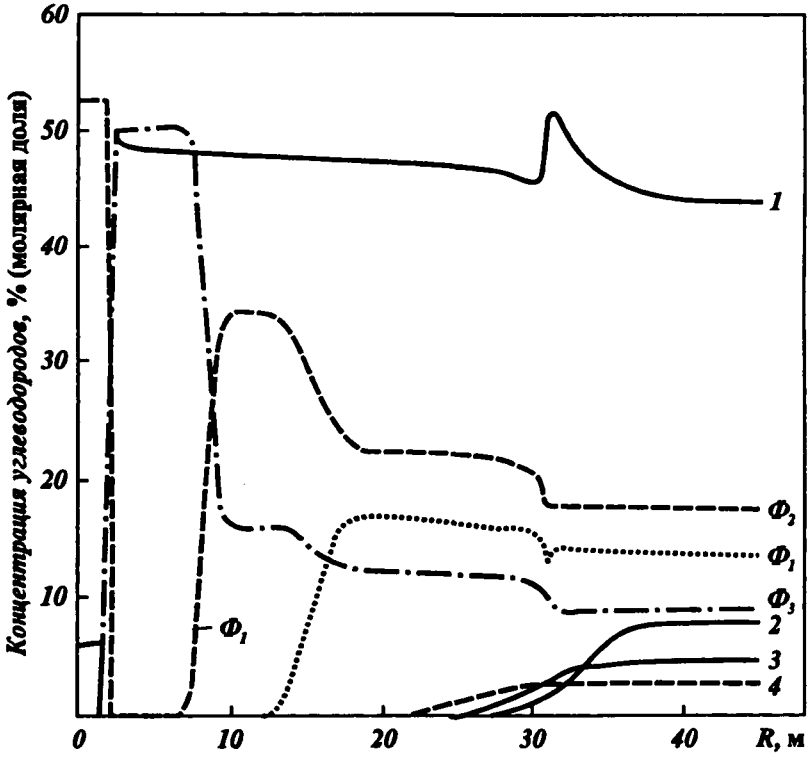


Рис. 3.52. Распределение углеводородных компонентов в жидкой фазе у забоя скв. 83 Западно-Соплесского НГКМ после обработки сухим газом:
1 — C_1; *2* — C_2; *3* — C_3; *4* — C_4; Φ_1, Φ_2, Φ_3 — моделирующие компоненты C_{5+}

ботки скважин массообменных и фильтрационных процессов. Поскольку жидкая фаза в пластах оказывается подвижной, при нагнетании в скважину газа удаление жидкости из призабойной зоны происходит одновременно за счет испарения промежуточных и тяжелых компонентов из жидкости в газовую фазу и за счет оттеснения жидкости газом. Существенная роль процессов испарения компонентов в проходящий сухой газ достаточно наглядно подтверждается представленным на рис. 3.52 распределением по пласту компонентов в жидкой фазе. Как видно из этого рисунка, эти компоненты крайне неравномерно распределены по длине зоны с переменной насыщенностью. Наиболее тяжелая и трудно испаряемая фракция Φ_3 преобладает в начале зоны (ближе к скважине). На этом участке более легкие и лучше испаряющиеся фракции Φ_1 и Φ_2 содержатся в меньшем количестве. Затем уже (в середине зоны) преобладают фракции Φ_2, а наиболее легкие и испаряемые из состава C_{5+} фракции Φ_1 преобладают в жидкой фазе в конце переходной зоны.

В ходе отбора флюидов из пласта накопление жидкости в осушенной призабойной зоне также объясняется как фильтрацией жидкости, так и переносом промежуточных и тяжелых компонентов в газовой фазе из более удаленных областей пласта и их конденсацией в призабойной зоне. Довольно быстрое вторичное (после обработки) накопление жидкости в призабойной зоне скважины обусловливает резкое уменьшение продуктивности скважины. Создание более значительных депрессий на пласт после обработки скважин газом приведет к более высоким дебитам газа и жидкости.

3.4.2

Влияние неоднородности пластов на процесс обработки призабойных зон скважин газом

Как и любой технологический процесс, связанный с фильтрацией флюидов в пластах, обработка призабойной зоны газоконденсатных скважин в значительной мере зависит от неоднородности продуктивных коллекторов. Известно, что пористые и трещиноватые коллекторы залежей природных углеводородов отличаются значительным разнообразием в характере неоднородности их фильтрационно-емкостных свойств. Обычно из всего многообразия форм неоднородности фильтрационных параметров коллекторов выделяют их слоистость и зональную неоднородность различного масштаба. Именно эти виды неоднородности коллекторов, как было показано ранее, во многом определяют и накопление ретроградного конденсата у забоя скважин. Для определения эффективности обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины сухим газом в неоднородных коллекторах выполнялись соответствующие исследования путем математического моделирования этого процесса. Использовалась двумерная профильная модель многокомпонентной фильтрации углеводородов, описанная в разд. 3.2. Рассматривались три вида неоднородности коллектора у забоя скважин:

пласт со случайным полем проницаемости (разнопроницаемые элемен-

ты не образуют отдельных более крупномасштабных зон разной проницаемости);

зонально-неоднородный пласт (разнопроницаемые элементы на отдельных участках объединяются в более крупномасштабные зоны разной проницаемости);

слоистый пласт с разнопроницаемыми прослоями.

Каждый из рассмотренных видов неоднородности более подробно описан в разделе 3.3, посвященном особенностям накопления ретроградного конденсата в прискважинной зоне пласта. Там же указано распределение проницаемости коллектора у забоя скважин, а также принятые в расчетах относительные фазовые проницаемости (предполагались одними и теми же в пределах всего пласта). В каждом из вариантов расчета использовалась модельная газоконденсатная смесь № 1 (см. табл. 3.3—3.4). В качестве агента воздействия предполагалось использовать метан. Остальные исходные данные задавались следующими: пористость пласта 0,15 (коллектор предполагался однородным по пористости), пластовое давление 10 МПа, депрессия 0,07 МПа, параметр $Q/(Hm)$ — 200 тыс. м^3/м.

Проведенные расчеты показали, что зональная неоднородность пласта со случайным полем распределения проницаемости оказывает незначительное влияние на эффективность обработки призабойной зоны скважины сухим газом. В значительно большей мере на процесс восстановления продуктивности скважин влияет слоистая неоднородность коллектора.

Пласт со случайным полем проницаемости

Обработка призабойной зоны скважины в пласте со случайным полем проницаемости во многом напоминала аналогичный процесс в однородном по проницаемости коллекторе. После нагнетания в скважину газа у ее забоя образовывалось несколько зон с различной насыщенностью их ретроградным конденсатом: полностью "осушенная" зона с насыщенностью ретроградной жидкостью, близкой к нулю, переходная зона с насыщенностью, возрастающей до средних ее значений по пласту, а также необработанная зона с насыщенностью, равной средней в пласте. В отличие от случая для однородного пласта (см. рис. 3.39), при обработке неоднородного пласта большей оказывается насыщенность в обработанной зоне пласта (рис. 3.53, *а*). Кроме того, зона с изменяющейся насыщенностью оказывается несколько больше по размерам и ближе располагается к скважине. Так, в рассматриваемом примере максимальная насыщенность в зоне с переменной насыщенностью (на расстоянии от 1 до 45 м от скважины) достигала значений 0,18—0,20. Это вполне объяснимо, поскольку при прокачке газа через поровый объем прискважинной зоны неоднородного пласта испарение из жидкости промежуточных и тяжелых углеводородов происходит крайне неравномерно в элементах различной проницаемости. Это приводит к увеличению размеров зоны смеси пластовой системы и нагнетаемого газа, которая и определяет размеры области пласта вокруг скважины с переменной насыщенностью. Ретроградный конденсат, оставшийся в прискважинной зоне пласта, вполне равномерно распределен по толщине пласта.

Последующее в ходе эксплуатации повторное накопление ретроградного конденсата протекает в неоднородных пластах несколько интенсивней, чем в случае однородного пласта. На рис. 3.53, *б* представлено распре-

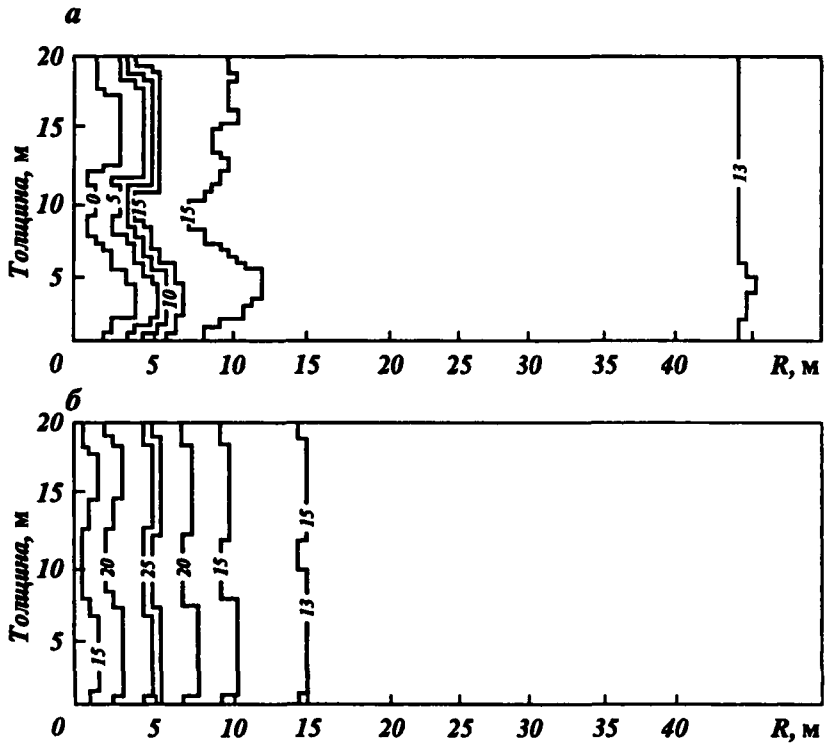


Рис. 3.53. Распределение насыщенности в прискважинной зоне неоднородного пласта со случайным полем проницаемости после обработки сухим газом (*а*) и через 2 мес после обработки (*б*)

деление конденсатонасыщенности в призабойной зоне скважины через 2 мес после ее обработки. Сопоставление рис. 3.53, *б* и 3.39 показывает, что средние значения конденсатонасыщенности у забоя скважины в рассматриваемом варианте неоднородного пласта возрастают в 1,3 — 1,4 раза быстрее, чем в однородном пласте. Аналогичным образом изменяются и фильтрационные сопротивления.

Зонально-неоднородный пласт

При обработке прискважинной зоны зонально-неоднородного пласта газом конденсат несколько хуже удаляется из низкопроницаемых элементов пласта. Это видно из рис. 3.54, *а*, на котором представлено распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне пласта после ее обработки газом. Характерна достаточно полная осушка низкопроницаемых разностей коллектора в зоне радиусом несколько метров от скважины, что вполне объясняется прокачкой через эту зону газа в объемах, равных нескольким сотням ее поровых объемов. Наличие в пласте участков с более высокой насыщенностью конденсатом не оказывает решающего влияния на прирост продуктивности скважины. Продуктивность скважины после обработки возрастает в 1,6 — 1,7 раза (продуктивность ее в случае однород-

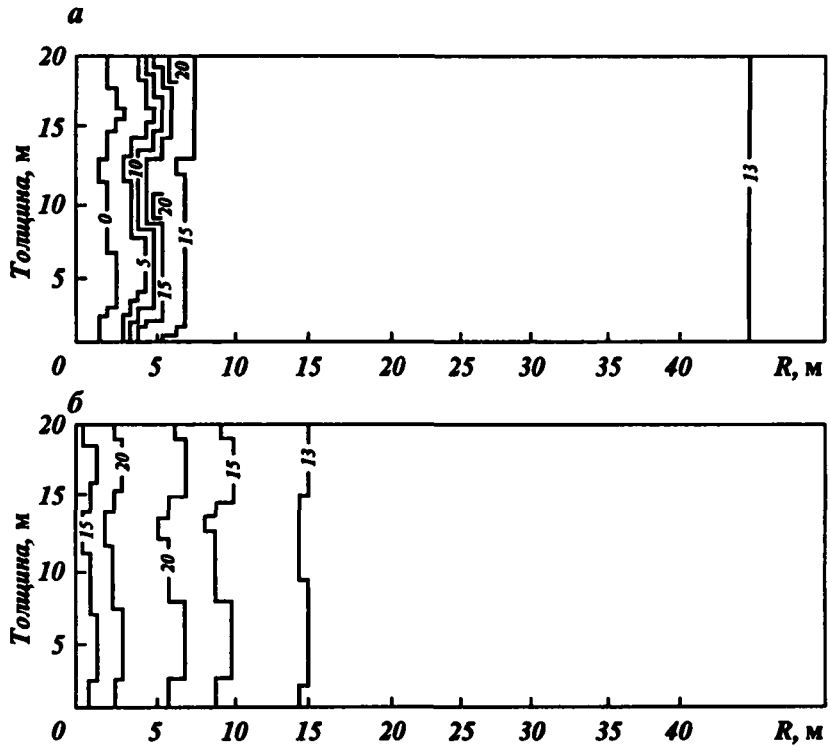


Рис. 3.54. Распределение насыщенности в прискважинной зоне зонально-неоднородного пласта после обработки сухим газом (*а*) и через 2 мес после обработки (*б*)

ного пласта увеличивается в 1,8 — 1,9 раза). Это вполне объясняется тем, что изменение насыщенности в низкопроницаемых элементах пласта оказывает влияние на фильтрационные сопротивления в меньшей мере, чем ее изменение в высокопроницаемых разностях коллектора.

Повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины в рассматриваемом варианте осуществления процесса более интенсивное, чем в однородном пласте. В качестве примера на рис. 3.54, *б* показано распределение насыщенности в призабойной зоне скважины через 2 мес ее эксплуатации. Как видно из этого рисунка, повторное накопление ретроградного конденсата несколько выравнивает профиль насыщенности коллектора конденсатом, т.е. уменьшает различие в конденсатонасыщенности между разнопроницаемыми зонами пласта. Это объясняется преимущественной фильтрацией газоконденсатной смеси и более значительной конденсацией жидкости в высокопроницаемой части коллектора. Средние значения конденсатонасыщенности у забоя скважины в рассматриваемом варианте неоднородного пласта возрастают в 1,4 — 1,5 раза быстрее, чем в однородном.

Слоистый пласт

При моделировании процесса обработки призабойной зоны скважины в слоисто-неоднородных коллекторах рассматривалась фильтрация к скважине в пласте с двумя пропластками. Поскольку течение флюидов в слоистых пластах во многом определяется соотношением проницаемостей отдельных слоев, то эффективность обработки скважины исследовалась для двух случаев: при незначительном и значительном различии коэффициентов проницаемости пропластков. Кроме того, в расчетах варьировались сами значения абсолютной проницаемости пропластков, а также соотношения их толщин. В первом случае задавался двухслойный пласт с коэффициентами проницаемости пропластков 0,350 и 0,070 мкм^2 (соотношение

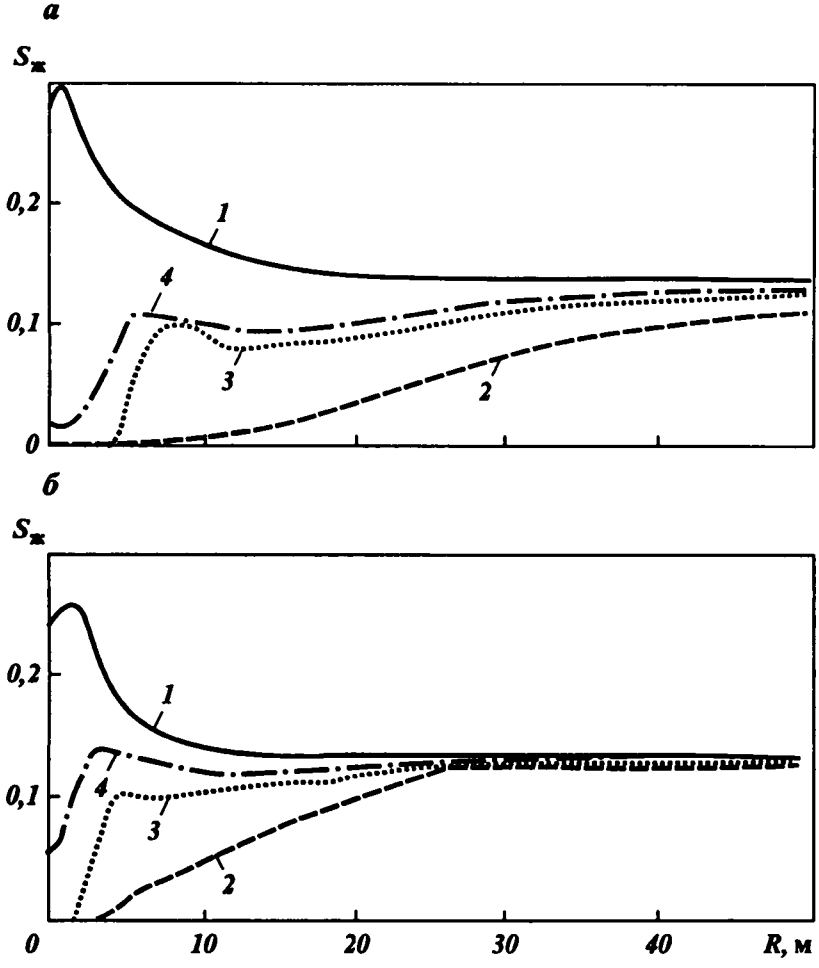


Рис. 3.55. Распределение насыщенности в прискважинной зоне слоистого пласта (при небольшом соотношении проницаемостей пропластков):
а, б — проницаемость пропластков соответственно 0,350 и 0,070 мкм^2; *1* — до обработки; *2* — после обработки; *3* — через 1 мес; *4* — через 4 мес

проницаемостей 5 : 1). Значения толщин высокопроницаемого и низкопроницаемых пропластков задавались равными 1 и 25 м. Коэффициенты пористости по пропласткам составляли 7 и 8 %. Во втором случае значения коэффициентов проницаемости пропластков 0,140 и 0,009 мкм^2 (т.е. соотношение проницаемостей около 15 : 1). Эффективные толщины пропластков задавались равными 10 и 25 м, при равных коэффициентах пористости в пропластках — 10 %.

Расчеты показали, что слоистая неоднородность коллекторов вызывает неравномерность охвата воздействием призабойной зоны скважины при обработке ее сухим газом. Как указывалось выше, накопление ретроградного конденсата в отдельных пропластках слоисто-неоднородных пластов происходит крайне неравномерно. Более значительное накопление

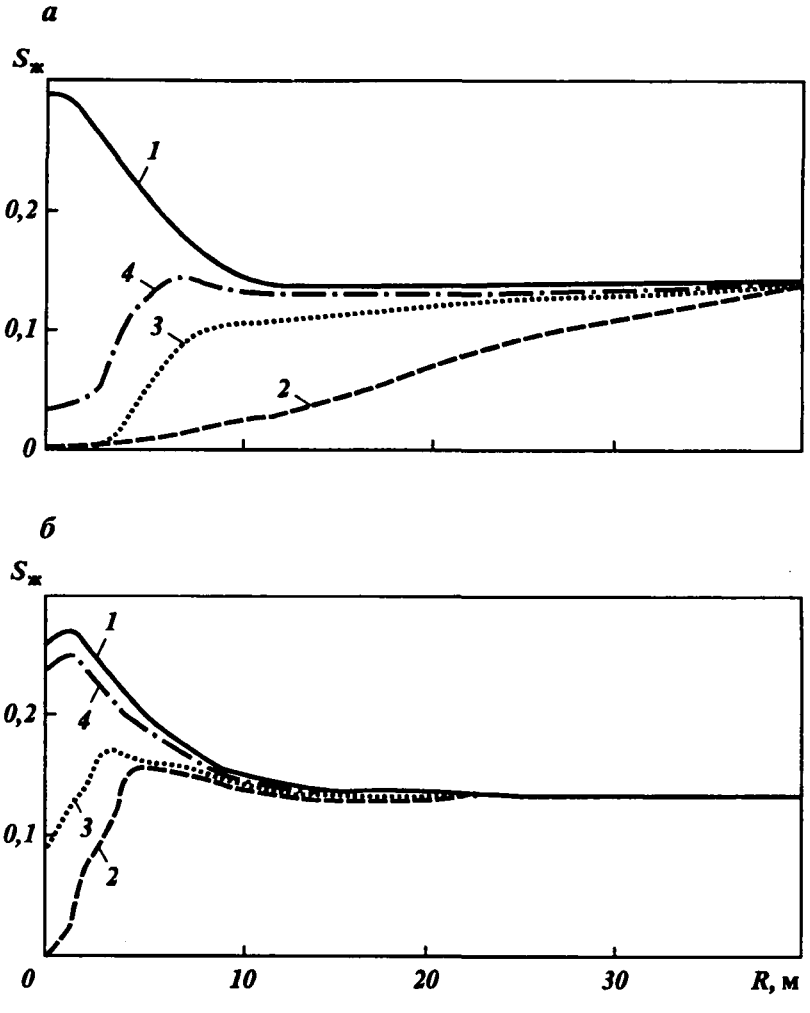


Рис. 3.56. То же (при значительном соотношении пропластков):
а, б — проницаемость пропластков соответственно 0,150 и 0,010 мкм^2; *1* — до обработки; *2* — после обработки; *3* — через 1 мес; *4* — через 4 мес

ретроградного конденсата отмечается в высокопроницаемых пропластках. Тем не менее увеличение размеров жидкостной "пробки" у забоя скважины в отдельных слоях не вызывает пропорционального изменения по ним фильтрационных сопротивлений. В результате при обработке скважины сухим газом более значительное оттеснение жидкости все-таки происходит в наиболее проницаемых прослоях. Как видно из рис. 3.55, в первом из рассматриваемых примеров зона обработки коллектора сухим газом в высокопроницаемом пропластке в 2,5—3 раза превышает по размерам зоны обработки в низкопроницаемом пропластке. Соотношение размеров обработанной зоны по пропласткам во втором случае достигает уже около 10 (рис. 3.56). Как результат, в этом случае зона с переменной насыщенностью в низкопроницаемом пропластке располагается непосредственно у забоя скважины.

Более полная осушка коллектора в высокопроницаемом пропластке приводит к менее интенсивному накоплению в нем ретроградного конденсата в период эксплуатации скважины, последующий за ее обработкой. Это происходит даже несмотря на существование в этом пропластке более высоких скоростей течения газа, а соответственно и выделения большего количества конденсата на единицу толщины (вследствие фильтрации больших объемов газоконденсатной смеси). Повторное образование и развитие зоны с повышенной конденсатонасыщенностью в низкопроницаемом пропластке зависит от соотношения проницаемостей пропластков. При незначительном отношении проницаемостей обработанная вокруг скважины об-

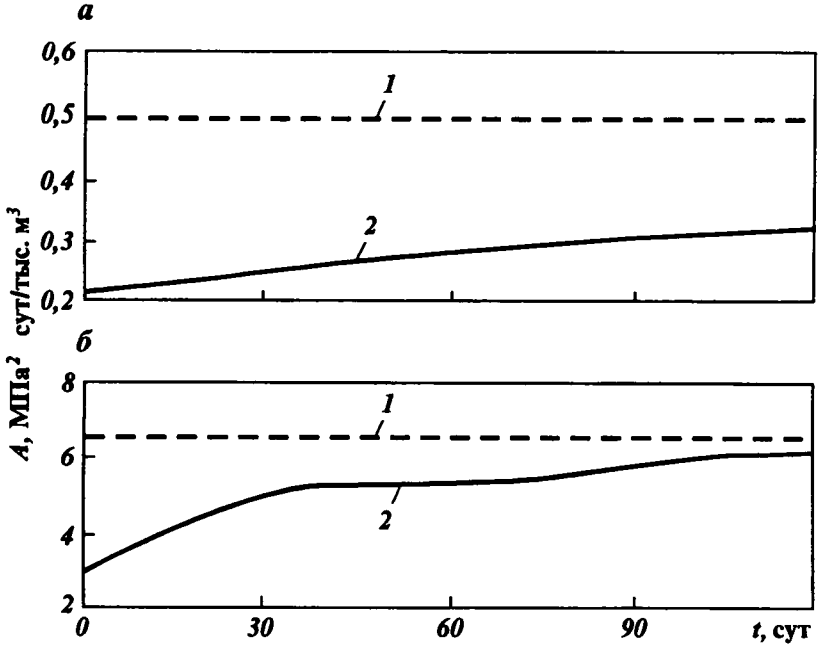


Рис. 3.57. Изменение во времени коэффициента фильтрационного сопротивления *A* после обработки скважины.
Соотношение проницаемостей пропластков: *а* — небольшое, *б* — значительное; *1* — до обработки; *2* — после обработки

ласть пласта в низкопроницаемом слое оказывается вполне достаточной для создания условий медленного повторного накопления конденсата. В этом случае продуктивность газа после обработки скважины стабилизируется в течение длительного времени. Так, в первом из рассматриваемых примеров (соотношение проницаемостей 5 : 1) коэффициенты фильтрационного сопротивления A уменьшаются за счет обработки скважины в 2,4 — 2,5 раза. Последующая эксплуатация скважины с умеренными депрессиями (0,07 МПа) не приводит к существенному накоплению ретроградного конденсата в течение более 4 мес. Как результат, не отмечается существенного уменьшения продуктивности скважины в течение этого периода времени, и коэффициент фильтрационного сопротивления по скважине к концу этого периода оказывается в 1,6 раза меньше, чем до обработки (рис. 3.57, *а*).

При большом значении отношения проницаемостей пропластков последующая за обработкой эксплуатация скважины приводит к очень быстрому увеличению насыщенности на забое скважины в низкопроницаемом пропластке (при медленном изменении насыщенности у забоя скважины в высокопроницаемом пропластке). Это вполне объяснимо плохой "осушкой" коллектора в низкопроницаемом слое. Интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата в низкопроницаемой части коллектора приводит к увеличению фильтрационного сопротивления по скважине. Во втором из рассматриваемых примеров (с соотношением проницаемости пропластков 15 : 1) продуктивность скважины достаточно значительно уменьшается уже к концу первого месяца эксплуатации (при поддержании на забое скважины депрессии 1,5 МПа). В течение этого времени коэффициент фильтрационного сопротивления изменяется от 3 до 4,7 $МПа^2 \cdot сут/тыс.\ м^3$ (рис. 3.57, *б*). Тем не менее после этого еще в течение 2 мес продуктивность скважины в 1,2 — 1,3 раза превосходила исходную до обработки.

3.4.3

Промысловый опыт обработки газоконденсатных скважин газом

Обработка призабойной зоны скважин газовыми агентами уже достаточно хорошо апробирована как метод повышения продуктивности газоконденсатных скважин на ряде месторождений. Наиболее широко промысловые эксперименты по обработке призабойных зон скважин сухим углеводородным газом проводились на Западно-Соплесском ГКМ (Республика Коми). Повышение продуктивности газоконденсатных скважин неуглеводородными газами (двуокисью углерода) осуществлялось на Тимофеевском ГКМ (Украина).

Результаты обработки призабойных зон скважин углеводородным газом

Работы по интенсификации притока газа и конденсата по скважинам Западно-Соплесского ГКМ выполнялись группой специалистов предприятия "Севергазпром" ОАО "Газпром", СеверНИПИгаза и ВНИИГАЗа в рамках

специально разработанной "Программы по восстановлению продуктивности бездействующего фонда скважин Западно-Соплесского ГКМ".

Западно-Соплесское ГКМ имеет сложное геологическое строение и включает зоны с различным начальным фазовым состоянием углеводородных флюидов. Как уже указывалось выше, достаточно эффективным воздействие газом может оказаться для скважин, расположенных в "чисто" газоконденсатной зоне. Тем не менее для окончательного подтверждения выводов о возможностях данного метода воздействия опытно-промысловые работы производились и на скважинах, находящихся в газожидкостных зонах этого месторождения. Предварительно по каждой скважине (из рекомендуемых для обработки) производился анализ ее текущего состояния. На основе этого анализа выбирались скважины, наиболее пригодные для воздействия. Затем по ним выполнялись расчеты с использованием математической модели многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси в пористом коллекторе. В расчетах использовались исходные данные по основным фильтрационно-емкостным характеристикам пластов в районе скважин.

Эти данные уточнялись и корректировались путем ретроспективных расчетов параметров предшествующего периода эксплуатации скважин. Непосредственно перед обработкой по большинству скважин выполнялись газоконденсатные и газодинамические исследования (Н.В. Долгушин и А.В. Федосеев).

Значительное внимание уделялось анализу результатов обработки скважин углеводородными растворителями и особенно определению эффективности очистки призабойных зон скважин от ретроградного конденсата, а также изменению продуктивности скважин из-за повторного накопления конденсата. Для этого изучалась динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений в ходе нагнетания газа и последующей за обработкой эксплуатации скважин, а также сопоставлялись данные, полученные в ходе воздействия на скважины, с результатами ранее выполненных прогнозных расчетов. Только после выполнения всех этих исследований оценивалась эффективность обработки для каждой из рассматриваемых скважин, давались рекомендации по совершенствованию методик их обработки, а также производились коррективы регламента воздействия на призабойную зону скважин газом.

Всего на Западно-Соплесском месторождении обработаны призабойные зоны девяти скважин. Положительные результаты получены по шести скважинам.

Западно-Соплесское месторождение представляет собой газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой. Разрабатывается месторождение с 1983 г. на режиме истощения и в настоящее время находится на завершающей стадии разработки. Продуктивные пласты месторождения сложены плотными песчаниками с прослоями алевролитов. Средняя глубина залегания пластов залежи составляет 4200 – 4300 м. Проницаемость коллекторов изменяется в пределах от $5 \cdot 10^{-15}$ до $100 \cdot 10^{-15}$ м^2 при пористости от 6 до 17 %. Начальное пластовое давление составляло около 35 МПа, текущее в газоконденсатной части залежи – от 10 до 15 МПа. В ходе разработки залежи практически по всем эксплуатационным скважинам наблюдалось накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне пласта (отмечалось по данным гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин) и в стволах скважин (по данным замера распределения дав-

ления по стволам скважин). В ходе эксплуатации залежи дебиты скважин уменьшились в среднем в 10 – 50 раз. Первоначальные дебиты скважин составляли от 300 до 600 тыс. м^3/сут. В настоящее время из 27 скважин на залежи самостоятельно работают только шесть. При этом дебиты скважин составляют от 20 до 100 тыс. м^3/сут. Отдельные скважины эксплуатируются на газлифте.

Широкомасштабные работы по интенсификации притока газа на скважинах Западно-Соплесского месторождения с помощью углеводородных растворителей ведутся с начала 90-х годов. Приведем в качестве примеров результаты обработки двух скважин.

Скважина 17 находится в сводовой части залежи, для которой характерны повышенные эффективные толщины продуктивных пластов и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Продуктивная толща залежи в районе скважины относится к II и III циклопачкам (средний и верхний пласты) старооскольского горизонта.

Скважина была введена в эксплуатации 18.01.85. После непродолжительного увеличения продуктивности скважины в первый год эксплуатации (связанного с очисткой призабойной зоны) в процессе дальнейшей ее работы отмечалось снижение продуктивности, связанное с развитием в зоне дренирования двухфазной фильтрации. Анализ результатов опробований, проведенных в ходе эксплуатации скважины, показал, что начиная с 1988 – 1989 гг. в ее стволе присутствовала углеводородная жидкость как в статических, так и в динамических условиях. Наряду с накоплением углеводородной жидкости на забое скважины, по ней отмечался также вынос конденсатогенной воды. Изменение продуктивности скважины в ходе ее эксплуатации достаточно хорошо прослеживается в динамике коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Начиная с июля 1985 г. проявлялась тенденция к увеличению коэффициента фильтрационного сопротивления *A*. Особенно значительное уменьшение продуктивности скважины произошло к 1992 – 1993 гг. Проведенные 11.04.92 – 17.04.92 замеры эксплуатационной характеристики скважины показали, что коэффициент продуктивности скважины по газу составил около 0,12 тыс. м^3/(сут·МПа), а по стабильной углеводородной жидкости – 0,12 т/(сут·МПа). Значительное уменьшение продуктивности скважины связано с процессом накопления ретроградного конденсата как в призабойной зоне скважины, так и в ее стволе. Ухудшению условий выноса жидкости из скважины в значительной мере способствовало снижение дебита газа вследствие накопления конденсата в призабойной зоне скважины, а также уменьшение пластового давления.

В 1993 г. были проведены промысловые испытания по повышению производительности скв. 17. Воздействие осуществлялось путем последовательной закачки в нее легкого конденсата и сухого газа. При обработке скважины было закачано 210 м^3 "легкого" стабильного конденсата и 264 тыс. м^3 сухого газа для его продавки. Эффекта от обработки скважины не получено.

До начала обработки скважина относилась к группе низкодебитных скважин. Определенные осложнения в эксплуатации скважины связаны также с тем, что в ходе проведения исследований в скважине были оставлены глубинный прибор и 200 м проволоки. Выполненные в 1995 г. исследования показали, что обработка скважины сухим газом может оказаться достаточно эффективной.

Обработка призабойной зоны скважины была проведена в период с

05.02.96 по 15.02.96. До обработки и после обработки скважины выполнялись промысловые исследования по определению основных параметров эксплуатации скважины и ее продуктивной характеристики. В ходе обработки скважины в нее было закачано 618 тыс. м^3 газа со средним суточным расходом от 59 до 67 тыс. м^3/сут и устьевым давлением от 8,46 до 9,1 МПа. После обработки скважина выдерживалась около недели и была пущена в эксплуатацию 24.02.96. С 24.02.96 по 27.02.96 она работала самостоятельно с дебитом газа 43 – 55 тыс. м^3/сут, а затем до 01.03.96 простаивала по техническим причинам. После повторного пуска скважины в эксплуатацию ее дебит составлял в среднем от 53 до 74 тыс. м^3/сут. Скважина эксплуатировалась до 13.03.96 с перерывом по техническим причинам с 04.03.96 по 06.03.96. Затем на ней был поджат штуцер, и скважина перешла на режимы со средним дебитом около 50 тыс. м^3/сут. В последующем дебит скважины уменьшился до дебитов от 40 до 45 тыс. м^3/сут, но скважина работала самостоятельно до 20.03.96. Проведенные 20.03.96 на газлифтной эксплуатации исследования выявили неплохую продуктивную характеристику скважины.

Эффективность обработки скважины сухим газом оценивалась по коэффициентам фильтрационного сопротивления A и B. В ходе наблюдения за процессом обработки скважин эти коэффициенты определялись с некоторыми допущениями, а именно, по формулам, учитывающим только фильтрацию газа. При этом не учитывалось происходящее вместе с фильтрацией газа движение жидкости. Однако, как показали исследования, при обработке скважины сухим газом основное удаление жидкости из ее призабойной зоны происходит за счет испарения промежуточных и тяжелых углеводородных компонентов из жидкой фазы в газовую и переноса их этой фазой. Таким образом, двухфазная фильтрация при обработке, если и происходит, то очень непродолжительное время и в очень малом объеме. Более существенно то ограничение, что этот коэффициент отражает усредненные характеристики призабойной зоны. Тем не менее его можно использовать для оценки изменения фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины.

На рис. 3.58, *а* представлена зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления A от объема закачанного в скважину газа. Как видно из этого рисунка, коэффициент фильтрационного сопротивления A в ходе нагнетания газа изменялся от 0,68 МПа^2 · сут/тыс. м^3 в момент начала обработки скважин до 0,34 МПа^2 · сут/тыс. м^3 на момент закачки 600 тыс. м^3 газа. Особенно значительное изменение коэффициента фильтрационного сопротивления отмечалось в интервале нагнетания газа до 400 тыс. м^3. Именно в этот момент происходила наиболее значительная очистка призабойной зоны скважины от ретроградной жидкости. После пуска скважины в эксплуатацию вслед за ее обработкой отмечался рост фильтрационного сопротивления. Зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления A от объема отбираемого из скважины газа показана на рис. 3.58, *б*.

Анализ представленных на рис. 3.58 данных показывает, что обработка призабойной зоны скважины позволила существенно увеличить продуктивность скважины. Например, после отбора из пласта всего нагнетаемого в ходе обработки газа коэффициент фильтрационного сопротивления был более чем в 2 раза меньше, чем до обработки, а к моменту отбора из скважины дополнительно почти 1 млн. м^3 газа коэффициент фильтрационного сопротивления все еще в 1,4 раза был меньше, чем до обработки

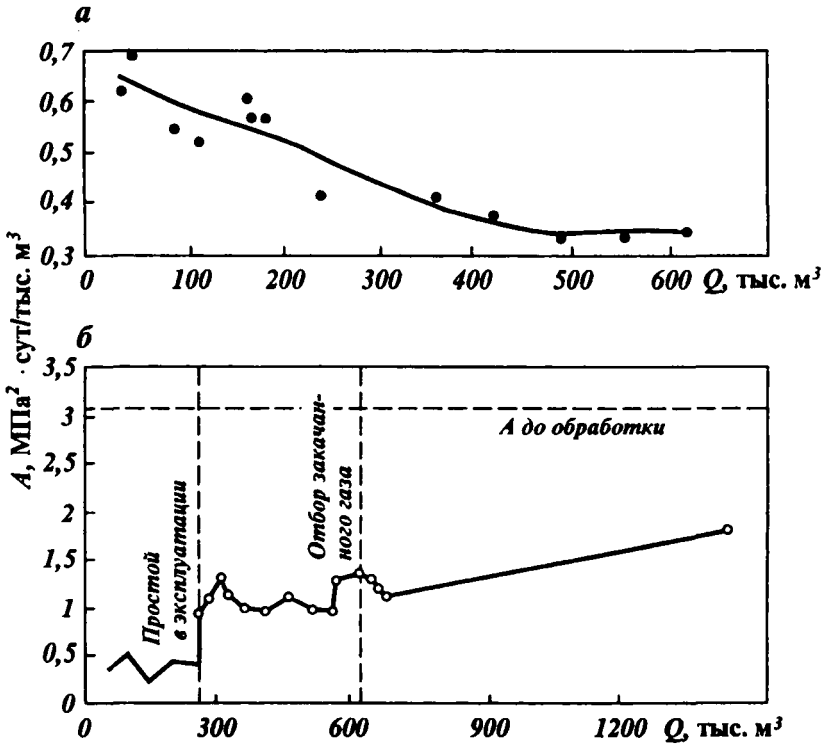


Рис. 3.58. Зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления *A* от объема газа для скв. 17 Западно-Соплесского НГКМ:
а — от объема сухого газа, закачанного при обработке скважины; *б* — от объема отобранного из скважины газа после ее обработки

скважины. Следует обратить внимание на то, что простой в эксплуатации скважины после обработки (в момент отбора из скважины около 300 тыс. м³) привел к резкому возрастанию коэффициента фильтрационного сопротивления.

Таким образом, анализ результатов воздействия на скв. 17 показывает, что обработка ее сухим газом является достаточно эффективным процессом и скважина может устойчиво эксплуатироваться после обработки на газлифте.

Скважина 95 Западно-Соплесского ГКМ расположена на севере присводовой части залежи. Скважина закончена бурением в 1985 г. Глубина забоя скважины 4274 м. Первоначально скважина была вскрыта в интервале 4250—4046 м. В процессе текущих ремонтных работ проведена повторная перфорация эксплуатационной колонны в интервалах: 4190—4160, 4150—4126, 4117—4070 и 4010—4000 м. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 4136 м и зацементирована от глубины 4048 м до устья. Низ эксплуатационной колонны от глубины 4048 до 4136 м оборудован фильтром. Лифтовые трубы диаметром 88,9 мм с воронкой на башмаке спущены на глубину 4033,5 м.

Продуктивная толща залежи в районе скважины относится ко II и III

циклопачкам (средний и верхний пласты) старооскольского горизонта. Коллектор II циклопачки относится к среднепроницаемым. Параметры *kh* (произведение проницаемости и толщины пласта) и *mh* (произведение пористости и толщины пласта) равны 94,5 мкм^2·м и 0,74 м. Верхний пласт старооскольского горизонта (III циклопачка) относится к среднепроницаемым коллекторам. Параметры *kh* и *mh* составляют соответственно 289 мкм^2·м и 1,17 м.

Первоначальный дебит скважины составил 100 тыс. м^3/сут, а затем повысился до 300 тыс. м^3/сут (декабрь 1986 г.). В ходе проведенных в 1985–1986 гг. гидродинамических исследований было установлено, что усредненный по пластам коэффициент фильтрационных сопротивлений *A* составлял 1,48 и 4,23 МПа^2 · сут/тыс. м^3, а коэффициент фильтрационного сопротивления *B* равнялся соответственно 0,00021 (МПа^2 · сут/(тыс. м^3/сут)^2 и 0. В феврале 1986 г. были проведены исследования по оценке продуктивности скважины при работе через УКПГ. Они подтвердили, что с марта 1985 г. по февраль 1986 г. эксплуатационная характеристика скважины улучшилась. В последующем дебит скважины начал снижаться. В 1987 г. он понизился до 200 тыс. м^3/сут, а в первой половине 1988 г. – до 150 тыс. м^3/сут. К декабрю 1988 г. он уже составлял 60 тыс. м^3/сут.

По результатам замеров давления по стволу скважины (ноябрь–декабрь 1988 г.) было установлено, что ствол скважины заполнен жидкостью, уровень которой отбивался на глубине 2400–2300 м. Результаты этих наблюдений трактовались как поступление в ствол скважины из пласта жидкого флюида.

Появление пластовой жидкой фазы в продукции скважины привело к резкому снижению дебита скважины по газу. В течение первой половины 1989 г. дебит скважины понизился до 20 тыс. м^3/сут. В июле 1989 г. скважину перевели на газлифтный способ эксплуатации с подачей неотсепарированного газа высокого давления в затрубное пространство. Перевод скважины на газлифтный режим не привел к значительному увеличению притока пластового флюида, и в декабре 1993 г. эксплуатацию скважины прекратили.

В мае 1993 г. была предпринята попытка восстановить производительность скважины путем обработки ее призабойной зоны ШФЛУ. До проведения промысловых испытаний по воздействию на призабойную зону скважины закачкой ШФЛУ были проведены испытания скважины на факел при эксплуатации ее на газлифте. Эксплуатация скважины характеризовалась следующими параметрами: давлением буферным, затрубным и забойным – $p_{буф}$ = 1,24 МПа; $p_{зт}$ = 2,5 МПа: $p_{заб}$ = 3,03 МПа; дебитами газа высокого давления, пластового газа и конденсата – $Q_{гвд}$ = = 78 тыс. м^3/сут; $Q_г$ = 3 тыс. м^3/сут; $Q_к$ = 0,4 м^3/сут. В процессе обработки скважины было закачано 213 м^3 ШФЛУ с продавкой его пластовым газом в объеме 350 тыс. м^3. После выдержки скважины в течение 30 сут скважина отрабатывалась на факел при следующих параметрах: $p_{буф}$ = = 2,11 МПа; $p_{зт}$ = 2,84 МПа; $Q_{гвд}$ = 66 тыс. м^3/сут; $Q_г$ = 9,3 тыс. м^3/сут; $Q_к$ = 1 м^3/сут. Ощутимого эффекта от обработки скважины ШФЛУ не отмечалось, что объяснялось продавкой жидкого растворителя пластовым газом. Это вызвало скопление газового конденсата в призабойной зоне скважины.

По результатам проведенных по скважине в 1987–1990 гг. геофизических исследований были уточнены некоторые основные параметры плас-

тов, вскрытых скважиной. Согласно данным исследований 1989 г., общая эффективная толщина пластов, вскрытых скважиной, составляет 19 м. В то же время проведенные в 1992 г. исследования показали несколько меньшие значения толщины пластов: общая газоотдающая толщина пластов 12 м. Газоотдающие интервалы были определены как: 4074 – 4068, 4061 – 4058 и 4051 – 4048 м. Пористость пластов в последнем из интервалов составляла 6,2 %.

Обработка скважины сухим газом проводилась в декабре 1994 г. Непосредственно перед обработкой по скважине производились газоконденсатные исследования. Исследования характеристики добываемых пластовых флюидов до проведения обработки скважины осуществлялись на одном стационарном режиме газлифтной эксплуатации скважины (Н.В. Долгушин и А.В. Федосеев). В процессе исследований выполнялись следующие виды работ: 1) замер пластового давления; 2) освоение скважины; 3) газоконденсатные исследования скважины на одном режиме.

В результате исследований было установлено, что до обработки скважины ниже глубины 3500 м лифтовая колонна заполнена жидкостью. Дебит газа сепарации продукции пласта очень низкий (3,2 тыс. м^3/сут). Дебит сырой жидкой углеводородной фазы в процессе исследований оставался практически неизмененным (0,4 м^3/сут). По фракционному составу и свойствам продукции скважины был сделан вывод о том, что в скважину не поступали жидкие пластовые флюиды.

После подготовки скважины к обработке в нее закачали 561 тыс. м^3 сухого газа. Обработка проводилась с 09.12.94 по 19.12.94. Среднесуточный темп закачки составлял 56 тыс. м^3/сут. Давление на буфере изменялось от 14,5 до 10,78 МПа, а репрессия – от 6,87 до 1,66 МПа. Для стабилизации давления скважину закрыли на 19 дней.

В эксплуатацию скважина была пущена 07.01.95 по замерной нитке УКПГ. В период с 07.01.95 по 22.01.95 скважина работала самостоятельно, а с 23.01.95 – по схеме газлифтной эксплуатации с подачей газа по метанолопроводу в затрубное пространство. К основным характерным особенностям эксплуатации скважины можно отнести следующие. В первые два дня после обработки скважины она работала с дебитами газа сепарации 62 – 66 тыс. м^3/сут. После того, как 08.01.95 скважину "поджали" штуцером, дебит скважины стал около 50 тыс. м^3/сут. Заметное снижение дебита газа сепарации с 51 до 37 тыс. м^3/сут произошло 12.01.95 – 13.01.95. В этот момент скважину вновь "разжали", что вызвало увеличение дебита газа до 61 тыс. м^3/сут. Изменение дебита сопровождалось соответствующим изменением устьевых давлений. Повторное интенсивное снижение дебита газа происходило в течение 16.01.95 – с 56 до 46 тыс. м^3/сут и 17.01.95 – до 32 тыс. м^3/сут.

С 19.01.95 по 23.01.95 по организационным причинам скважина работала на блок низкодебитных скважин. В этот период времени по скважине производились контрольные часовые замеры. Учитывая снижение дебита газа сепарации до низких значений (с точки зрения устойчивого выноса жидкости) – 20 тыс. м^3/сут, скважину с 23.01.95 перевели на газлифтную эксплуатацию. Газлифт осуществлялся с подачей газа в затрубное пространство. Скважину удалось освоить 24.01.95, а с 26.01.95 по 01.02.95 скважина устойчиво работала на газлифте с дебитами газа сепарации 27 – 34 тыс. м^3/сут. Затем ее остановили на один день по техническим причинам, после чего в течение трех дней (02.02.95 – 05.02.95) она работала без

газлифта со снижающимся дебитом от 24 до 19 тыс. $м^3$/сут. После этого скважина была переведена на блок низкодебитных скважин без подачи газа высокого давления (ГВД).

Контрольные замеры при эксплуатации скважины газлифтом были проведены 23.02.95 – 25.02.95. Скважина работала устойчиво с дебитами 26 – 32 тыс. $м^3$/сут. Выполненные в марте 1995 г. повторные контрольные замеры технического режима скважины и геофизические исследования выявили нарушения герметичности НКТ на глубине 200 м. Скважина была остановлена для проведения ремонтных работ.

Достаточно эффективное удаление жидкости из призабойной зоны скважины подтверждалось уменьшением репрессии в ходе нагнетания газа при практически постоянном расходе газа. Улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта при нагнетании отражалось в динамике коэффициента фильтрационного сопротивления A. На рис. 3.59, *а* представлена зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления A от объема нагнетаемого в ходе обработки сухого газа. Как видно из этого рисунка, после закачки в пласт 561 тыс. $м^3$ газа коэффициент фильтрационного сопротивления уменьшился в 3,2 раза, и особенно значительное уменьшение его наблюдалось в первый момент после нагнетания 100 – 200 тыс. $м^3$. После пуска скважины в эксплуатацию отмечалось некоторое увеличение коэффициента фильтрационного сопротивления A, особенно значительное (A = 2,2 $МПа^2 \cdot$ сут/тыс. $м^3$/сут) в момент отбора из скважины газа в объеме, равном объему закачанного газа. Как показали результаты газоконденсатных исследований скважины, в этот же момент отмечался подход к скважине смеси, состоящей из пластового газа и закачанного сухого газа, также содержащей примесь более тяжелых компонентов (ранее содержавшихся в ретроградной жидкости). При дальнейшем отборе из скважины газа коэффициент фильтрационного сопротивления A стабилизировался на значениях около 2,0 $МПа^2 \cdot$ сут/тыс. $м^3$/сут, что в 1,7 раза меньше, чем начальное (до обработки скважины) значение коэффициента A. Это вполне объясняется перераспределением насыщенности коллектора в прискважинной зоне пласта ретроградным конденсатом.

Дополнительную информацию об эффективности воздействия на призабойную зону скважины позволяет получить комплекс исследований, выполненных в ходе отработки скважины сотрудниками Вуктыльского ГПУ и СеверНИПИГАЗа. Он включал: контроль за параметрами работы скважины, замеры забойного давления, отбор проб сырого конденсата и газа сепарации с целью определения состава добываемой продукции, периодический отбор проб выветренного конденсата, воды и газа сепарации с целью контроля изменения их состава и свойств. Исследования проводились по схеме одноступенчатой сепарации через исследовательскую линию УКПГ. Кроме того, проведено четыре полных комплекса газоконденсатных исследований с целью определения состава добываемой продукции пласта. Периодически отбирались также пробы воды, выветренного конденсата и газа сепарации. По результатам исследований изменения состава продукции скважины, физико-химических свойств и фракционного состава стабильного конденсата сделаны следующие выводы.

1. Добываемая после обработки скважины продукция представляла собой смесь пластового и тюменского газа (использованного для воздействия). Доля тюменского газа по мере отработки скважины уменьшалась.

2. Содержание конденсата в продукции скважины по мере отбора газа

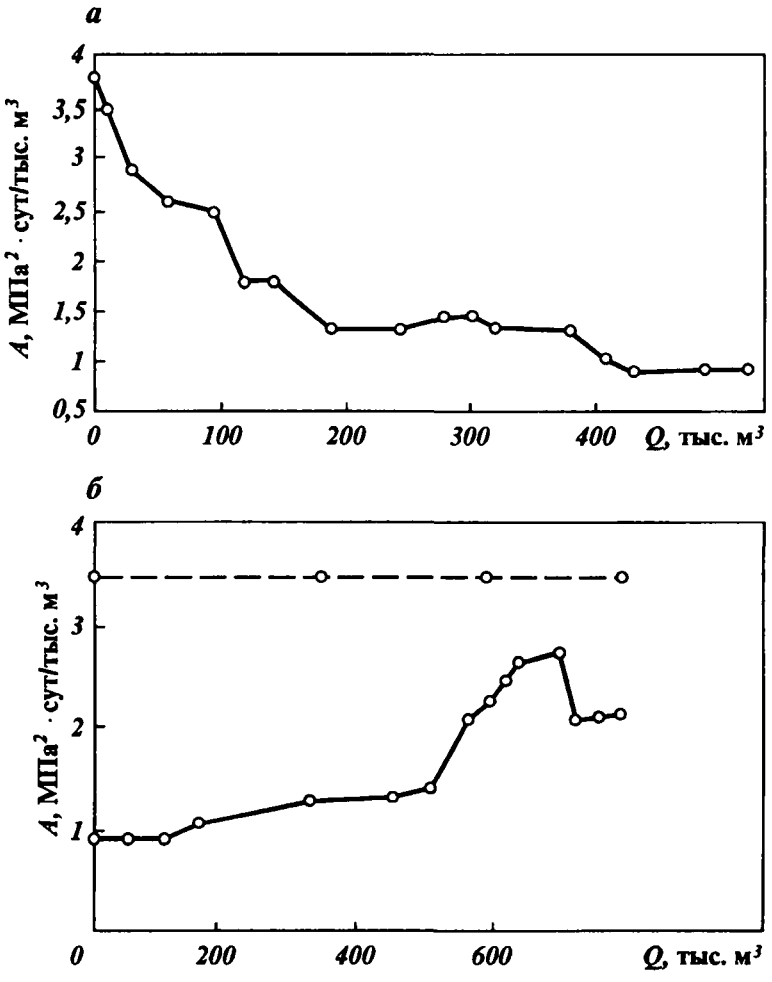


Рис. 3.59. Зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления *A* от объема газа для скв. 95 Западно-Соплесского НГКМ:
а — от объема сухого газа, закачанного при обработке скважины; *б* — от объема отобранного из скважины газа после ее обработки; штриховая линия — значение коэффициента до обработки

постепенно увеличивалось. При этом в последний день исследований (24.02.95) текущее содержание конденсата (69,6 г/м^3) приближалось к прогнозному его значению для скважин "сухого" поля (73 г/м^3).

3. В продукции скважины отсутствовали жидкие пластовые углеводороды (ретроградный конденсат или нефть).

4. На основе проведенного комплекса ГКИ отмечалось также существенное увеличение дебита газа сепарации (от 3 до 26 тыс. м^3/сут) при практически одинаковой депрессии, а также существенное увеличение притока к скважине пластового газа и вместе с ним конденсата пластового газа.

Обработка скважины № 32 Западный Соплесск

Скв. 25 Западно-Соплесского НГКМ расположена в сводовой части залежи. В скважине вскрыты два (верхний и средний) пласта старооскольского горизонта. В районе скважины по II циклопачке (средний пласт) отмечаются высокопроницаемые коллекторы с некоторым их обособлением. Параметры *kh* и *mh* по пласту составляют соответственно 3168 мкм^2·м и 2,35 м. Верхний пласт (III циклопачка) в районе скважины характеризуется низкими фильтрационными свойствами. Параметры *kh* и *mh* равняются 51,3 мкм^2·м и 1,05 м.

Скважина была введена в эксплуатацию 14.04.88. Продуктивность скважины и ее дебит значительно снизились в ходе ее эксплуатации, что объяснялось развитием в призабойной зоне скважины двухфазной фильтрации газа и жидкости. В качестве данных, характеризующих продуктивность скважины, могут быть представлены результаты исследований скважин на продуктивность, выполненных 17.04.92 – 22.04.92. Коэффициент продуктивности скважины по газу в этот период ее эксплуатации составлял 0,22 тыс. м^3/сут · МПа. Коэффициент продуктивности скважины по жидкости при этом равнялся 0,22 т/сут · МПа. Дополнительные осложнения в эксплуатации скважины были вызваны также смятием эксплуатационной колонны.

Как и по многим скважинам залежи, значительное снижение дебита скважины отмечалось начиная с 1991 – 1993 гг., в результате чего резко ухудшились условия выноса жидкости с забоя и она перестала работать самостоятельно.

Опытно-производственные работы по обработке призабойной зоны скважины проводили с 09.06.96 по 21.06.96. Среднесуточный дебит закачки составил 65 тыс. м^3/сут при изменении давления на буфере от 16,8 до 10,5 МПа. Репрессия на пласт снизилась с 12,01 до 3,32 МПа. Уменьшение репрессии на пласт в ходе процесса нагнетания газа, при практически постоянных расходах, наглядно подтверждает достаточно эффективное удаление жидкости из призабойной зоны скважины. Коэффициент фильтрационного сопротивления *A* в ходе обработки скважины уменьшился в 2,5 раза, причем наиболее интенсивное его изменение отмечалось при суммарных объемах закачки газа до 150 тыс. м^3 (рис. 3.60). Всего закачали в пласт 773,1 тыс. м^3. Для стабилизации давления и температуры, а также для обеспечения более полного процесса частичного испарения в закачанный газ промежуточных и тяжелых компонентов из пластовой жидкости скважину закрыли на 13 дней.

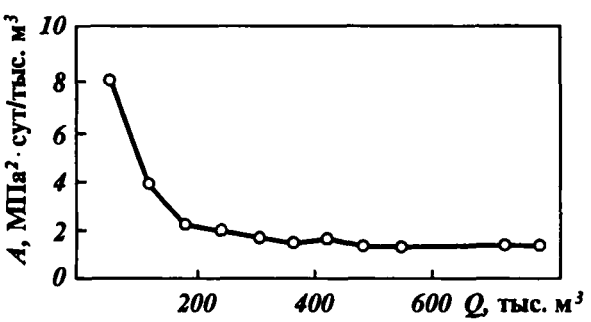


Рис. 3.60. Зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления *A* скв. 95 Западно-Соплесского НГКМ от объема закачанного газа

Скважину пустили в работу 04.07.96 по замерной нитке УКПГ с целью определить эффективность обработки призабойной зоны "сухим" тюменским газом. В процессе исследований выполнены следующие виды работ: контроль за параметрами работы скважины; отбор проб поступающей жидкости для определения ее состава и свойств; контрольные замеры дебитов добываемого газа и конденсата. Исследования проводились по схеме одноступенчатой сепарации через исследовательскую линию УКПГ. Дебит газа сепарации определяли методом переменного перепада давления на замерном узле, расположенном после сепаратора 1-й ступени с диафрагмой диаметром 50,17 мм (внутренний диаметр трубопровода 131 мм). Дебит жидких флюидов определяли по времени их накопления в фиксированном объеме сепаратора и атмосферной замерной емкости объемом 7 м^3.

В период с 04.07.96 по 09.07.96 после пуска скважина работала самостоятельно с постепенным снижением дебита газа от 34 до 27 тыс. м^3/сут, дебитом конденсата около 0,75 тыс. м^3/сут по замерной линии УКПГ. Из-за аварии на газопроводе 09.07.96 скважина была остановлена. После повторного пуска скважины в работу, в период исследований с 16.07.96 по 22.07.96, дебит ее оставался на прежнем (до остановки) уровне. Дебит конденсата возрос до 2,8 м^3/сут, по-видимому, из-за поступления его в жидком виде в призабойную зону пласта во время простоя скважины с 09.07.96 по 16.07.96. На основании результатов исследований (проведенных 17.07.96) фракционного состава добываемого конденсата специалисты СеверНИПИгаза сделали вывод о появлении жидких пластовых флюидов в продукции пласта и приближении их по составу к фоновому. По сравнению с исследованиями 07.07.96 – 08.07.96 отмечалось увеличение температуры конца кипения и выкипания 90 % фракций стабильного конденсата. Цвет конденсата стал темнее. Дополнительным доказательством очистки призабойной зоны пласта за счет обработки ее "сухим" газом может явиться присутствие в составе продукции скважины фильтрата бурового раствора.

Из предварительных результатов исследований можно видеть, что обработка сухим газом призабойной зоны скважины привела к увеличению продуктивности скважины как по газу, так и по конденсату за счет снижения коэффициентов фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта и увеличения относительной проницаемости по газу. Дебит газа сепарации в результате обработки увеличился с 2 до 26 тыс. м^3/сут. Дальнейшую эксплуатацию скважины рекомендовали осуществлять с периодическими обработками ее призабойной зоны сухим газом.

Обработка скважины Тимофеевского месторождения диоксидом углерода

Опытно-промысловые работы по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин диоксидом углерода проводились на одной из скважин Тимофеевского месторождения (Украина) в 1987 г. Достаточно подробно этот процесс описан в работе Р.М. Тер-Саркисова, М.А. Пешкина и Е.С. Бикмана [6]. Одной из особенностей данной обработки скважины явился способ подачи диоксида углерода на забой скважины. На скважину диоксид углерода доставляли в жидком виде в изотермических цистернах и затем закачивали с помощью насоса ЦА-420 через головку

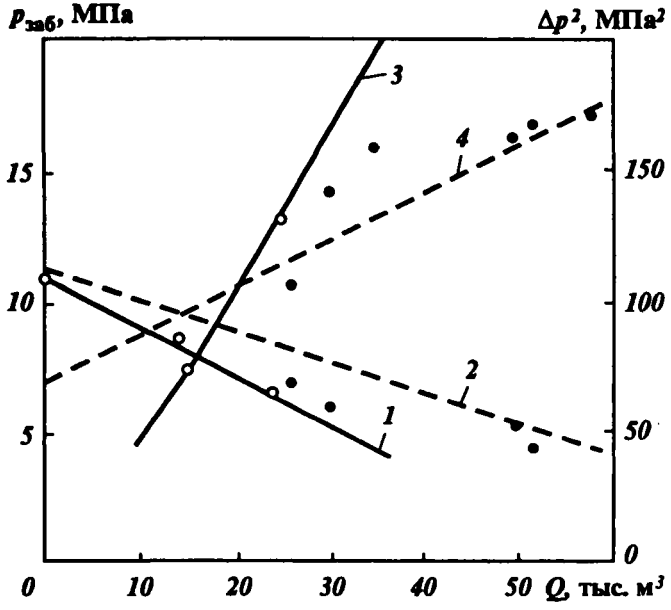


Рис. 3.61. Индикаторные линии, снятые на скв. 1 Тимофеевского месторождения до и после обработки ее диоксидом углерода.
Забойное давление: *1* — до закачки, *2* — после закачки. Δp^2: *3* — до закачки, *4* — после закачки

фонтанной арматуры в насосно-компрессорные трубы. При движении по стволу скважины из-за повышения температуры на определенной глубине диоксид углерода переходил в газообразное состояние.

Обработка призабойной зоны диоксидом углерода позволила существенно увеличить дебит скважины. Об эффективности воздействия можно судить по индикаторным линиям, снятым по скважине до и после ее обработки (рис. 3.61). Анализ этих индикаторных линий показывает, что продуктивность скважины после обработки ее призабойной зоны увеличилась с 1,3 до 1,5 раза для различных режимов эксплуатации скважины.

3.4.4

Основные положения технологии обработки призабойных зон газоконденсатных скважин сухим газом

Эффективность проведения обработок призабойных зон скважин в значительной мере определяется точным соблюдением основных положений (правил) воздействия. Эти положения составляют технологию обработки скважин, которая, кроме общих принципов воздействия, включает в себя и ряд конкретных положений, таких как выбор скважин для обработки, объем нагнетаемых агентов, давление и темпы нагнетания, схему обвязки скважин, а также последовательность операций при обработке призабойных зон скважин.

Выбор газоконденсатных скважин для обработки

Выбор газоконденсатных скважин, пригодных для обработки их призабойных зон углеводородными растворителями, должен производиться в соответствии с двумя основными положениями.

1. Среднее пластовое давление в окрестностях скважины должно быть близко к давлению максимальной конденсации пластовой газоконденсатной смеси или, что еще лучше, ниже его на 25—30 %.

2. Основное ухудшение продуктивности скважины в ходе ее эксплуатации должно быть вызвано накоплением конденсата в призабойной зоне скважины.

Соблюдение первого положения при выборе скважины для обработки позволяет избежать быстрого повторного накопления конденсата у забоя скважины и обеспечить продолжительный эффект от обработки скважины. Выполнение второго положения позволяет исключить из рассмотрения те скважины, ухудшение продуктивности которых было вызвано не накоплением конденсата в призабойной зоне скважины, а чисто техническими причинами (в числе которых может оказаться ухудшение состояния внутрискважинного оборудования, загрязнение призабойных зон в результате проведения различных ремонтных работ и воздействий на пласт).

Объем нагнетаемых агентов. Давление и темпы нагнетания

Объем нагнетаемых углеводородных растворителей, необходимых для обработки пласта, в общем случае должен определяться расчетами. При этом учитывают необходимость оттеснения вала ретроградного конденсата за пределы призабойной зоны (зоны "динамической" конденсации), а также снижения насыщенности конденсатом пористой среды пласта до значений ниже критических (обеспечивающих его подвижность) в пределах призабойной зоны и вне ее. Такие расчеты могут проводиться на основе математического моделирования многокомпонентной фильтрации углеводородов в пористом коллекторе, например в соответствии с моделью, представленной в разд. 3.2 настоящей работы. В результате этих расчетов устанавливается также наиболее оптимальный состав углеводородных растворителей и радиус зоны обработки пласта. Объем растворителей в этом случае определяется из известного радиуса (а соответственно и объема) зоны обработки пласта.

Для приближенных расчетов необходимых объемов растворителей можно принимать радиус зоны обработки скважин около 15—20 м. Согласно данным теоретических исследований [6], нагнетание сухого газа в таких объемах обеспечивает достаточно эффективную обработку призабойной зоны пласта для различных термобарических условий начальных составов пластовой смеси. Для случая обработки призабойных зон метаном или диоксидом углерода такие объемы нагнетания газа могут оказаться даже несколько завышенными, в то время как при закачке азота они оказываются минимально необходимыми (вследствие худшей испаряющей способности азота).

Давление нагнетания и темп нагнетания сухого газа и жидких углеводородных растворителей определяются характеристиками используемого

для закачки оборудования и коллекторскими свойствами пласта. При обработке скважины сухим газом они практически не зависят от термобарических условий пласта, составов пластовой смеси и нагнетаемого сухого газа (поскольку процесс не требует поддержания условий полного смешивания пластовой системы и нагнетаемого газа). Поэтому, например, при использовании для закачки газа компрессора давление и расход могут ограничиваться предельными значениями этих параметров, предусмотренными техническими возможностями компрессора. В этом случае при обработке низкопроницаемых коллекторов возможно ограничение темпов нагнетания из-за необходимости поддержания значительных репрессий на пласт (а следовательно, и давления нагнетания, близкого к предельному давлению на выходе компрессора). При обработке высокопроницаемых пластов расход нагнетаемого газа может ограничиваться величиной максимального расхода компрессора (давление нагнетания в этом случае будет определяться "поглощающими" возможностями пласта).

В случае обработки скважины жидкими углеводородными растворителями давление нагнетания должно обеспечивать полную смешиваемость нагнетаемых рабочих агентов и пластовой смеси.

Схема обвязки скважин

Обработка газоконденсатных скважин растворителями не требует внесения существенных изменений в устьевое оборудование скважин и схему обвязки скважин. Нагнетание растворителя, в зависимости от конкретных условий эксплуатации скважин и их технического состояния, может производиться как по затрубью, так и по лифтовой колонне труб. В случае обработки скважин сухим газом дополнительно к скважине подключается линия от источника газа высокого давления (компрессор, линия высоконапорного газа и т.д.).

Последовательность операций при обработке призабойных зон скважин

Обработка призабойных зон скважин в зависимости от условий эксплуатации скважин может включать в себя выполнение различных операций и подготовительные работы. Основной комплекс операций по обработке включает следующее.

1. Подключение к скважине источника газа высокого давления (в частности, передвижного компрессора или линии сухого газа высокого давления), а также емкости с жидкими углеводородными растворителями и нагнетающими ее агрегатами (как правило, в одной линии с источником газа высокого давления).

2. Закрытие скважины путем перекрытия ее шлейфов (порядок выполнения операций в пунктах 1 и 2 может меняться в зависимости от условий газового промысла).

3. Нагнетание требуемого объема растворителей при заданных расходах и давлениях.

4. Отключение от скважины агрегатов высокого давления и емкостей с растворителями.

5. Выдержка скважины после обработки в течение определенного времени для усиления процесса частичного испарения в нагнетаемый газ

промежуточных и тяжелых компонентов из пластовой жидкости. Время остановки скважины после ее обработки может составлять несколько суток и уменьшается для скважин, нагнетание газа в которые производилось малыми темпами.

6. Пуск скважины в эксплуатацию с малыми дебитами (на уровне 30—50 % от их величины до обработки). Продолжительность периода эксплуатации скважин с такими дебитами составляет несколько суток. Тем самым обеспечивается равновесие в призабойной зоне пласта газовой и жидкой фазы и исключается образование "вала" вторичного конденсата в ней.

7. Установка рабочих дебитов, соответствующих намеченным технологическим режимам.

3.4.5

Глубокая газовая репрессия на призабойную зону скважин

В качестве одного из направлений дальнейшего совершенствования обработки газоконденсатных скважин сухим газом можно рассмотреть метод глубокой газовой репрессии. Он заключается в воздействии на призабойную зону скважин закачкой сухого газа в сочетании с одним из способов интенсификации добычи, основанным на улучшении значений абсолютной проницаемости коллектора у забоя скважины. Эффективность предлагаемого метода глубокой газовой репрессии исследовали путем математического моделирования процесса эксплуатации газоконденсатной скважины при применении этого метода воздействия. Расчеты выполнялись для различных вариантов воздействия, различающихся размерами зоны повышенной проницаемости и соотношением проницаемостей коллектора в этой зоне и в пласте, объемами нагнетания сухого газа, а также значениями текущего пластового давления, при котором производится воздействие. Основные исходные данные по вариантам расчета представлены в табл. 3.8. В расчетах использовалась модельная газоконденсатная смесь № 1 (см. табл. 3.3—3.4). Рассматривалось воздействие при давлении 20 МПа. Таким образом, выбирались условия, не совсем благоприятные для обработки газоконденсатной скважины газом, поскольку пластовое давление оказывалось довольно близким по значению к давлению максимальной конденсации газоконденсатной смеси. Объемы нагнетаемого сухого газа задавали с учетом того, что параметр $Q/(mh) = 20-25$ тыс. м^3/м, где Q — объем нагнетаемого газа в атмосферных условиях; m и h — пористость и толщина пласта.

В варианте 1Р рассматривалась обычная обработка призабойной зоны скважин сухим газом без осуществления мероприятий по улучшению коллекторских свойств пласта. В вариантах 2Р—5Р изучалась эффективность глубокой газовой репрессии при создании у забоя скважины зоны с повышенной проницаемостью коллектора радиусом от 3 до 15 м и соотношением проницаемостей, равным 20 (коэффициенты проницаемости коллектора у забоя скважины и в пласте 0,6 и 0,03 мкм^2). Предполагалось, что мероприятия по улучшению фильтрационных характеристик коллектора в этих вариантах приводили к увеличению проницаемости коллектора по всей толщине пласта и не вызывали существенного изменения пористости

Таблица 3.8

Основные исходные параметры расчета вариантов глубокой газовой репрессии

Номер варианта	Коэффициент проницаемости пласта, 10^{-15} м^2	Коэффициент проницаемости зоны (элемента) с улучшенными свойствами, 10^{-15} м^2	Коэффициент пористости пласта, %	Доля (по толщине пласта) высокопроницаемой части коллектора, %	Радиус зоны (элемента) с улучшенными свойствами, м
1Р	30	30	15	100	0
2Р	30	600	15	100	2,5
3Р	30	600	15	100	5,0
4Р	30	600	15	100	10,0
5Р	30	600	15	100	15,0
6Р	30	3000	15	100	2,5
7Р	30	3000	15	100	5,0
8Р	30	3000	15	100	10,0
9Р	30	3000	15	100	15,0
10Р	30	3000	15	7	2,5
11Р	30	3000	15	7	5,0
12Р	30	3000	15	7	10,0
13Р	30	3000	15	7	15,0

коллектора в обратной зоне (коэффициент пористости коллектора задавался равным 15 % по всему пласту). Таким образом, рассматривалось воздействие, близкое к соляно-кислотной обработке призабойной зоны (в том числе и массированной СКО в вариантах с радиусом зоны обработки 10–15 м). В вариантах 6Р–9Р изучались особенности глубокой газовой репрессии при осуществлении закачки газа в скважину, вокруг которой создана зона с проницаемостью коллектора в 100 раз более высокой, чем в остальной части пласта, и однородная по своим фильтрационно-емкостным свойствам.

В вариантах 10Р–13Р рассматривалось увеличение общей проницаемости коллектора у забоя скважины за счет создания в середине пласта тонкого высокопроницаемого элемента круглой формы конечного радиуса. Этим элементом моделировалась горизонтальная трещина разрыва или система трещин. При решении задачи конечно-разностными методами сам элемент аппроксимировался системой блоков разностной сетки размерностью $1 \times N$, где N – число блоков по длине высокопроницаемого элемента. Толщина высокопроницаемого элемента составляла 7 % от общей толщины пласта, а проницаемость – 3 мкм^2 при проницаемости коллектора в остальной части пласта 0,03 мкм^2. Простой пересчет показывает, что эти данные соответствуют, например, созданию в пласте с проницаемостью 0,03 мкм^2 трещины толщиной 2–5 мм с проницаемостью 600–1500 мкм^2.

Таким образом, расчетные варианты формировали исходя из необходимости оценки влияния на показатели глубокой газовой репрессии не только параметров зоны улучшенных фильтрационных свойств коллектора, но и характера проводимых мероприятий по интенсификации притока газа. Основные результаты расчетов по вариантам представлены на рис. 3.62–3.64. Для некоторых из вариантов расчета показаны профили насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины до и после обработки ее газом, а также динамика коэффициента продуктивности скважины (соотношение дебита скважины по газу и депрессии) после воздействия на нее.

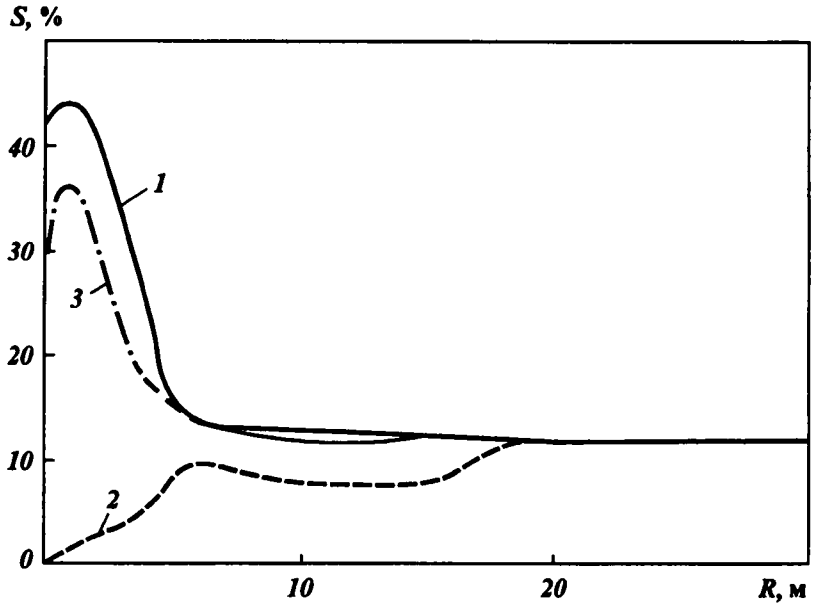


Рис. 3.62. Изменение насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом (вариант 1Р):
1 — до обработки; *2* — после обработки; *3* — через 1 мес

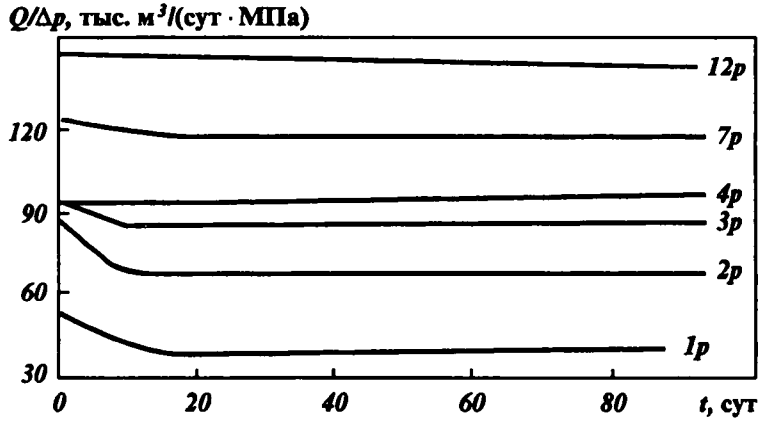


Рис. 3.63. Изменение продуктивности скважины в различных вариантах воздействия на призабойную зону.
Продуктивность до обработки, тыс. м³/(сут·МПа): 1Р — 27,1; 2Р — 54,2; 3Р — 68,8; 4Р — 86,3; *7Р* — 84,4; *12Р* — 126,2

Анализ выполненных расчетов показывает, что обработка газом скважины в однородном коллекторе (вариант 1Р) при рассматриваемых условиях приводит к частичной осушке пласта в зоне радиусом 15—17 м вокруг скважины (рис. 3.62). Вследствие этого продуктивность скважины возрастает в 1,7—1,75 раза (рис. 3.63). Последующая эксплуатация скважи-

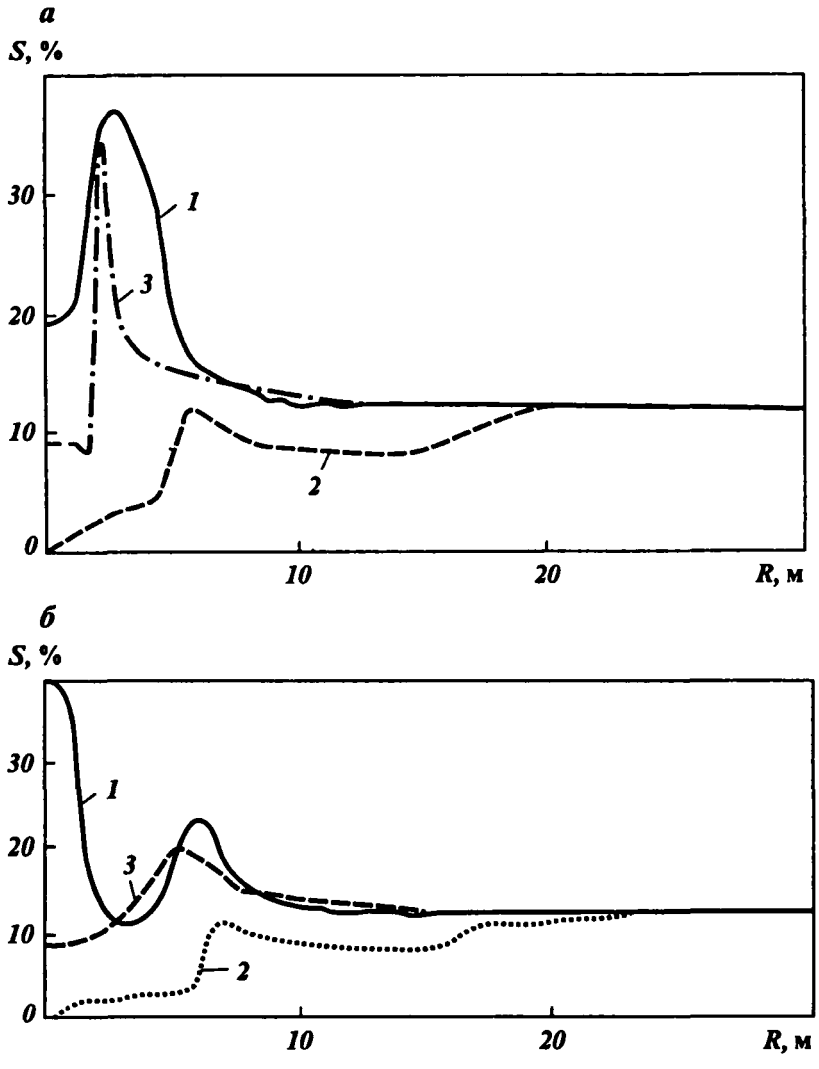
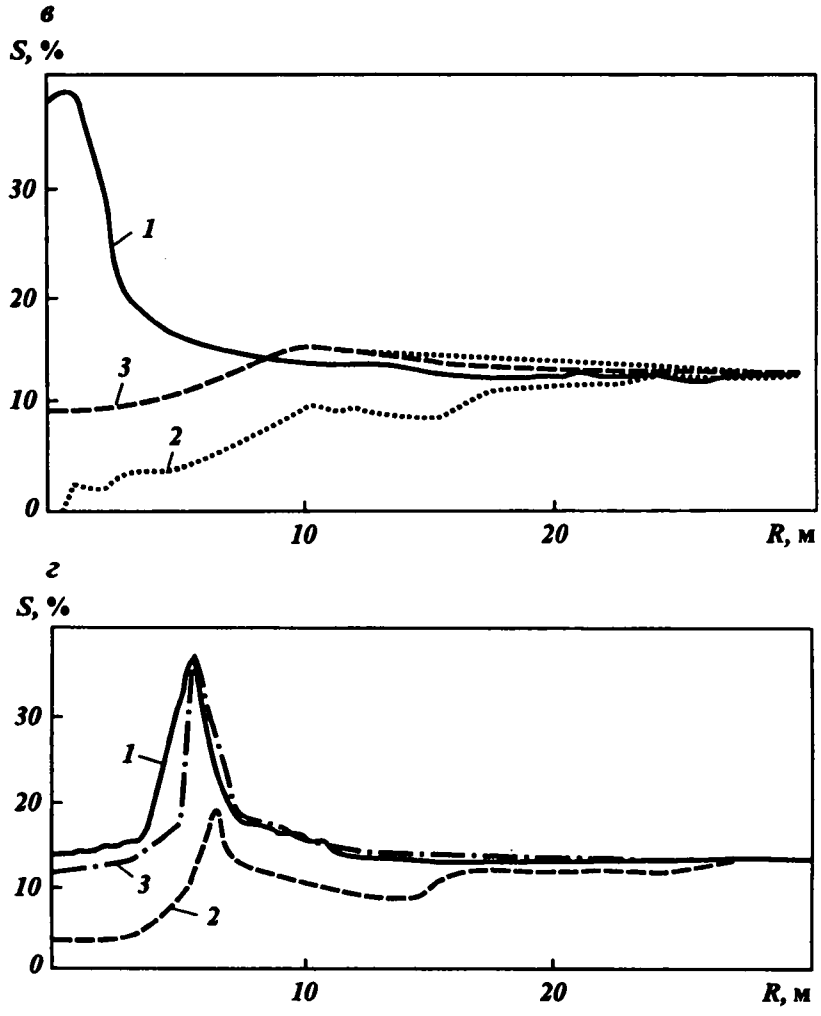


Рис. 3.64. Изменение насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины после глубокой газовой репрессии.
Варианты: *а* — 2Р, *б* — 3Р, *в* — 4Р, *г* — 7Р, *д* — 12Р; *1* — до обработки; *2* — после обработки; *3* — через 3 мес

ны сопровождается повторным накоплением ретроградного конденсата у ее забоя. Тем не менее и по истечении 3 мес эксплуатации скважины продуктивность ее остается на 20—25 % выше, чем до обработки. Глубокая газовая репрессия на призабойную зону оказывается при определенных условиях более эффективной, чем простая обработка скважины сухим газом. На это указывают результаты расчетов по вариантам 2Р—5Р.

Осуществление мероприятий по увеличению проницаемости коллектора у забоя скважин в варианте 2Р приводит к накоплению конденсата на границе разнопроницаемых зон пласта (от 2,5 до 3,0 м) до значений насы-



щенности 0,35—0,37 (рис. 3.64, *а*). Ближе к скважине насыщенность понижается до значений около 0,2. Некоторое отличие в характере распределения насыщенности коллектора конденсатом при относительно небольших размерах зоны повышенной проницаемости от описанных в работе [6] вариантов расчетов наблюдается из-за различия в термобарических условиях и значений соотношения проницаемости. После обработки призабойной зоны скважины сухим газом насыщенность ее конденсатом значительно уменьшается. Несколько более высокая насыщенность коллектора конденсатом отмечается на границе разнопроницаемых зон, т.е. там, где насыщенность коллектора конденсатом до обработки была наиболее высокой. В результате обработки продуктивность скважины увеличивается в 1,7—1,75 раза (см. рис. 3.63). Эксплуатация скважины после ее обработки вызывает повторное накопление конденсата у забоя скважины, но в более

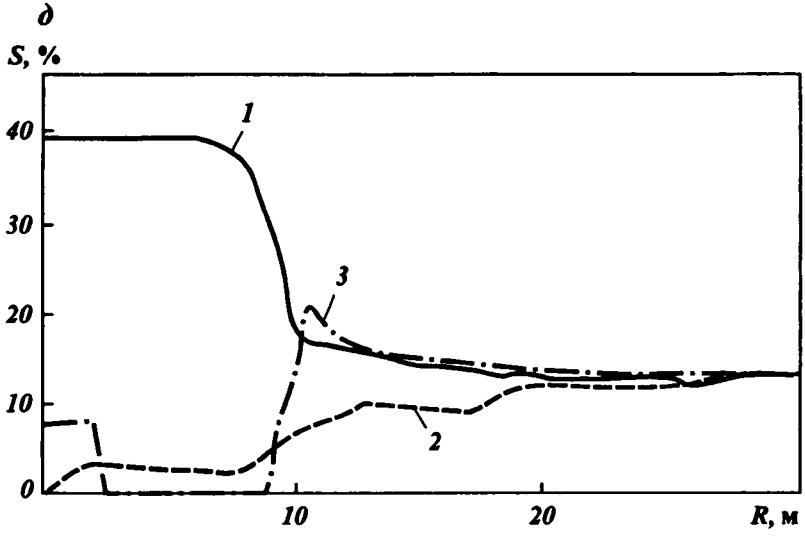


Рис. 3.64. Продолжение

узкой зоне, чем до обработки скважины. Повторное накопление ретроградного конденсата уменьшает продуктивность скважины до значений, в 1,25—1,3 раза превышающих ее продуктивность до обработки. При увеличении радиуса зоны улучшенных фильтрационных свойств коллектора до 5 м (вариант 3Р) интенсивное накопление ретроградного конденсата происходит в двух областях: на границе разнопроницаемых участков коллектора — до значений 0,22—0,24 и рядом со скважиной — до 0,38—0,40 (рис. 3.64, *б*). Нагнетание сухого газа в скважину приводит к частичному удалению ретроградного конденсата из призабойной зоны скважины и увеличению продуктивности скважины в 1,5—1,6 раза (см. рис. 3.63). В процессе последующей эксплуатации продуктивность скважины понижается до значений, в 1,25—1,3 раза превосходящих начальное (до обработки) значения. Повторное накопление конденсата отмечается у границы зоны повышенной проницаемости. Дальнейшее увеличение радиуса зоны повышенной проницаемости пласта до 10—15 м вызывает повышение насыщенности коллектора жидкостью непосредственно рядом со скважиной с одновременным уменьшением ее на контакте разнопроницаемых участков пласта (рис. 3.64, *в*). Обработка призабойной зоны скважины сухим газом в этом случае позволяет увеличить продуктивность скважины в 1,5 раза. Однако после пуска скважины в эксплуатацию ее продуктивность снижается значительно медленнее, чем в вариантах 2Р и 3Р. Так, по истечении 3 мес эксплуатации продуктивность скважины превышала начальные значения в варианте 4Р в 1,3—1,4 раза. Аналогичным образом менялись параметры и при воздействии по варианту 5Р. Для обоих этих вариантов характерно некоторое повышение насыщенности коллектора жидкостью рядом со скважиной.

С увеличением проницаемости коллектора у забоя скважины процесс воздействия глубокой газовой репрессии на пласт качественно несколько изменяется. При некоторых значениях соотношения проницаемостей уве-

личение размеров зоны улучшенных фильтрационных свойств даже несколько снижает эффективность данного способа воздействия. Это видно из результатов расчетов глубокой репрессии по вариантам 6Р – 9Р (с увеличением проницаемости у забоя скважины в 100 раз равномерно по всей толщине пласта). Накопление ретроградного конденсата в этом случае происходит в соответствии с описанной схемой.

При малых радиусах зоны повышенной проницаемости (до 6 – 7 м) значительное насыщение коллектора конденсатом отмечается на границе этой зоны и остального пласта. При больших радиусах (свыше 10 м) на профиле насыщенности выделяются два максимума: у забоя скважины и на границах участков с разной проницаемостью коллектора. Закачка сухого газа вызывает уменьшение насыщенности коллектора у забоя скважины. При этом во всех рассматриваемых вариантах воздействия несколько более высокое насыщение коллектора, чем по всей обработанной части пласта, отмечается в областях с повышенными до обработки значениями насыщенности. В этих же областях в последующем происходит наиболее значительное повторное накопление ретроградного конденсата при эксплуатации скважин. Так, в варианте 6Р максимальная насыщенность коллектора конденсатом (равная 0,37 – 0,38) до нагнетания сухого газа в скважину отмечалась на расстоянии 2,5 – 3 м. Нагнетание газа приводило к уменьшению конденсатонасыщенности в этой зоне до 0,13 – 0,15 при средней насыщенности в обработанной части пласта, изменяющейся от 0,04 до 0,08. В ходе дальнейшей эксплуатации скважины накопление ретроградной жидкости отмечалось в более узкой зоне пласта (радиусом примерно в 2 раза меньшим, чем до обработки), хотя максимальные значения насыщенности коллектора жидкостью даже несколько превышали начальные до обработки значения (на 2 – 3 %). Продуктивность скважины в начальный момент после ее обработки и через 3 мес эксплуатации соответственно в 1,5 – 1,6 и 1,25 раза превышала значения продуктивности перед закачкой газа. Аналогичная динамика изменения насыщенности призабойной зоны скважины наблюдалась в варианте 7Р. Максимальные значения насыщенности, равные 0,34 – 0,35, отмечались на расстоянии 5,5 – 6,0 м от скважины (рис. 3.64, *г*). После обработки сухим газом максимальная насыщенность коллектора составляла 0,17 – 0,18. При эксплуатации скважины насыщенность практически восстанавливалась до своих прежних (до обработки) значений. Продуктивность скважины за счет нагнетания газа увеличивалась в 1,1 – 1,2 раза.

Увеличение радиуса высокопроницаемой зоны до 10 м и более приводило к существенному повторному накоплению ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины после ее обработки сухим газом. Так, в варианте 8Р максимальные значения насыщенности жидкостью до обработки скважины составляли 0,42 – 0,43 на забое скважины и 0,27 – 0,28 на расстоянии около 10 м от скважины. При нагнетании газа насыщенность жидкостью неспосредственно у забоя скважины уменьшалась до значений 0,04 – 0,05, а на границе разнопроницаемых зон пласта – до 0,2. Последующая эксплуатация скважины сопровождалась очень быстрым повторным накоплением конденсата, и уже через неделю насыщенность достигла значений около 0,28 – 0,30 на забое скважины (но при значительно меньших размерах самой зоны повышенной проницаемости) и даже несколько превысила начальные значения насыщенности у границы разнопроницаемых участков пласта. В результате этого продуктивность скважины после ее

обработки возросла всего лишь на 5—7 %. Во многом схожая картина изменения основных параметров глубокой газовой репрессии отмечалась в варианте 9Р. Максимальная насыщенность конденсатом пласта наблюдалась у забоя скважины (0,36—0,37) и на расстоянии 15 м от скважины (0,2—0,21). Обработка скважины сухим газом уменьшала среднюю насыщенность коллектора жидкостью в обработанной зоне до 0,05—0,10 и до 0,25 на расстоянии 15 м от скважины. Повторная конденсация жидкости приводит к особенно значительному увеличению насыщенности жидкостью коллектора на контакте разнопроницаемых участков пласта (до 0,30—0,33) и на забое скважины (до 0,40). Продуктивность скважины за 2 мес уменьшилась до начальных значений.

Совершенно иной характер накопления ретроградного конденсата и удаления его из призабойной зоны газоконденсатных скважин отмечается при создании у забоя скважины тонкого высокопроницаемого элемента конечных размеров (трещина гидроразрыва, система трещин и т.д.). Это видно из профилей насыщенности жидкостью коллектора в призабойной зоне скважин для этих расчетных вариантов. Наиболее показательным в этом отношении является распределение насыщенности жидкостью по пласту вдоль радиальных линий, проходящих через середину высокопроницаемого элемента. Этот профиль насыщенности дает представление о распределении насыщенности в высокопроницаемом элементе (при расстояниях от скважины, меньших радиуса высокопроницаемого элемента) и в низкопроницаемой части призабойной зоны пласта за пределами обработанной зоны (при расстояниях, больших радиуса высокопроницаемого элемента).

В качестве примера такой профиль представлен на рис. 3.64, *д* для варианта 12Р. При значительных размерах высокопроницаемого элемента (свыше 10 м) максимальные значения насыщенности отмечаются в высокопроницаемом элементе пласта (в рассматриваемом варианте 12Р — до 0,39—0,40), но по мере приближения к его границам уменьшаются до значений, близких к среднепластовым. Следует указать также на неравномерное распределение насыщенности пласта по его толщине выше и ниже высокопроницаемого элемента. Насыщенность в этой области пласта оказывается несколько ниже, чем в высокопроницаемом элементе, и убывает по мере приближения к кровле и подошве пласта. Обработка призабойной зоны скважины газом приводит к осушке высокопроницаемой части пласта (до значений насыщенности жидкостью 0,03—0,04) и формированию зоны повышенной насыщенности на границе разнопроницаемых частей пласта. Особенно значительное насыщение пласта жидкостью на границе разнопроницаемых участков пласта отмечается с увеличением радиуса высокопроницаемого элемента (до 0,33—0,35 в варианте 13Р). В период эксплуатации скважины повторная конденсация ретроградной жидкости наблюдается в основном у забоя скважины. Продуктивность скважины в этих вариантах увеличивается на 10—15 % непосредственно после ее обработки, а затем постепенно снижается до значений, близких к начальным (для варианта 12Р это показано на рис. 3.63).

Несколько иная динамика профиля насыщенности отмечается при осуществлении глубокой газовой репрессии с меньшими размерами высокопроницаемых элементов у забоя скважины (до 5—7 м). До нагнетания газа в призабойную зону скважины в этом случае высокая насыщенность жидкостью (около 0,38—0,40) отмечается во всем высокопроницаемом эле-

менте пласта. За пределами этого элемента насыщенность жидкостью вдоль радиальной координаты (с увеличением радиуса) постепенно понижается до средних по пласту значений. Нагнетание газа в призабойную зону скважины приводит к преимущественной фильтрации его по высокопроницаемому элементу и прилегающей к нему низкопроницаемой части коллектора, что вызывает снижение насыщенности жидкостью в этой зоне пласта до значений 0,04—0,09. Повторное накопление конденсата в период эксплуатации скважины несколько повышает насыщенность коллектора в обработанной зоне пласта. При этом максимальное накопление жидкости (до максимальной насыщенности около 0,24—0,25) происходит на границе высокопроницаемого элемента. Значительно меньше изменяется насыщенность при закачке газа в пласте выше и ниже высокопроницаемого элемента. Продуктивность скважины после обработки возрастает в 1,7 раза, но затем понижается до значений, в 1,4 раза превышающих начальное до обработки. Основное накопление ретроградного конденсата в варианте 11Р происходит в высокопроницаемом элементе у забоя скважины (до 0,32—0,33) и на границе этого элемента (0,37—0,38). За пределами этого элемента насыщенность жидкостью быстро снижается до средних по пласту значений. Нагнетание газа приводит к уменьшению насыщенности в высокопроницаемой части пласта до 0,03—0,04 и в низкопроницаемой части до 0,09—0,11. Последующее накопление конденсата повышает насыщенность коллектора с максимальными значениями до 0,14—0,15 — у скважины и 0,21—0,22 — на границе высокопроницаемого элемента. Продуктивность скважины после длительной ее эксплуатации устанавливалась в 1,1 раза выше, чем начальное ее значение.

Представленные результаты расчетов объясняются своеобразным характером изменения давления у забоя скважины в неоднородном пласте и распределением в нем фильтрационных потоков при смешивающейся фильтрации газов. Равномерное по толщине пласта увеличение проницаемости коллектора у забоя скважины вызывает немонотонное увеличение насыщенности коллектора жидкостью. Нагнетание сухого газа в призабойную зону скважин приводит к испарению части высококипящих углеводородов из ретроградной жидкости в газ и переносу их этим газом в глубь пласта. Непосредственно у забоя скважины в зоне радиусом 1—3 м фильтруется газ в объеме нескольких тысяч поровых объемов этой зоны. В результате происходит достаточно полная "осушка" коллектора в этой зоне пласта даже при высоких значениях насыщенности коллектора жидкостью.

На границе разнопроницаемых участков пласта, несколько удаленных от скважины, фильтруется уже значительно меньший объем сухого газа. Поэтому насыщенность коллектора жидкостью в этой зоне пласта уменьшается уже в меньшей мере. При определенных размерах высокопроницаемой зоны пласта дальнейшее увеличение этой зоны ведет к нарастанию насыщенности жидкостью непосредственно у забоя скважины с уменьшением ее значений на границе разнопроницаемых зон пласта. Это вызывает непропорциональное увеличение продуктивности скважин с ростом радиуса зоны улучшенных фильтрационных свойств. Обработка призабойных зон скважин сухим газом позволяет удалить жидкость из призабойной зоны скважины и повысить продуктивность скважины. Повторное накопление ретроградной жидкости происходит вследствие поступления газоконденсатной смеси из области более высоких в область более низких давле-

ний. Значительно ускоряют повторную конденсацию жидкости два фактора. Во-первых, в газовой фазе, удаленной за пределы обработанной зоны пласта, присутствует часть испаренных из жидкости высококипящих углеводородов (определенная доля испаренных углеводородов успевает конденсироваться за пределами обработанной зоны). Поступая обратно в обработанную зону пласта, они в ней частично конденсируются. Во-вторых, не удаленная из призабойной зоны жидкость является неравновесной газовой фазе, поступающей из-за пределов обработанного участка пласта, и между ними интенсивно протекают массообменные процессы с конденсацией высококипящих углеводородов. Таким образом, повторное накопление жидкости происходит на границе разнопроницаемых участков пласта (максимальные значения насыщенности коллектора жидкостью) и в областях наибольшего изменения давления. Как отмечалось выше, при определенных значениях проницаемости и размеров зоны улучшенных фильтрационных свойств с ростом этих параметров наблюдается возрастание градиентов давления у забоя. В результате в вариантах с высокой проницаемостью коллектора у забоя скважины более интенсивно протекает повторное накопление конденсата у забоя скважины и на границе разнопроницаемых участков пласта. Это объясняет более низкую эффективность глубокой газовой репрессии при очень высоких значениях проницаемости коллектора в призабойной зоне скважин.

Несколько иная картина изменения насыщенности коллектора жидкостью возникает при нагнетании газа в сочетании с интенсификацией притока газа к скважине за счет гидроразрыва или иных методов воздействия, преполагающих неравномерное распределение проницаемости коллектора по толщине пласта. В этом случае наиболее значительное накопление ретроградной жидкости отмечается в высокопроницаемом элементе пласта (трещине разрыва, системе трещин и т.д.). Между тем продуктивность скважины определяется проводимостью как этого элемента, так и окружающих его пород (пропорционально их доле по толщине пласта). Поэтому продуктивность скважины не изменяется прямо пропорционально проводимости высокопроницаемой части коллектора, что во многом определяет эффективность глубокой газовой репрессии на призабойную зону скважин. При нагнетании газа в скважину через высокопроницаемый элемент фильтруется или основное его количество (при его значительном радиусе), или достаточно значительная часть (при малом его радиусе). За счет этого достигается значительное уменьшение насыщенности жидкостью высокопроницаемой части пласта. В зависимости от размеров высокопроницаемого элемента пласта повторное накопление ретроградного конденсата происходит или на его границе, или непосредственно рядом со скважиной. Тем не менее на изменение продуктивности скважины значительно влияет также степень изменения насыщенности пласта в низкопроницаемой части. Более эффективное удаление жидкости из низкопроницаемой части пласта происходит с уменьшением доли высокопроницаемой части пласта (т.е. с уменьшением ее размеров). В этом случае более значительно и изменение продуктивности газоконденсатной скважины.

Таким образом, представленные результаты исследований показывают, что повысить продуктивность газоконденсатных скважин можно за счет метода глубокой газовой репрессии на призабойную зону скважин. Он заключается в воздействии на призабойную зону скважин одним из методов интенсификации притока газа в сочетании с обработкой ее сухим га-

зом. Осуществление глубокой газовой репрессии приводит к увеличению продуктивности скважины за счет снижения всех составляющих скин-эффекта, обусловленных снижением абсолютной и относительной фазовой проницаемости коллектора. Одним из преимуществ глубокой газовой репрессии является длительная (в течение 3–6 мес) эксплуатация скважины с повышенным дебитом после воздействия на нее. Наиболее предпочтительными методами улучшения фильтрационных свойств коллектора при глубокой газовой репрессии являются методы, обеспечивающие равномерное увеличение проницаемости по толщине коллектора (например, СКО).

3.5

Повышение продуктивности газоконденсатных скважин путем обработки их призабойных зон жидкими углеводородными растворителями

Обработка призабойных зон газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями направлена на удаление ретроградного конденсата от забоя скважины в глубь пласта и улучшение условий притока к скважине газа. Для удаления ретроградного конденсата могут быть использованы различные по своему составу углеводородные смеси, находящиеся при термобарических условиях пласта в жидком состоянии. В качестве таких растворителей наиболее часто используются углеводороды C_{2-5} в чистом виде или в виде их смесей различного состава. Название "обработка призабойных зон скважин жидкими углеводородными растворителями" несколько условное, поскольку при воздействии вслед за жидкими (в пластовых условиях) растворителями в скважину закачивают сухой газ. Таким образом в призабойной зоне пласта создается оторочка из жидких углеводородов, оттесняемая от скважины сухим газом.

3.5.1

Основные принципы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями

К настоящему времени по проблеме восстановления продуктивности газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями уже выполнен значительный объем исследований как в России, так и за рубежом. На их основе разработаны основные принципы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин и созданы соответствующие тех-

нологии повышения продуктивности скважин. Особое внимание в исследованиях процессов обработки призабойных зон скважин уделялось пластовым газоконденсатным смесям в условиях призабойной зоны пласта, влиянию на процесс обработки компонентного состава и свойств нагнетаемых углеводородных смесей, а также определению наиболее оптимальных условий для воздействия. Проблема восстановления продуктивности газоконденсатных скважин наиболее полно изучена В.Л. Вдовенко, А.И. Гриценко, Н.А. Гужовым, Е.М. Гурленовым, Б.В. Макеевым, В.А. Николаевым, В.Г. Подюком, В.В. Ремизовым, Р.М. Тер-Саркисовым, Н.Н. Трегуб, А.В. Федосеевым, А.Н. Шандрыгиным, I.M. Cucuiat. Результаты этих исследований позволили получить довольно полное представление о физических основах метода воздействия, а также установить характер влияния различных факторов на эффективность процесса восстановления продуктивности скважин при обработке их призабойных зон жидкими углеводородными растворителями.

Физические основы метода воздействия

Согласно существующим данным теоретических и экспериментальных исследований, последовательное нагнетание жидкого углеводородного агента и сухого углеводородного газа приводит к развитию процесса многоконтактного смешивающегося вытеснения газоконденсатной смеси из призабойной зоны скважины. В призабойной зоне скважины образуется оторочка углеводородной жидкости, продвигаемая в глубь пласта сухим газом. На переднем фронте оторочки происходит многоконтактное смешивающееся вытеснение ретроградного конденсата углеводородным растворителем с преобладанием процесса конденсации. В свою очередь, на заднем фронте оторочки происходит вытеснение жидкости газом в условиях смешивающегося вытеснения с преобладанием процесса испарения. За счет этого происходит полное вытеснение жидкости из призабойной зоны (как ретроградного конденсата, так и жидкого углеводородного растворителя), и насыщенность пласта жидкостью в обработанной зоне близка к нулю. На границах обработанной области образуется "вал", состоящий из жидкого растворителя и пластовой жидкости с насыщенностью, как правило, выше критической насыщенности. В результате удаления конденсата из призабойной зоны (где создается основное газогидродинамическое сопротивление потоку) восстанавливается продуктивность газоконденсатной скважины. Одно из условий обработки скважин — сохранение подвижности газа в зоне оторочки жидких углеводородов на момент окончания обработки. Оно необходимо для обеспечения газодинамической связи между зонами за и перед оторочкой. Это означает, что газонасыщенность коллектора в области пласта, занятой оторочкой, не должна понижаться до значений ниже критических. Данное условие достаточно легко выполняется подбором соотношения объемов жидких растворителей и сухого газа.

В начальный момент, после пуска скважины в эксплуатацию, "вал" жидких углеводородов начинает перемещаться в сторону скважины. При движении он "размазывается", а насыщенность в нем понижается до значения пороговой подвижности. С течением времени этот "вал" занимает в пласте определенное положение и остается практически неподвижным, не достигая забоя скважины.

Таковы общие представления о процессе обработки призабойных зон

газоконденсатных скважин углеводородными жидкими агентами, и они подтверждены результатами многочисленных экспериментальных и теоретических работ. К настоящему времени в целом по проблеме смешивающегося вытеснения природных углеводородов углеводородными растворителями накоплен огромный объем исследований. К основополагающим в этой области могут быть отнесены работы В.Н. Николаевского, Э.Ф. Бондарева, М.И. Миркина, Г.С. Степановой; П.И. Забродина, Н.Л. Раковского, М.Д. Розенберга; М.Л. Сургучева, А.Т. Горбунова, Д.П. Забродина с соавторами; Ю.В. Желтова, В.Н. Мартоса, А.Х. Мирзаджанзаде с соавторами; R.E. Bretz, R.M. Specter, F.V.Jr. Orr; K.K. Mohanty с соавторами; F.I.Jr. Stalkup и многие другие. Также достаточно подробно изучен механизм воздействия растворителями на ретроградный конденсат (или углеводородную жидкость при малом насыщении ею пористого коллектора) в работах А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисова и О.Ф. Андреева с соавторами, а также С.Н. Бузинова, Б.В. Макеева, В.А. Николаева и Р.М. Тер-Саркисова [5, 32, 48, 52 и др.].

Условия взаимодействия ретроградного конденсата и углеводородных растворителей в условиях призабойных зон газоконденсатных скважин существенным образом отличаются от аналогичных процессов, протекающих в остальной части пластов. Поэтому результатам экспериментальных и теоретических исследований физических основ воздействия углеводородных растворителей на ретроградный конденсат у забоя скважин необходимо уделить особое внимание.

Несмотря на значительный объем экспериментальных исследований по проблемам вытеснения газоконденсатных смесей растворителями, известны лишь отдельные работы по физическому моделированию этих процессов применительно к воздействию на призабойную зону газоконденсатных скважин. В частности, автор настоящей работы совместно с Б.В. Макеевым выполнил эксперименты по определению некоторых особенностей обработки скважин жидкими растворителями, в том числе по влиянию неравновесности фильтрации газоконденсатных смесей на эффективность этого процесса.

Физическое моделирование выполнялось на линейной модели пористой среды длиной 3 м. Модель представляла собой стальную трубу с отводами, заполненную молотым кварцевым песком (моделирующим пористую среду). Внутренний диаметр модели составлял 0,0355 м. Коэффициенты проницаемости и пористости модели пласта равнялись соответственно 0,0047 мкм^2 и 25 %. Пластовая газоконденсатная система моделировалась смесью октана, пропана и метана. В этом случае основным компонентом ретроградного конденсата был нормальный октан, пластового газа — метан. Оторочка растворителя моделировалась пропаном. Эксперименты проводили применительно к условиям Западно-Соплесского НГКМ. Поэтому выбор октана в качестве модели ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины был обусловлен близостью его свойств соответствующим свойствам выпавшего конденсата (C_{5+}). Известно, что октан имеет молекулярную массу 114,2 г/моль, температуру кипения 342 К и плотность при нормальных условиях 659 кг/м^3. При этом поверхностное натяжение на границе раздела жидкой и газовой фаз в модельных условиях оказалось в несколько раз ниже, чем в реальных условиях.

При подготовке модели к опытам ее неравномерно насыщали жидкостью по длине. Для этого в модель сначала подавали смесь октан — пропан —

метан (82,0; 16,0 и 2,0 % (молярные доли)) при давлении выше давления начала ее конденсации. Производилось истощение модели до давления 10 МПа для создания в ней равномерной насыщенности углеводородной жидкостью около 7,1 %. Затем через выходное сечение модели в нее подавали октан в объеме 0,1 порового объема модели и осуществляли попеременную закачку через входной и выходной торцы модели метана для перераспределения жидкости по длине модели. Таким образом создавалось неравномерное насыщение модели с образованием у ее выхода зоны повышенной насыщенности жидкостью.

Моделирование проводили с учетом основных критериев подобия, описанных в гл. 2 работы [5]. При этом учитывали, что скорости течения у забоя скважин довольно значительны, а следовательно, при моделировании можно пренебречь гравитационным разделением углеводородных смесей и молекулярной диффузией. Пересчет через критерии подобия модельных параметров на натурные показывает, что условия опытов соответствовали фрагменту призабойной зоны скважины длиной 6,3 м с коэффициентами проницаемости и пористости соответственно 0,020 мкм^2 и 10 %. Предполагалось, что в экспериментах моделируется фрагмент призабойной зоны скважины в интервале 1 – 7,3 м от скважины. Среднее пластовое давление в этом элементе 10 МПа. К сожалению, в опытах не воспроизводился радиальный приток флюидов к скважине, т.е. не осуществлялось изменение скорости фильтрации за счет уменьшения площади фильтрации. Это несколько влияет не только на количественные, но и на качественные оценки характеристик процесса. Средние скорости фильтрации газа в модели задавались в различных опытах от $2{,}6\cdot10^{-5}$ до $15{,}5\cdot10^{-5}$ м/с, что соответствовало скорости фильтрации в середине фрагмента реального пласта $3{,}1\cdot10^{-6} - 18{,}6\cdot10^{-6}$ м/с. Это равнялось дебиту скважины по газу на 1 м толщины пласта 6,2 – 37,2 тыс. м^3/сут (при радиусе скважины 0,1 м). Температуры модели пласта и фрагмента реального пласта составляли 293 и 365 К. Перепады давления, реальные и модельные, равнялись 1,5 и 0,1 МПа. Время процесса в реальных и модельных условиях 1,5 сут и 2 ч.

После создания в модели пласта неравномерной насыщенности ее жидкостью модель последовательно обрабатывали пропаном и метаном в объеме 0,1 и 0,4 порового объема модели. Затем из нее производился длительный отбор продукции (прокачка метана). При этом в каждом из опытов задавались различные значения темпа отбора газа в диапазоне от 0,2 до 1,2 м^3/сут (что соответствовало скоростям фильтрации от $2{,}6\cdot10^{-5}$ до $15{,}6\cdot10^{-5}$ м/с). После длительной прокачки газа меняли режимы фильтрации (изменялись расходы газа) и замеряли фильтрационные характеристики модели пласта и отдельных ее частей. Эти данные затем обрабатывали и представляли в виде зависимости фильтрационного сопротивления A (параметр $\Delta p^2/Q$, где Δp^2 – разность квадратов давлений на концах модели) от расхода газа через модель. Замеры проводили как в целом для всей модели, так и для ее трех отдельных фрагментов, занимающих соответственно по 1/3 длины модели от ее начала до конца.

Результаты экспериментов указывают на возможность эффективного удаления растворителями ретроградного конденсата из пористой среды в условиях призабойных зон газоконденсатных скважин. На рис. 3.65 представлены результаты замеров коэффициента фильтрационного сопротивления A при различных значениях расходов газа через модель. Как видно из этого рисунка, создание в модели зоны "ретроградного конденсата"

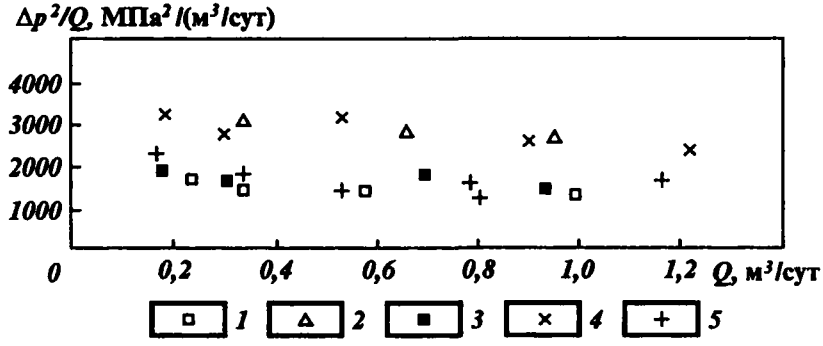


Рис. 3.65. Значения параметра $\Delta p^2/Q$ при различных значениях расхода газа после обработки модели пласта пропаном:
1 — сухая модель; *2* — до обработки. Эксперименты: *3* — № 1, *4* — № 2, *5* — № 3

приводило к изменению ее фильтрационных характеристик. Коэффициент фильтрационного сопротивления A всей модели пласта в результате этого увеличивался в среднем в 2 раза при увеличении коэффициента фильтрационного сопротивления в зоне модели, непосредственно прилегающей к выходу модели, в 4,5 раза по сравнению с сухой моделью. В остальной части модели коэффициенты фильтрационного сопротивления изменялись в меньшей степени. Это вполне объясняется тем, что в зоне, непосредственно прилегающей к выходу из модели, создавалась высокая насыщенность для воссоздания условий, характерных для процесса "динамического" накопления конденсата.

При отборе газа после обработки с небольшими скоростями ($2{,}6\cdot10^{-5}$ и $4{,}0\cdot10^{-5}$ м/с — в опытах № 1 и 3) отмечалось восстановление фильтрационных характеристик модели пласта до значений, отличающихся всего на 15—20 % от фильтрационных характеристик "сухой" модели (см. рис. 3.65). В опыте № 2 с высокой скоростью фильтрации ($10{,}4\cdot10^{-5}$ м/с) наблюдалось худшее восстановление фильтрационных характеристик, и коэффициент фильтрационного сопротивления A был близок по значению к тому коэффициенту, который отмечался до обработки модели пласта пропаном.

Данные о зависимости результатов воздействия от скорости, полученные при физическом моделировании, позволили сделать вывод об определенном влиянии на процесс обработки призабойных зон скважин явления неравновесности массообменных процессов между газовой и жидкой углеводородной фазами. Известно, что во многих случаях одним из основных предположений, используемых при проведении теоретических исследований многокомпонентной фильтрации газоконденсатных смесей в пористых коллекторах, является предположение о равновесности сосуществующих фаз в данной точке пласта. Это предположение справедливо в том случае, когда скорости фильтрации в пластах достаточно малы и скорости массообменных процессов превосходят их. Однако фильтрация флюидов в призабойной зоне скважин может протекать при гораздо более значительных скоростях, чем те скорости, которые обеспечивают это условие. В этом случае массообменные процессы будут протекать в неравновесных услови-

ях и реальные параметры процесса будут в значительной степени отличаться от прогнозируемых параметров, рассчитанных исходя из предположений равновесности процесса. Применительно к обработкам призабойных зон скважин углеводородными растворителями это может привести к следующему. При малых темпах отбора продукции из скважины после ее обработки (а следовательно, и малых скоростях фильтрации) закачанный в призабойную зону растворитель оттеснит конденсат на некоторое расстояние от скважины, прореагировав с ним соответствующим образом (в зависимости от типа растворителя). В этом случае в каждой точке призабойной зоны скважины газовая и жидкая фазы будут сосуществовать в условиях, близких к равновесным. При больших темпах отбора продукции (и больших скоростях фильтрации) в призабойной зоне пласта не успеет установиться равновесие между жидкой и газовой фазами после обработки. Это может привести к тому, что, в отличие от равновесных условий, некоторая часть углеводородных компонентов не успеет испариться из ретроградного конденсата в газовую фазу, т.е. эта часть углеводородов уже не поступит в скважину в газовой фазе, а будет находиться в "вале" жидких углеводородов. При достаточно значительном объеме этого "вала" (а также при достаточно близком расположении его у скважины) может произойти быстрое подтягивание конденсата к скважине. Кроме того, это явление усиливает повторное накопление ретроградного конденсата из-за неравновесности пластового газа и оставшейся после обработки углеводородной жидкости.

В качестве примера, иллюстрирующего механизм воздействия на ретроградный конденсат жидкими углеводородными растворителями, можно использовать результаты проведенных Р.М. Тер-Саркисовым, А.Н. Шандрыгиным, Н.А. Гужовым и В.Л. Вдовенко прогнозных расчетов обработки пропаном скв. 15 Западный Соплесск. Расчеты проводились на основе математической модели многокомпонентной фильтрации углеводородов в однородном пористом коллекторе, представленной в гл. 2 работы. Основные характеристики скв. 15 и параметры ее эксплуатации до обработки достаточно подробно изложены в разделе 3.3.

Результаты расчета процесса показали, что нагнетание жидкого углеводородного растворителя (пропана) в призабойную зону скважин перераспределяет в ней жидкую фазу и увеличивает производительность скважины. На рис. 3.66 показано распределение насыщенности коллектора жидкой углеводородной фазой у забоя скважины после обработки ее 170 т пропана с продавкой его метаном в объеме 400 тыс. $м^3$ (объем газа приведен к атмосферным условиям). На этом же рисунке показаны профили насыщенности в призабойной зоне скважины на различные моменты ее эксплуатации после обработки.

Сопоставление процессов обработки призабойной зоны скв. 15 оторочкой пропана и сухим газом показывает, что нагнетание жидких углеводородных растворителей в прискважинную зону пласта позволяет существенно "осушить" ее. Как видно из рис. 3.66, обработка призабойной зоны оторочкой пропана с последующей прокачкой метана (в указанных объемах) уменьшает насыщенность в зоне радиусом 10 — 12 м вокруг скважины. Процесс обработки протекает в условиях многоконтактного смешивающегося вытеснения пластовой газоконденсатной смеси пропаном и пропана сухим газом. В результате пропан полностью "подгребает" пластовую жидкость и сам, в свою очередь, полностью вытесняется газом. После обра-

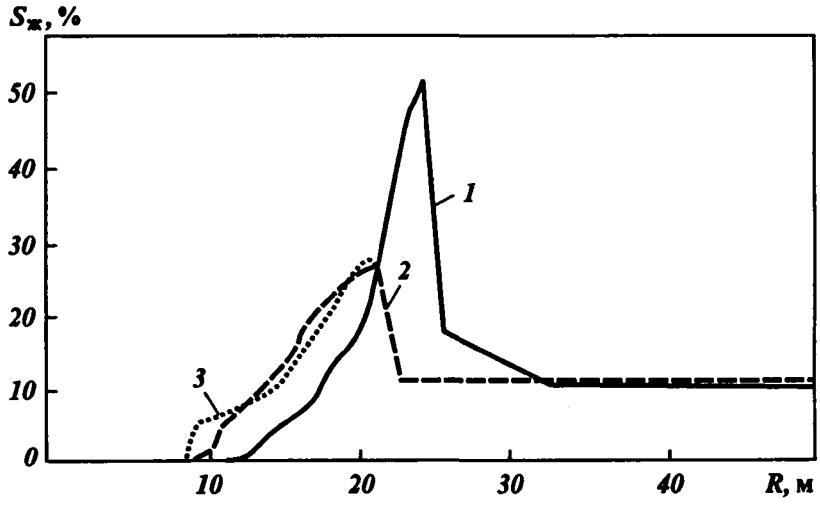


Рис. 3.66. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ после обработки пропаном:
1 — после обработки (закачки газа); *2* — через 2 мес; *3* — через 6 мес

ботки скв. 15 пропаном и газом в пласте образуется "вал", состоящий из пропана и пластовой жидкости, занимающий зону примерно 17—27 м с максимальной насыщенностью жидкой фазой около 0,5. Представленное на рис. 3.67 распределение компонентов углеводородов в жидкой фазе показывает, что внутри "вала" по его длине происходит постепенное замещение тяжелых компонентов C_{5+} пропаном.

В начальный момент после пуска скважины в эксплуатацию жидкостный "вал" начинает перемещаться в сторону скважины. Максимальная насыщенность в зоне "вала" понижается до значения пороговой подвижности. Как видно из рисунка, с течением времени "вал" занимает некоторое определенное положение (на расстоянии 15—22 м от скважины) и затем в течение длительного времени остается практически неподвижным. Распре-

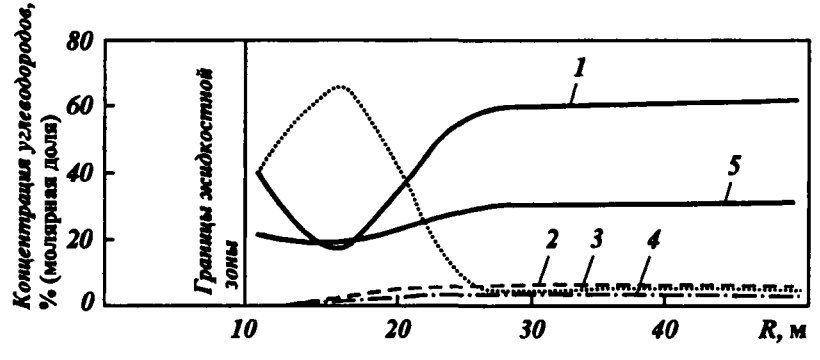


Рис. 3.67. Изменение компонентного состава жидкой фазы в призабойной зоне скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ после обработки пропаном:
1 — C_1; *2* — C_2; *3* — C_3; *4* — C_4; *5* — C_{5+}

деление насыщенности в нем практически не изменяется во времени в течение 6 мес, и максимальное значение насыщенности при этом составляет 0,23 — 0,26.

В результате обработки скв. 15 пропаном продуктивность ее увеличивается в 2,4 раза и затем в течение длительного времени после обработки практически не изменяется. Увеличение перепада давления в этом случае приведет к соответствующему росту дебитов скважины даже без существенного увеличения интенсивности повторного накопления конденсата. Меньшая интенсивность повторного накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины после обработки ее жидкими углеводородными растворителями объясняется более существенными размерами осушенной области и отсутствием в этой области жидкости, неравновесной газовой фазе пластовой системы. Накопление конденсата в этом случае во многом уже определяется изменением фазового состояния пластовой газоконденсатной смеси, поступающей к забою скважины (в область пониженных давлений) из области с более высоким давлением. С этой точки зрения ограничивающими факторами к применению жидких углеводородных растворителей могут явиться факторы, указанные ранее при анализе эффективности обработок прискважинных зон сухим газом. В первую очередь, это значения среднего пластового давления и его соотношение с давлением максимальной конденсации.

Влияние пластового давления на процесс обработки призабойных зон скважин

Влияние пластового давления на процесс восстановления продуктивности скважин жидкими углеводородными растворителями изучалось автором с коллегами путем проведения соответствующих расчетов для различных термодинамических условий и начальных составов пластовых газоконденсатных смесей. Расчеты охватывали случаи разработки газоконденсатных пластов в области давлений как ниже, так и выше давления максимальной конденсации. В расчетах использовались различные модельные газоконденсатные смеси, представленные в табл. 3.3 и 3.4. В общем случае рассматривалась закачка различных объемов жидкого углеводородного растворителя и метана (сухой газ) с целью установления необходимого для обработки скважин количества газа, а также для точного определения значений текущего пластового давления, при которых обработка скважин оказывается неэффективной.

Результаты расчетов для вариантов, различающихся коллекторскими свойствами пластов и начальными составами смесей, носили во многом похожий качественный характер (при некоторых количественных расхождениях). Влияние пластового давления на процесс обработки прискважинной зоны пласта жидкими растворителями, как и обработки ее сухим газом, может быть продемонстрировано на примере результатов расчетов для условий, близких к условиям эксплуатации скважин Астраханского ГКМ. В рассматриваемой серии расчетов задавались коллекторские свойства пластов, соответствующие скв. 56 Астраханского ГКМ, и модельная смесь этого месторождения (смесь № 2, см. табл. 3.3 — 3.4). Расчеты проводились на модели однородного пласта. Коэффициенты проницаемости и пористости пласта принимались равными соответственно 0,013 мкм^2 и

10 %, эффективная толщина пласта – 39 м. Исследовалась эксплуатация скв. 56 Астраханского ГКМ с понижением давления в районе скважины от 45 до 25 МПа (давление максимальной конденсации модельной газоконденсатной смеси составляет около 26–27 МПа). Серия расчетов обработок скважины при пластовых давлениях ниже давления максимальной конденсации осуществлялась для давления 25 МПа, а при пластовых давлениях выше давления максимальной конденсации – для 35 МПа. Профили насыщенности конденсатом призабойной зоны скважины до ее обработки подробно обсуждались в разделе 3.3.

Обработка призабойных зон скважин широкой фракцией легких углеводородов при давлениях ниже давления максимальной конденсации

В качестве углеводородного растворителя для обработки призабойной зоны скв. 56 Астраханского ГКМ была выбрана широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) следующего состава (молярные доли): C_2–10 %, C_3–40 %, C_4–50 %. Рассчитывали процесс обработки скважины при нагнетании 170 т ШФЛУ с продавкой его сухим газом в объеме 450 тыс. м^3. Дебит скважины по газу после обработки был задан постоянным и равным 100 тыс. м^3/сут. Как видно из рис. 3.68, в результате обработки скважины вокруг нее "осушается" зона пласта радиусом до 7 м. В зоне радиусом от 7 до 37 м насыщенность возрастает от значений, близких к нулю, до своего среднего по пласту значения, равного 8 %. В отличие от рассмотренного выше варианта обработки пропаном скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ,

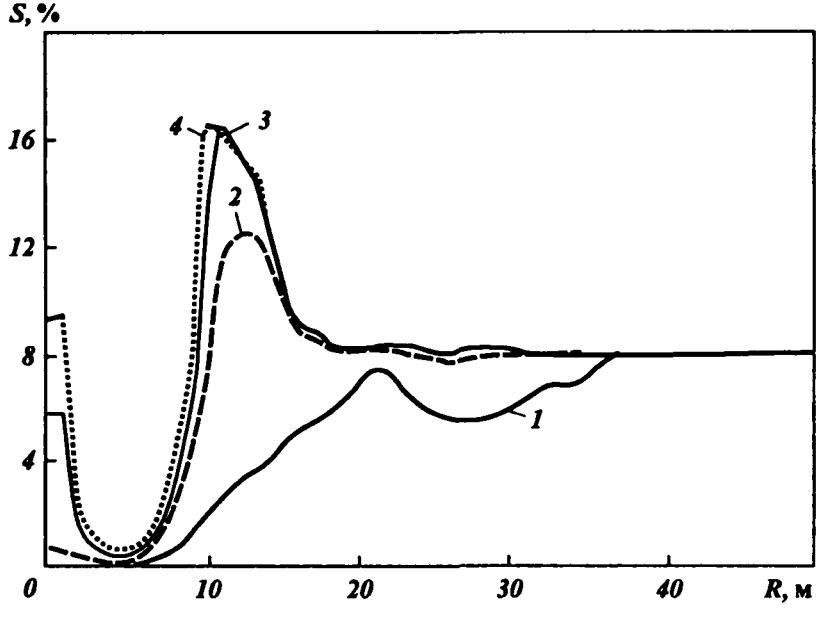


Рис. 3.68. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки ШФЛУ (при пластовом давлении ниже давления максимальной конденсации пластовой смеси):
1 – после обработки; *2* – через 30 сут; *3* – через 120 сут; *4* – через 180 сут

в данном случае к моменту завершения обработки не отмечается образования "вала" жидких углеводородов. Напротив, в этом случае в области изменяющейся насыщенности наблюдается колебание насыщенности при значениях ее ниже значения средней по пласту насыщенности. Это явление обусловлено особенностями взаимодействия пластовой системы и нагнетаемого агента, а также соотношением объемов нагнетаемых агентов. При заданных условиях обработки скважины образовавшаяся в призабойной зоне оторочка жидких углеводородов вытесняет ретроградный конденсат, смешиваясь с ним. Закачиваемый вслед за ШФЛУ сухой газ в свою очередь вытесняет жидкость в условиях многоконтактного смешивающегося вытеснения с интенсивным испарением углеводородных компонентов из "подгребаемой" в виде вала жидкости в газ. При заданном в расчетах соотношении объемов нагнетаемых ШФЛУ и метана к моменту окончания их закачки область с повышенной насыщенностью пласта жидкими углеводородами расформировывается. Вместо нее образуется зона с насыщенностью, меньшей средней по пласту насыщенности. В этой зоне содержится жидкость, неравновесная к пластовой системе. Жидкостный вал при данных термобарических условиях и заданном начальном составе газоконденсатной смеси можно сохранить путем закачки в пласт несколько больших объемов ШФЛУ.

По мере отбора газа из скважины на границы этой зоны (ближе к скважине) начинается повторное накопление ретроградного конденсата. Однако этот процесс протекает медленно, и через 1 мес после обработки скважины максимальная насыщенность в этой области (на расстоянии 12—17 м от скважины) составляет около 12 %. Через 4 мес она возрастает до 16 % и далее уже не изменяется. Определенное возрастание насыщенности жидкой фазой отмечается непосредственно у скважины, на расстоянии до 1,5—2 м. Так, к исходу 4 мес эксплуатации скважины насыщенность в этой зоне возрастает до 6 %, а к 6 мес — до 9 %.

Данный пример наглядно показывает, что обработка прискважинной зоны пласта жидкими углеводородами может оказаться высокоэффективным процессом даже тогда, когда у забоя скважины не сохраняется жидкостный "вал". Повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины даже в этом случае может оказаться незначительным при условии, что пластовое давление ниже давления максимальной конденсации газоконденсатной смеси.

Обработка призабойных зон скважин ШФЛУ при давлениях выше давления максимальной конденсации

Обработка призабойных зон скважин жидкими углеводородными растворителями при давлении выше давления максимальной конденсации уже менее эффективна. Как и при обработке прискважинной зоны пласта сухим газом, в этом случае может отмечаться интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата. Это видно из примера обработки скв. 56 Астраханского ГКМ, для которого на рис. 3.69 показано изменение насыщенности призабойной зоны пласта при обработке скважины 170 т ШФЛУ с последующей закачкой 450 тыс. $м^3$ газа. Среднее пластовое давление было принято равным 35 МПа. Депрессия на скважине в фазе отбора продукции задавалась равной 5 МПа. Как видно из рисунка, после обработки достигается насыщенность жидкости, равная нулю в призабойной зоне скважины

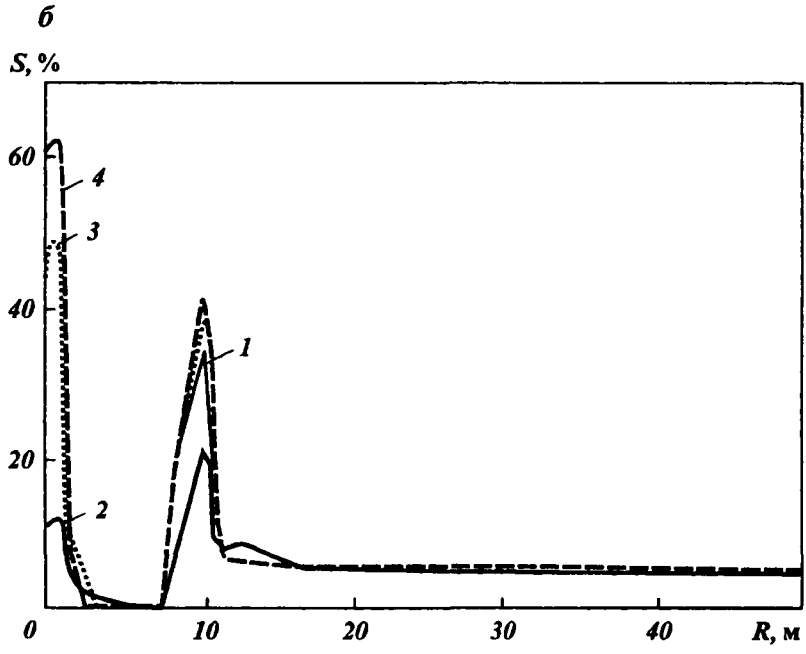


Рис. 3.69. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки ШФЛУ (при пластовом давлении выше давления максимальной конденсации пластовой смеси):
1 — после обработки; *2* — через 10 сут; *3* — через 30 сут; *4* — через 180 сут

радиусом около 8 м. В зоне на расстоянии 8—12 м образуется "вал" жидких углеводородов с максимальной насыщенностью 20 %.

С началом отбора газа из скважины непосредственно у скважины в зоне пласта радиусом 2—2,5 м происходит интенсивное выпадение конденсата. Как и в случае обработки скважины сухим газом, это обусловлено поступлением обогащенной газоконденсатной смеси в зону, где резко уменьшается давление. Через 10 сут после обработки насыщенность в этой зоне возрастает до 12 %, а через 1 и 6 мес эксплуатации скважины она увеличивается соответственно до 48 и 62 %. Одновременно растет насыщенность пласта жидкой фазой и в той области, где располагается "вал" жидких углеводородов. К исходу 6 мес отбора продукции из скважины максимальная насыщенность в этой области составляет около 40 %. Дебит скважины после ее обработки изменяется примерно так же, как и в случае обработки ее газом: довольно резко уменьшается уже по истечении 1,5—2 недель эксплуатации скважины. Уменьшение дебита скважины вызывается теми же причинами, что и при обработке скважины сухим газом.

Зависимость процесса обработки призабойных зон скважин от коллекторских свойств пласта

Влияние коллекторских свойств пласта на эффективность обработок призабойной зоны пласта жидкими углеводородными растворителями устанавливалось на основе математического моделирования процесса обработки

скважины в различных условиях. Рассматривалась схема обработки скважин, предполагающая последовательное нагнетание в скважину пропана (в качестве жидкого растворителя) и сухого газа. Основные параметры рассматриваемых вариантов обработки скважины представлены в табл. 3.9. В их числе: номер модельной газоконденсатной системы, коэффициенты проницаемости пласта и вид фазовой проницаемости (из набора систем в разделе 3.3), среднее пластовое давление и депрессия на пласт, а также параметр $Q_г/(mH)$ для пропана и сухого газа. Для пропана этот параметр рассматривался как отношение объема, нагнетаемого при обработке пропана (приведенного к пластовым условиям) к произведению толщины пласта и коэффициента пористости. Расчеты проводились для различных депрессий на пласт (различных дебитов скважины и темпов отбора). В расчетах задавалось изменение относительного давления (отношение забойного давления к среднепластовому) от 0,65–0,75 до 0,95–0,98. Все расчеты проводились для пласта толщиной 10 м. Пористость пласта составляла по различным вариантам 10 и 15 %.

Результаты расчетов показали некоторое влияние коллекторских свойств на процесс обработки призабойных скважин жидкими углеводородными растворителями. Вместе с тем коллекторские свойства пласта не оказывают решающего влияния на эффективность обработок, а определяют характер распределения насыщенности в жидкостном "вале", удаленном от скважины в ходе ее обработки. На это указывают результаты расчета процесса повышения продуктивности газоконденсатных скважин в вариантах 1Ж–6Ж. Все эти варианты характеризовались одними и теми же основными исходными данными, кроме вида фазовых проницаемостей. В отличие от случая обработки скважин сухим газом, в некоторых из этих вариантов задавались фазовые проницаемости коллектора, зависящие от пластового давления, путем учета в них зависимости от давления поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Учет этого фактора при исследовании процессов обработки призабойных зон углеводородными растворителями представляется очень важным исходя из следующих предпосылок. Нагнетание жидких углеводородных растворителей в призабойную зону скважин сопровождается вытеснением ретроградного конденсата рас-

Таблица 3.9

Характеристика вариантов расчетов процесса обработки призабойной зоны скважины жидкими углеводородными растворителями (пропаном)

Номер варианта	Модельная газоконденсатная смесь	Вид фазовых проницаемостей	Коэффициент проницаемости, 10^{-15} м^2	Среднее пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа	Параметр $Q_г/(mH)$	
						для пропана, м^2	для сухого газа, тыс. м^2
1Ж	1	1П	15	15	5,8–7,0	135	265
2Ж	1	2П	15	15	5,9–6,8	175	315
3Ж	1	8П	25	15	5,9–7,4	135	265
4Ж	1	9П	35	15	4,8–5,8	135	265
5Ж	1	6П	35	15	2,0–3,0	135	265
6Ж	1	7П	15	15	3,0–4,4	135	265
7Ж	3	1П	60	10	1,3–2,0	140	275
8Ж	5	2П	50	10	1,4–1,7	160	295
9Ж	4	1П	40	13	1,3–2,5	140	265
10Ж	2	1П	20	23	2,6–4,5	175	315

творителем (на передней границе зоны смеси) в режиме многоконтактного смешивающегося вытеснения. На этом этапе в области пласта, занятой жидкостным валом, протекает двухфазная фильтрация газа и жидкости. Поэтому зависимость фазовых проницаемостей от поверхностного натяжения на границе раздела фаз может внести определенные изменения в распределение насыщенности призабойной зоны скважины жидкостью при обработке ее углеводородной жидкостью.

Влияние вида фазовых проницаемостей на динамику профиля насыщенности коллектора после обработки скважины пропаном прослеживания по рис. 3.70, *а, б, в, г*, на котором представлено изменение во времени профиля насыщенности после обработки в расчетных вариантах 3Ж – 6Ж. Характерно для этих расчетных вариантов (как и для вариантов 1Ж – 2Ж) образование в результате обработки жидкостного "вала" на некотором удалении от скважины. Во всех рассматриваемых вариантах жидкостный "вал" занимает примерно одно и то же положение – на расстоянии 10 – 35 м. Максимальная насыщенность жидкости в нем 0,23 – 0,28. Несколько большие значения насыщенности в жидкостном вале для варианта 5Ж объясняются большим количеством закачанного в скважину пропана. В зоне радиусом до 10 м от скважины конденсатонасыщенность коллектора в результате воздействия уменьшается до значений, равных нулю. В расчетах процесса накопления ретроградного конденсата у забоя скважины по вариантам 3Ж – 6Ж отмечается образование зоны с повышенной насыщенностью радиусом около 9 – 10 м. Максимальные значения насыщенности наблюдаются непосредственно рядом со скважиной и составляют по вариантам 3Ж – 6Ж соответственно до 45; 40; 25 и 22 %. Таким образом, нагнетание растворителей позволяет удалить конденсат из зоны, наиболее подверженной накоплению ретроградной жидкости.

Более значительное влияние оказывают фазовые проницаемости на динамику насыщенности коллектора в ходе последующей за обработкой эксплуатации скважины. Так, динамика профиля насыщенности в вариантах со слабой зависимостью фазовых проницаемостей от давления (варианты 3Ж и 4Ж) и вариантах с независимыми от давления фазовыми проницаемостями (варианты 1Ж и 2Ж) очень схожа. Для вариантов 1Ж, 2Ж и 4Ж, в которых фазовые проницаемости не зависят (или практически не зависят) от давления, перемещение жидкостного "вала" к скважине определяется испарением и переносом углеводородов в газовой фазе. В результате жидкостный вал перемещается на несколько метров от своего начального положения с небольшим изменением максимальных значений (см. рис. 3.70, *б*) для варианта 4Ж. В варианте 3Ж, в котором фазовые проницаемости в большей мере зависят от давления, перемещение жидкостной зоны обусловливается уже не только переносом компонентов в газовой фазе, но и фильтрацией жидкости. Однако значения насыщенности жидкости в этой зоне лишь не намного превосходят критические значения, в результате чего скорость перемещения жидкостной зоны оказывается очень низкой (около $1{,}5 \cdot 10^{-6}$ м/с при депрессии на скважине 5,9 – 7,4 МПа). Для всех рассматриваемых вариантов характерно повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины. Оно обусловливается не совсем оптимальными условиями обработки скважины по величине пластового давления (которое составляло 70 – 75 % от давления максимальной конденсации газоконденсатной системы). Размеры зоны интенсивного повторного накопления вокруг скважины составляют 3 – 5 м. Повторного

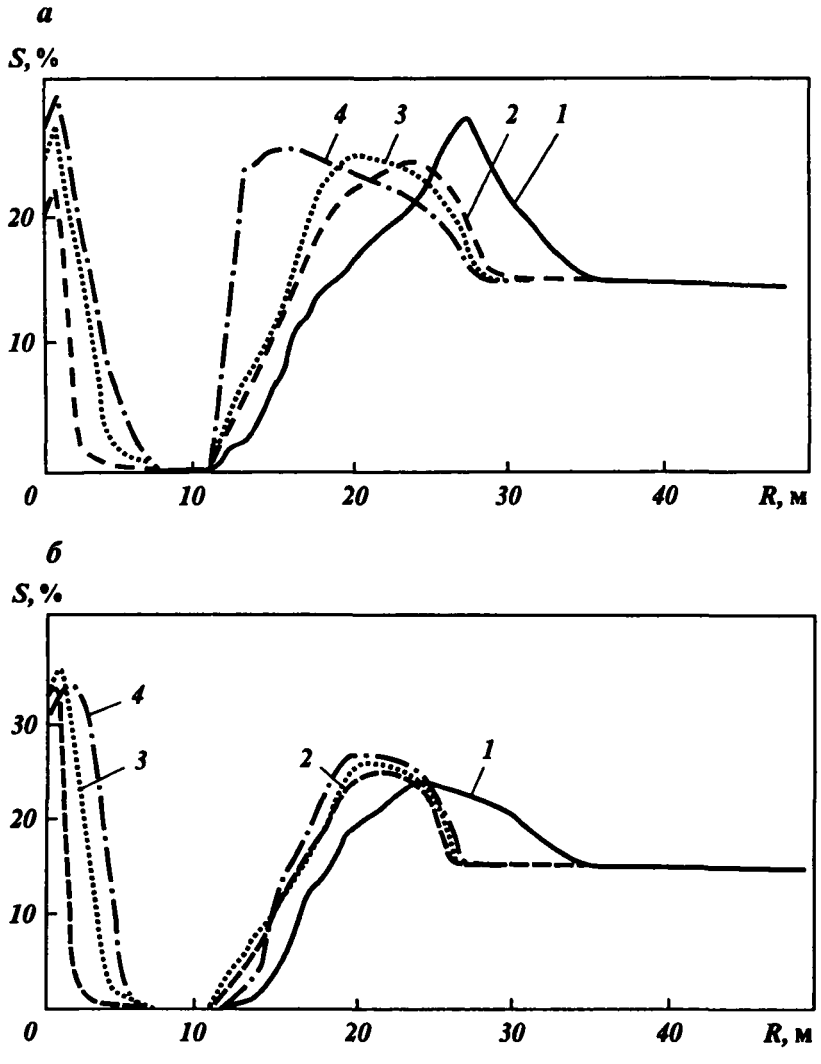
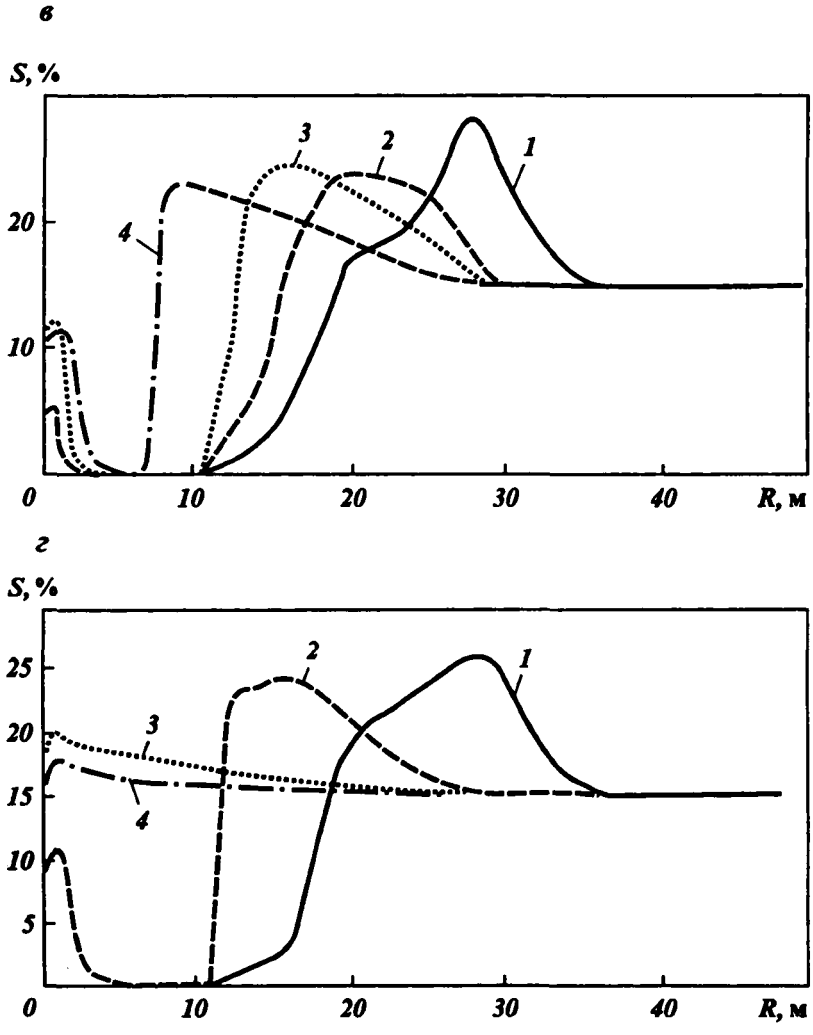


Рис. 3.70. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки пропаном.
Варианты: *а* — 3Ж, *в* — 5Ж, *г* — 6Ж (*1* — после обработки; *2* — через 8 сут; *3* — через 30 сут; *4* — через 3 мес), *б* — 4Ж (*1* — после обработки; *2* — через 8 сут; *3* — через 30 сут; *4* — через 4,5 мес)

накопления конденсата у забоя скважины не отмечается практически для тех же условий, но при среднем пластовом давлении 10 МПа.

Повторное накопление конденсата непосредственно у скважины — основной фактор, вызывающий постепенное уменьшение продуктивности скважины после обработки. Продуктивность скважины в вариантах 1Ж и 2Ж после обработки возрастает до 8,7—8,8 тыс. $м^3$/(сут · МПа). Затем в течение 3—4 мес эксплуатации скважины продуктивность скважин уменьшается до своих начальных значений (до обработки), равных для вариантов 1Ж и 2Ж соответственно 3,6 и 3,1 тыс. $м^3$/(сут · МПа). В варианте 3Ж



обработка скважины вызывает увеличение продуктивности скважины до 13,8 тыс. м^3/(сут · МПа). В течение одного месяца эксплуатации скважины продуктивность ее уменьшается до 8,1 тыс. м^3/(сут · МПа), что на 15 % превышает продуктивность скважины до ее обработки. Основное уменьшение продуктивности скважины вызывается повторным накоплением конденсата у ее забоя. В последующем продуктивность скважины сохраняется на этом уровне в течение длительного времени. В варианте 4Ж продуктивность скважины особенно значительно меняется в первые 7—10 дней ее эксплуатации: от 19,8 до 15,9 тыс. м^3/(сут · МПа). Затем в течение почти 3 мес она постепенно уменьшается до 13,1 тыс. м^3/(сут · МПа). Основным фактором снижения продуктивности скважины в этом варианте также является повторное накопление ретроградного конденсата.

Для расчетных вариантов 5Ж и 6Ж основным механизмом переформирования жидкостного "вала" в ходе эксплуатации скважин оказывается

фильтрация жидкости. Для фазовых проницаемостей коллектора в этих вариантах характерны критические значения насыщенностей для жидкости соответственно 0,19 и 0,13. Насыщенность коллектора жидкостью в области жидкостного "вала" на момент окончания обработки значительно больше критических значений. При отборе газоконденсатной смеси из скважины жидкостный "вал" начинает движение к скважине. Массообменные процессы между жидкостью и пластовым газом происходят с частичным испарением углеводородов из жидкости в проходящий пластовый газ. Однако при рассматриваемых термобарических условиях пласта и объемах жидкости в "вале" при движении "вала" не происходит полного его "размазывания", и он остается подвижным. Скорость перемещения его в варианте 5Ж составляет около $1{,}6 \cdot 10^{-6}$ м/с (при депрессии на скважине 2,0 – 3,0 МПа). В результате через 3 мес после обработки скважины передняя граница жидкостного вала приближается к скважине на расстояние около 7 м (см. рис. 3.70, *в*). В то же время за счет повторного накопления конденсата у забоя скважины насыщенность жидкостью в зоне радиусом 3 – 4 м возрастает до 0,10 – 0,12. Более значительная скорость перемещения жидкостного "вала" отмечается в варианте 6Ж. При депрессии на скважине 3,0 МПа "вал" перемещается со скоростью около $2 \cdot 10^{-5}$ м/с и уже через три недели после обработки достигает скважины.

Указанные особенности изменения во времени профиля насыщенности жидкостью призабойной зоны скважины определяют и динамику продуктивности скважины после обработки в этих расчетных вариантах (рис. 3.71). В варианте 5Ж продуктивность скважины после обработки возрастает до 21,5 тыс. м^3/(сут · МПа). Затем в течение 3 мес она медленно понижается до 18,2 тыс. м^3/(сут · МПа), оставаясь в конце этого периода времени в 1,4 раза выше своих начальных значений. В варианте 6Ж продуктивность скважины после обработки возрастает до 22,1 тыс. м^3/(сут · МПа). В течение трех недель эксплуатации (к моменту подхода жидкостного вала к скважине) она понижается до 16,2 тыс. м^3/(сут · МПа), что на 10 % превосходит начальные (до обработки) значения.

Естественно, что поверхностное натяжение на границе раздела газ – ретроградный конденсат имеет наименьшие значения в области более вы-

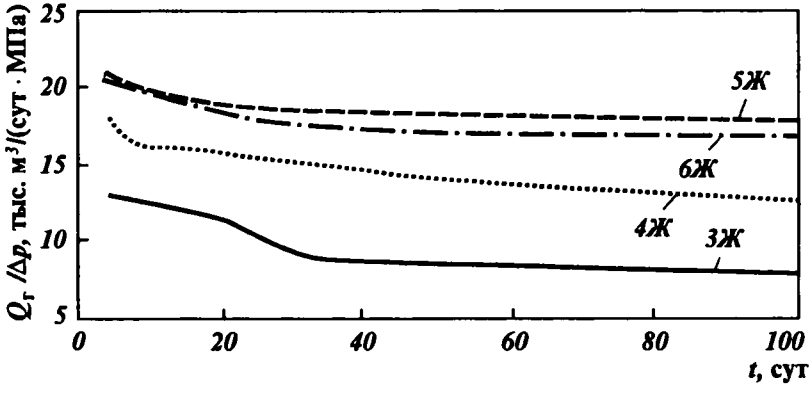


Рис. 3.71. Изменение во времени продуктивности скважины по газу.
Шифр кривых – номера вариантов

соких значений давления и увеличивается по мере понижения давления. Поэтому этот фактор будет оказывать большее влияние на процесс обработки скважины при более высоких пластовых давлениях, что является еще одним доводом в пользу применения для обработок скважин углеводородных растворителей в области давлений ниже давления максимальной конденсации пластовых газоконденсатных смесей. Что же касается коллекторских свойств, то они не являются ограничивающими факторами с точки зрения эффективности обработки газоконденсатных скважин углеводородными растворителями.

Влияние начального состава пластовой газоконденсатной системы на процесс обработки призабойных зон скважин жидкими углеводородными растворителями

Для оценки влияния начального состава пластовой газоконденсатной системы на процесс обработки призабойной зоны скважины жидкими углеводородными растворителями проводились расчеты этого процесса в случае фильтрации в пластах различных смесей, описанных в разделе 3.3. Основные расчетные параметры по этим вариантам (7Ж – 10Ж) представлены в табл. 3.9.

Результаты этих расчетов показали, что, как и в случае обработки скважин газом, при определенных термобарических условиях состав пластовой газоконденсатной системы может влиять на эффективность обработки скважин жидкими углеводородами. В качестве примера на рис. 3.72, *а, б* показана динамика профиля насыщенности жидкостью призабойной зоны скважины для вариантов 7Ж – 9Ж после ее обработки пропаном (с продавкой сухим газом). Эти варианты расчетов различались по начальному составу газоконденсатной смеси (смеси № 3 – 5), виду фазовых проницаемостей, значению текущего пластового давления, а также по значениям параметра $Q_т/(mH)$ для нагнетаемых агентов. Расчеты показали, что в вариантах 7Ж и 8Ж характер распределения насыщенности в призабойной зоне скважины после ее обработки практически полностью совпадает. Это вполне объяснимо, поскольку пластовые смеси № 3 и 5 близки по своему начальному составу. Несколько большее удаление жидкостного "вала" от скважины в варианте 8Ж объясняется более значительными объемами нагнетаемых в этом случае углеводородных растворителей. Эксплуатация скважины после ее обработки в этих вариантах расчетов вызывает некоторое незначительное перемещение жидкостного "вала" в сторону скважины за счет испарения из жидкости части промежуточных и тяжелых углеводородов и переноса их в газовой фазе (движения жидкости не происходит вследствие меньших, чем критические, значений ее насыщенности). На протяжении длительного времени после обработки в этих вариантах практически не отмечается повторного накопления ретроградного конденсата у скважины, что вполне характерно для данного соотношения текущего пластового давления и давления максимальной конденсации смеси (около 0,65). В результате за счет обработки скважины дебит ее увеличился в 2,3 – 2,4 раза и незначительно уменьшился на протяжении длительного времени (более 5 мес) эксплуатации после обработки.

Иное изменение профиля насыщенности в варианте 9Ж (смесь № 4).

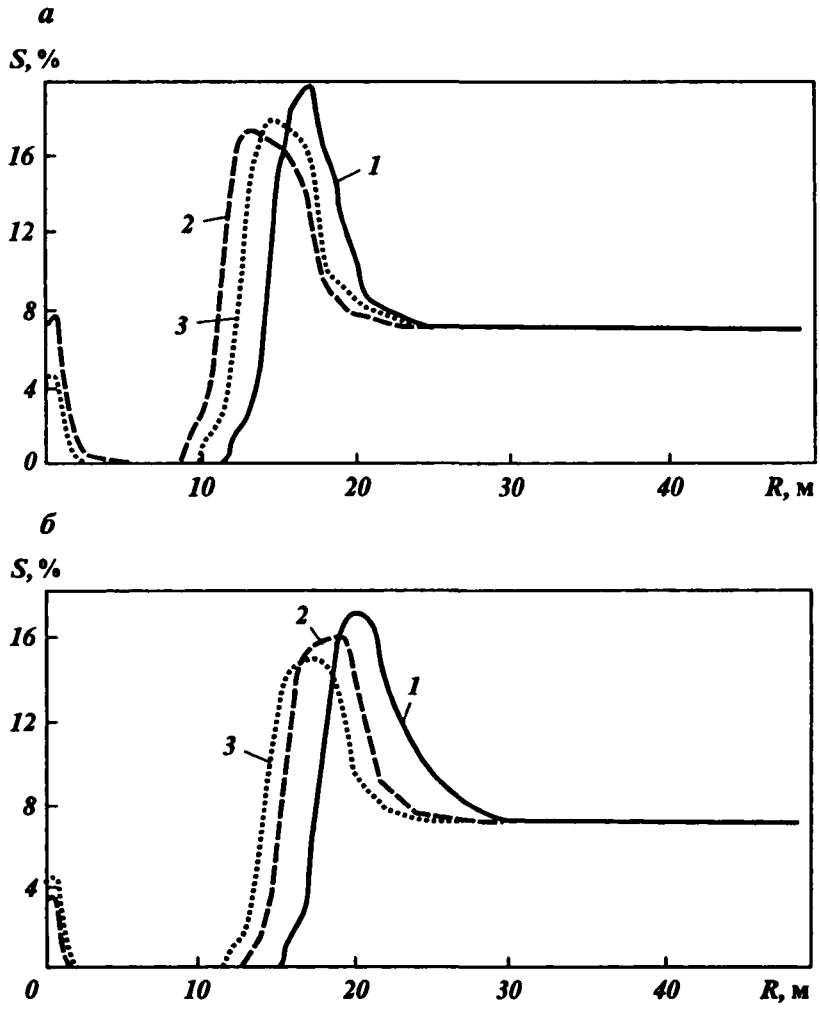
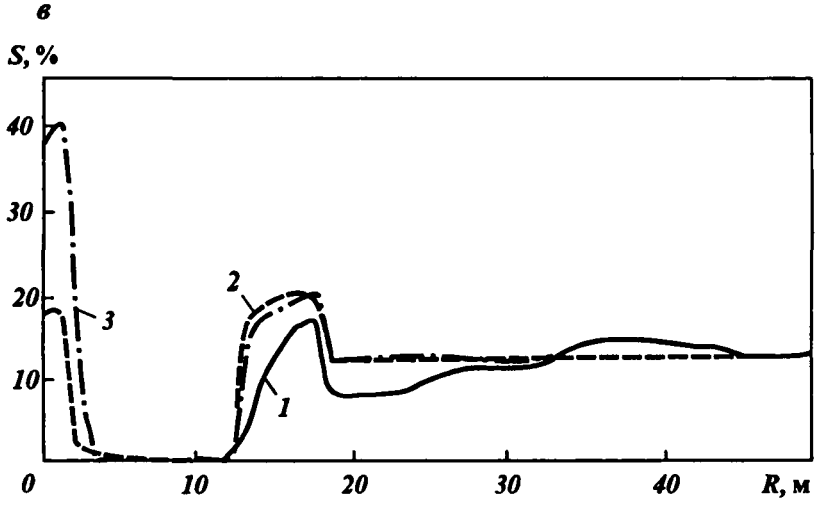


Рис. 3.72. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки ее пропаном.
Варианты: *а* — 7Ж, б — 8Ж (*1* — после обработки; *2* — через 1 мес; *3* — через 3 мес), *в* — 9Ж (*1* — после обработки; *2* — через 10 сут; *3* — через 2 мес)

Эксплуатация скважины после ее обработки в этом случае вызывает определенное увеличение насыщенности коллектора жидкостью непосредственно в зоне пласта, занимаемой жидкостным "валом", образовавшимся при нагнетании в скважину пропана (рис. 3.72, *в*). Однако даже после длительной эксплуатации скважины насыщенность не достигает значений критической насыщенности, и накопление жидкости в этой области пласта происходит из-за выпадения промежуточных и тяжелых углеводородов из фильтрующегося пластового газа. Второй областью конденсации этих углеводородов является область непосредственно у забоя скважины. Повторное накопление конденсата в ней оказывается основной причиной некоторого



снижения продуктивности скважины в ходе ее эксплуатации. В результате обработки скважины ее продуктивность увеличивалась до 25—27 тыс. м^3/(сут · МПа) (при начальных значениях около 10 тыс. м^3/(сут · МПа), но уже в течение первых 20 сут эксплуатации интенсивно уменьшалась до 15—18 тыс. м^3/(сут · МПа). После этого темп уменьшения продуктивности скважины замедляется, и через 4—5 мес эксплуатации продуктивность скважины устанавливается на своих постоянных значениях — около 12 тыс. м^3/(сут · МПа). Обработка скважины пропаном в этом варианте расчетов более эффективна, чем аналогичное воздействие на скважину сухим газом. Продуктивность скважины после длительной эксплуатации в 1,6—1,8 раза превышает начальные (до обработки) значения, в то время как уже через 2 мес после нагнетания в скважину газа продуктивность ее становится близкой к своим начальным значениям.

Достаточно эффективна обработка призабойной зоны скважин пропаном и для варианта 10Ж (смесь № 2). Как и в других вариантах расчетов, в этом случае последовательная закачка в скважину пропана и сухого газа приводит к полной осушке некоторой зоны вокруг скважины с образованием жидкостного "вала" за этой зоной. Последующее расформирование этого "вала" в ходе эксплуатации скважины обусловливается как фильтрацией жидкости в очень ограниченной зоне рядом с жидкостным "валом", так и испарением из жидкости углеводородов в фильтрующийся пластовый газ. На это указывает динамика профиля насыщенности. Насыщенность жидкостью в зоне, занятой "валом", уменьшается от своих исходных значений, превосходящих критические, до значений меньше критических. Это не могло не вызывать фильтрацию жидкости. В то же время конечные значения насыщенности жидкостью коллектора в зоне вала меньше на 6—8 % значений критической насыщенности. Кроме того, насыщенность за пределами области, занятой "валом" в его исходном положении, практически не изменяется (кроме как непосредственно у скважины). Это все может быть вызвано только испарением углеводородов из жидкости в фильтрующийся пластовый газ.

Таким образом, процесс обработки призабойных зон скважин жидкими углеводородными растворителями в значительной мере зависит от существующих в пласте термобарических условий, а начальный состав пластовой системы влияет на процесс только потому, что им определяется давление максимальной конденсации системы, т.е. уровень пластового давления, выше которого эффективность обработки резко уменьшается. В значительно большей мере от компонентного состава углеводородной смеси зависит обработка призабойных зон скважин в нефтегазоконденсатных пластах.

Обработка призабойных зон скважин жидкими растворителями в нефтегазоконденсатных пластах

Процесс обработки призабойных зон скважин в нефтегазоконденсатных пластах жидкими растворителями в большой степени определяется концентрацией наиболее тяжелых компонентов пластовой смеси. При значительном их содержании в пластовой смеси и соответствующих термобарических условиях пласта насыщенность коллектора жидкостью может достигать значений, близких к критическим, или даже превышать их. В этом случае жидкая фаза оказывается подвижной или находится в условиях, близких к началу ее подвижности. Поэтому эксплуатация скважины после закачки в ее призабойную зону жидких углеводородов может сопровождаться двухфазным притоком к скважине жидкости и газа.

Особенности обработки скважин в пластах, содержащих газоконденсатные смеси вместе с равновесной нефтью, могут быть рассмотрены на примере расчета обработки скв. 83 Западно-Соплесского НГКМ. Изучалась обработка скважин пропаном при тех же условиях, что и при обработке скважин газом. На рис. 3.73 показано распределение в призабойной зоне

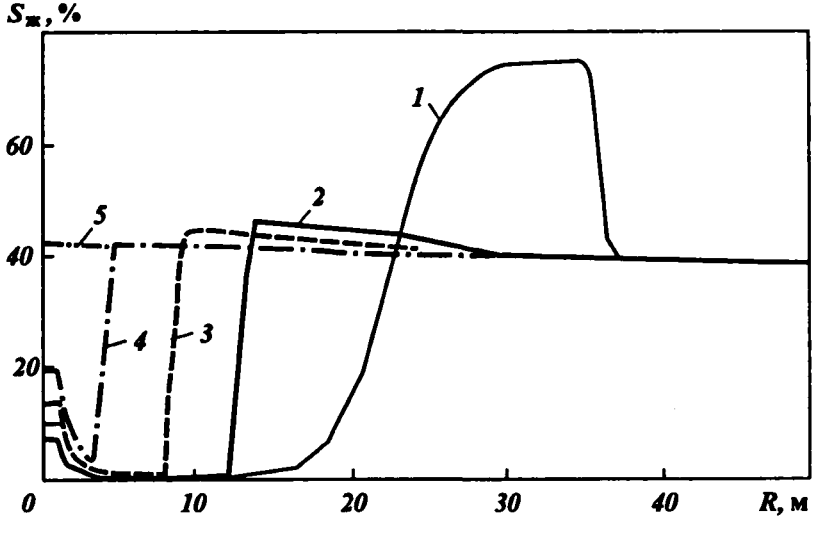


Рис. 3.73. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скв. 83 Западно-Соплесского НГКМ после обработки ее пропаном:
1 — после обработки газом; *2* — через 1 мес; *3* — через 2 мес; *4* — через 2,5 мес; *5* — через 3 мес

скважины насыщенности коллектора жидкой фазой после ее обработки пропаном в объеме около 160 т и газом в объеме 300 тыс. $м^3$. В ходе нагнетания рабочих агентов происходит формирование "вала" жидких углеводородов, содержащего пропан и пластовую жидкость. Он располагается на расстоянии от 15 до 35 м от скважины, а максимальная насыщенность в нем жидкости составляет 0,75 – 0,77. После пуска скважины в эксплуатацию "вал" жидкости продвигается к скважине. Максимальная насыщенность в нем жидкой фазы постепенно уменьшается до значений, равных средней по пласту насыщенности. "Вал" жидкости достигает скважины за 3 мес, но незначительное увеличение жидкости непосредственно у забоя скважины в зоне радиусом 1 – 2 м (в области резкого уменьшения давления) начинает проявляться уже через 1 мес после обработки.

Продвижение "вала" жидкости к скважине после ее обработки неизбежно приводит к постепенному уменьшению продуктивности скважины по газу. В рассматриваемом примере продуктивность скважины после ее обработки составляет около 100 тыс. $м^3/(сут \cdot МПа)$. За 7 – 8 сут она понижается до 27 – 30 тыс. $м^3/(сут \cdot МПа)$, а затем постепенно уменьшается к концу четвертого месяца эксплуатации до начальных значений 15 – 18 тыс. $м^3/(сут \cdot МПа)$. Средняя продуктивность скважины по жидкости 0,08 – 0,1 $т/(сут \cdot МПа)$.

С увеличением интенсивности отбора флюидов из пласта после обработки скважины возрастает также и скорость продвижения "вала" жидкости к скважине. Так, при поддержании на забое скважины депрессии 4 МПа продуктивность скважины по газу в первые несколько суток после обработки уменьшается от 100 до 22 – 25 тыс. $м^3/(сут \cdot МПа)$ и затем снижается до начальных значений за 1,5 мес. Суммарные отборы газа при этом приблизительно равняются отборам при депрессии 2 МПа.

Аналогичные качественные результаты были получены и для случая фильтрации в пластах других углеводородных смесей. Таким образом, обработка жидкими углеводородными растворителями призабойных зон скважин, расположенных в газожидкостных зонах нефтегазоконденсатных залежей, может в ряде случаев привести к кратковременным эффектам.

Влияние компонентного состава жидкого углеводородного растворителя на эффективность процесса обработки

Эффективность обработки призабойных зон газоконденсатных скважин зависит не только от начального состава пластовой углеводородной системы, но и от компонентного состава жидкого углеводородного растворителя, используемого для обработки. В последнее время активно обсуждается возможность использования для обработки призабойных зон скважин стабильного и нестабильного конденсата, отбираемого из пласта данной залежи. Основным достоинством таких углеводородных растворителей является их доступность. Проведенные автором с коллегами исследования показывают, что использование стабильного и нестабильного конденсата для удаления ретроградных углеводородов из призабойных зон газоконденсатных скважин, как правило, неэффективно. Низкая эффективность обработки призабойных зон скважин этими агентами объясняется интенсивным накоплением углеводородной жидкости у забоя скважины вслед за ее обработкой.

Как уже отмечалось выше, повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины обусловлено особенностями фазового поведения газоконденсатных смесей. Наиболее значительное накопление вызывается поступлением обогащенной газоконденсатной смеси из области пласта с более высокими давлениями (вдали от скважины) в область пониженных давлений у забоя скважины. Вторым фактором, определяющим повторное накопление конденсата, является неравновесность той жидкой фазы, которая осталась в зоне обработки, по отношению к газовой фазе пластовой системы. При фильтрации газоконденсатной смеси к скважине может происходить выпадение промежуточных и тяжелых компонентов в оставшуюся в призабойной зоне жидкость. Даже поверхностный анализ физических явлений, происходящих при воздействии на призабойную зону скважин, показывает, что наличие в нагнетаемом стабильном и нестабильном конденсате фракций C_{5+} может привести к существенному утяжелению жидкой фазы в образующемся при обработке "жидком вале". Это ухудшает условия повторного накопления жидкости у забоя скважины при эксплуатации ее после обработки.

Для определения возможности использования в качестве жидких углеводородных агентов стабильного и нестабильного конденсата были выполнены соответствующие аналитические исследования для ряда газоконденсатных месторождений России (Западно-Соплесского, Астраханского и Уренгойского), а также проведены промысловые испытания на Западно-Соплесском ГКМ. В качестве примера в данной работе приводятся результаты расчетов и промысловых исследований для скв. 17 Западно-Соплесского НГКМ. Результаты остальных расчетов по различным месторождениям имеют такой же качественный характер.

Результаты промысловых испытаний по повышению производительности скв. 17 легким конденсатом, а также обработки ее призабойной зоны сухим углеводородным газом подробно изложены в разд. 5. Для анализа результатов промысловых работ по восстановлению продуктивности скв. 17 различными углеводородными растворителями и определения механизма их воздействия на призабойную зону скважины было выполнено математическое моделирование. В расчетах принимались следующие основные параметры пласта: коэффициент абсолютной проницаемости пласта 0,075 мкм^2, коэффициент пористости 8,5 %, эффективная толщина пласта 28 м. Проводились серии расчетов соответственно для обработки скважины пропаном (с продавкой его сухим газом) и стабильным конденсатом (с продавкой его сухим газом). При этом состав стабильного конденсата, использовавшегося для обработки скважины, задавали исходя из условий сепарации добываемой газоконденсатной смеси.

Расчеты предшествующего периода эксплуатации (до воздействия на нее углеводородными растворителями) указали на накопление конденсата в призабойной зоне (см. рис. 3.74, *а*) и на возможное за счет этого уменьшение продуктивности скважины до 46 тыс. м^3/(сут·МПа), т.е. почти в 2,5 раза от начального.

Согласно результатам расчетов, обработка призабойной зоны скв. 17 (закачка 180 т пропана с продавкой его сухим газом объемом 400 тыс. м^3) осушает пласт в призабойной зоне скважины в радиусе 10 — 11 м вокруг скважины (рис. 3.74, *а*). На расстоянии от 11 до 25 м образуется жидкостный "вал" (смесь ретроградного конденсата и нагнетаемого пропана) с максимальной насыщенностью пласта жидкостью. Эксплуатация скважины

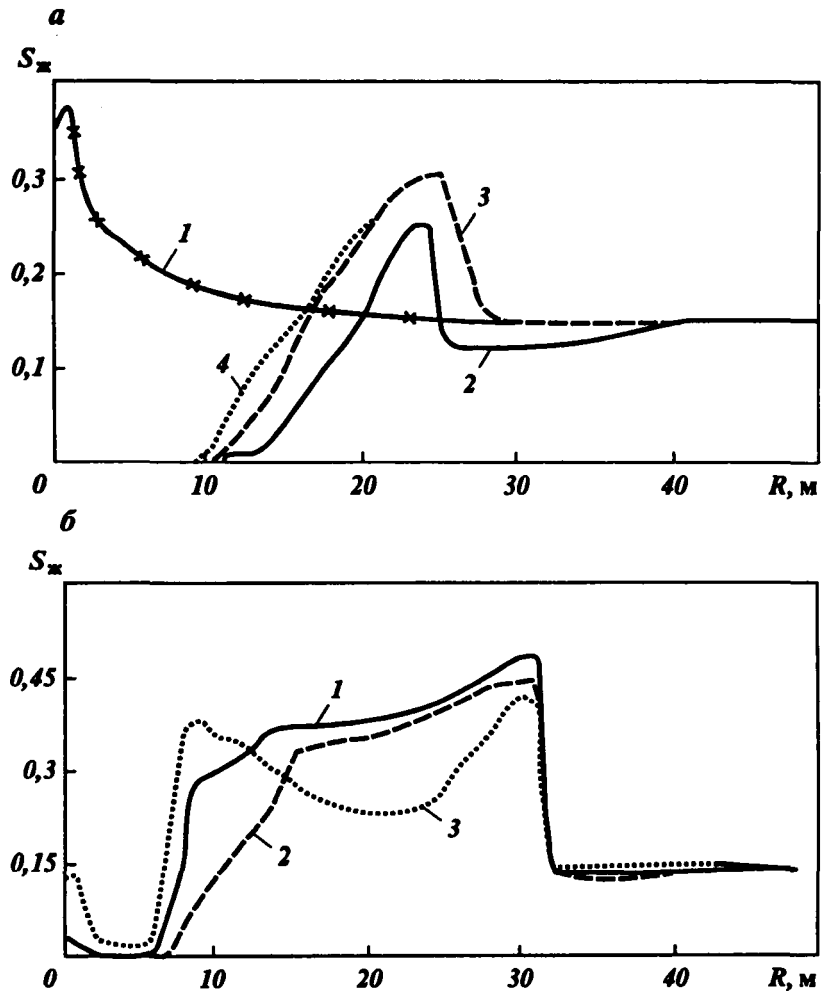


Рис. 3.74. Изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скв. 17 Западно-Соплесского НГКМ после ее обработки:
а — пропаном (*1* — до обработки; *2* — после обработки; *3* — через 1 мес; *4* — через 6 мес); *б* — легким конденсатом (*1* — после обработки; *2* — через 7 сут; *3* — через 3 мес)

после обработки ее пропаном практически не вызывает изменений в распределении насыщенности даже по истечении 5—6 мес. Зона повышенной насыщенности смещается всего на 1—2 м в сторону скважины при некотором возрастании в ней значений насыщенности. В результате обработки скважины ее продуктивность увеличивается до 99 тыс. $м^3$/(сут·МПа), а затем по истечении 6 мес эксплуатации незначительно уменьшается — до 90 тыс. $м^3$/(сут·МПа).

В отличие от воздействия на призабойную зону скважины пропаном обработка ее стабильным конденсатом (с последующей продавкой его сухим газом) не только не увеличивает продуктивность скважин, но даже может и несколько уменьшить ее. Расчеты для условий скв. 17 Западно-

Соплесского ГКМ показали, что после ее обработки "легким" стабильным конденсатом в объеме 210 м^3 (с продавкой сухим газом объемом 400 тыс. м^3) полностью "осушенной" оказывается только узкая зона вокруг скважины радиусом около 5–6 м (рис. 3.74, *б*). За этой зоной на расстоянии 6–30 м от скважины образуется "вал" жидкости с насыщенностью жидкости, значительно превышающей ее средние по пласту значения. Анализ компонентного состава жидкой и газовой фаз в этой зоне позволяет установить следующий характер распределения в ней углеводородов. При нагнетании в скважину углеводородных растворителей вокруг скважины возникают два фронта вытеснения. На границе "ретроградный конденсат – стабильный конденсат" отмечается многоконтактное смешивающееся вытеснение газоконденсатной смеси стабильным конденсатом с конденсацией промежуточных углеводородов из пластового газа в жидкость. На границе "стабильный конденсат–сухой газ" вытеснение стабильного конденсата происходит в режиме многоконтактного смешивающегося вытеснения с испарением промежуточных компонентов в сухой газ. По сравнению с вариантом обработки скважины пропаном, условия смешения углеводородной жидкости и газа ухудшаются, а следовательно, более значительной по размерам оказывается зона с высоким насыщением коллектора жидкостью. Усиливается неравномерность распределения фракций углеводородов C_{5+} по пласту: легкие фракции углеводородов C_{5+} переносятся дальше от скважины, чем тяжелые фракции, а последние оказываются преобладающими в жидкостном "вале".

Неравномерное распределение различных фракций углеводородов C_{5+} вокруг скважины интенсифицирует повторное накопление жидкости у забоя скважины с началом отбора из нее газа. В начальный момент отбора газа в зоне пласта с высокой насыщенностью жидкостью развивается двухфазная фильтрация. В то же время перенос значительного объема промежуточных компонентов происходит в газовой фазе. Поэтому отмечается постепенное накопление ретроградной жидкости непосредственно у забоя скважины, т.е. в области наиболее резкого изменения давления. Кроме того, образуется еще один максимум насыщенности на некотором удалении от скважины на границе осушенной зоны пласта и жидкостного вала, т.е. в области пласта, содержащей жидкость, наиболее неравновесную к пластовому газу.

Подтягивание к скважине зоны высокой насыщенности, как и повторное накопление конденсата непосредственно у скважины, приводит к увеличению фильтрационного сопротивления и уменьшению продуктивности скважины. Увеличение фильтрационных сопротивлений дополнительно происходит вследствие прироста объема жидких углеводородов в призабойной зоне за счет той части закачанного стабильного конденсата, которая не испарилась в отбираемый из скважины пластовый газ. В результате этого в расчетах продуктивность скважины после ее обработки увеличилась всего до 66 тыс. м^3/(сут·МПа) и довольно быстро уменьшилась затем по истечении 3 мес до 44 тыс. м^3/(сут·МПа).

Обработка скв. 17 Западно-Соплесского НГКМ конденсатом не является единичным случаем в практике газодобычи. Имеется опыт обработки легким конденсатом ранее простаивавшей скважины *W* месторождения Contesti (Румыния). Обработка этой скважины оказалась более успешной, чем скв. 17 Западный Соплесск. Тем не менее скважина эксплуатировалась после воздействия всего около месяца, причем с постепенным возрастани-

ем дебита в течение первых 2 недель и понижением его в течение еще 2 недель. Оценочные расчеты показывают, что обработка призабойной зоны скважины *W*-Contesti пропаном или ШФЛУ позволяла увеличить продолжительность эксплуатации скважины как минимум втрое.

Таким образом, исследования показывают, что для повышения продуктивности газоконденсатных скважин с успехом могут использоваться жидкие углеводородные растворители на пропан-бутановой основе (пропан, бутан или их смесь). Применение для обработки призабойных зон скважин стабильного и нестабильного конденсата неэффективно по ряду причин. В их числе следует указать: "осушку" недостаточно значительной по размерам зоны вокруг скважины (вследствие ухудшения условий оттеснения углеводородной жидкости сухим газом), а также увеличение объема углеводородной жидкости у забоя скважины и интенсивное в ней повторное накопление жидкости у забоя скважин (за счет закачки в составе конденсата дополнительного объема фракций углеводородов C_{5+}).

3.5.2

Промысловый опыт обработки газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями

К настоящему времени обработка призабойной зоны скважин газовыми агентами уже апробирована как метод повышения продуктивности газоконденсатных скважин на ряде месторождений. Промысловые эксперименты по обработке призабойных зон скважин широкой фракцией легких углеводородов проводились на Вуктыльском НГКМ (Республика Коми). Имеется также опыт обработки жидкими углеводородными растворителями прискважинной зоны пласта на месторождении Contesti (Румыния).

Результаты обработки призабойных зон скважин на Вуктыльском ГКМ

Работы по повышению продуктивности скважин Вуктыльского ГКМ выполнялись группой специалистов д/п "Севергазпром" ОАО "Газпром", СеверНИПИгаза и ВНИИГАЗа. К настоящему времени уже обработано около 20 скважин и в подавляющем большинстве случаев получены положительные результаты. В качестве примера воздействия на призабойную зону скважин можно привести результаты обработок некоторых скважин.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение имеет сложное строение. В процессе разработки залежи было подтверждено наличие неравномерно развитой подгазовой нефтяной оторочки, которая хорошо развита на периклиналях и восточном крыле складки. В ядре складки отмечается наличие зоны смешанного флюидонасыщения (нефть, газ и вода) — "переходная зона". В настоящее время фонд эксплуатационных скважин на залежи составляет более 150 скважин.

В ходе разработки залежи по отдельным скважинам отмечалось снижение их продуктивности. В качестве основных причин снижения продуктивности скважин были определены высокая начальная насыщенность

пласта на данном участке жидкой углеводородной фазой (рассеянные жидкие углеводороды – РЖУ типа остаточной нефти) либо блокирование призабойной зоны выпавшим углеводородным конденсатом. Поэтому первоочередными объектами для воздействия были выбраны скважины на крыльях структуры, где продуктивность скважин снижалась вследствие проявления обеих указанных причин. Технология обработки призабойной зоны скважины жидкими углеводородными растворителями в опытно-промышленном масштабе внедрялась с 1985 г. Апробация ее осуществлялась на скважинах, включаемых в несколько групп объектов воздействия:

I группа – скважины, расположенные на периферии структуры, где поровое пространство коллектора характеризуется повышенной насыщенностью жидкой углеводородной фазой (РЖУ типа остаточной нефти);

II группа – скважины, расположенные на склонах структуры, где содержится выпавший конденсат и некоторое количество РЖУ;

III группа – скважины купольных участков структуры, где пласт насыщен в основном только выпавшим конденсатом.

Под обработку сотрудниками ВНИИГАЗа совместно с СеверНИПИгазом и по согласованию с д/п "Севергазпром" были намечены скв. 177, 188 (I группа), 132 (II группа), 126, 154 (III группа). Анализ результатов газодинамических исследований, проведенный в 1987 г. Е.М. Гурленовым, показал, что прискважинная зона большинства из этих скважин имеет ухудшенные фильтрационные свойства по сравнению с удаленной от скважин зоной пласта. Все эти скважины подключены к УКПГ-3 и эксплуатируют продуктивные объекты в московских и серпуховских отложениях (средний и нижний карбон). Несколько ранее технология воздействия на прискважинную зону пласта была испытана на скв. 26 месторождения. В ходе обработки скважин проводился оперативный контроль за параметрами работы скважин после пуска, а также газоконденсатные исследования. Они осуществлялись сотрудниками ЦНИПРа Вуктыльского ГПУ и СеверНИПИгаза.

Обработка скважины № 126

Скв. 126 расположена в районе УКПГ-3 и занимает на структуре промежуточное положение между сводовой частью и восточным крылом. Скважиной вскрыт практически весь продуктивный разрез от I до VI литолого-коллекторской пачки. Газоотдающие интервалы приурочены к коллекторам III пачки (2841–2851 м, московские отложения) и V пачки (3047–3053 и 3095–3105 м, серпуховские и веневские отложения). Незначительный приток газа отмечается также из отложений VI пачки с глубины 3242–3245 м.

Обработка скв. 126 углеводородными растворителями проводилась не впервые: в 1984 г. призабойная зона была обработана путем закачки 3,4 млн. $м^3$ газов выветривания, в 1985 г. – ШФЛУ (565 т) с продавкой газом сепарации (1,14 млн. $м^3$). Обе эти обработки заметного эффекта не принесли (подробный анализ результатов обработок представлен в материалах СеверНИПИгаза).

В 1988 г. обработка призабойной зоны была выполнена ЦНИПРом Вуктыльского ГПУ в период с 23 июня по 24 июля. Всего по утвержденному регламенту предусматривалось закачать: ШФЛУ – 2900 т, сухого газа для продавки – 4,060 млн. $м^3$. Фактическое количество закачанных агентов составило: ШФЛУ – 3970 т, сухого газа – 4167 тыс. $м^3$. Такие значительные объемы агентов задавались с учетом высоких значений толщины плас-

та в районе скважины. Суммарная эффективная толщина пласта составляла 116 м при общей вскрытой толщине 242 м. В то же время окончательная интерпретация материала в партии МИТИС указывала на суммарную толщину газоотдающих интервалов всего 29 м и, таким образом, обработка зоны фильтрации получилась существенно более глубокой, чем предусматривалось регламентом. Перед обработкой призабойной зоны был выполнен полный комплекс исследовательских работ. Глубинные исследования в скважине производили с использованием опытного образца комплексного прибора БДС (аппаратура "Глубина-2"), что позволило получить качественные данные об исходной характеристике скважины.

Динамика основных параметров работы скважины до и после обработки призабойной зоны приведена на рис. 3.75—3.76. Анализ промысло-

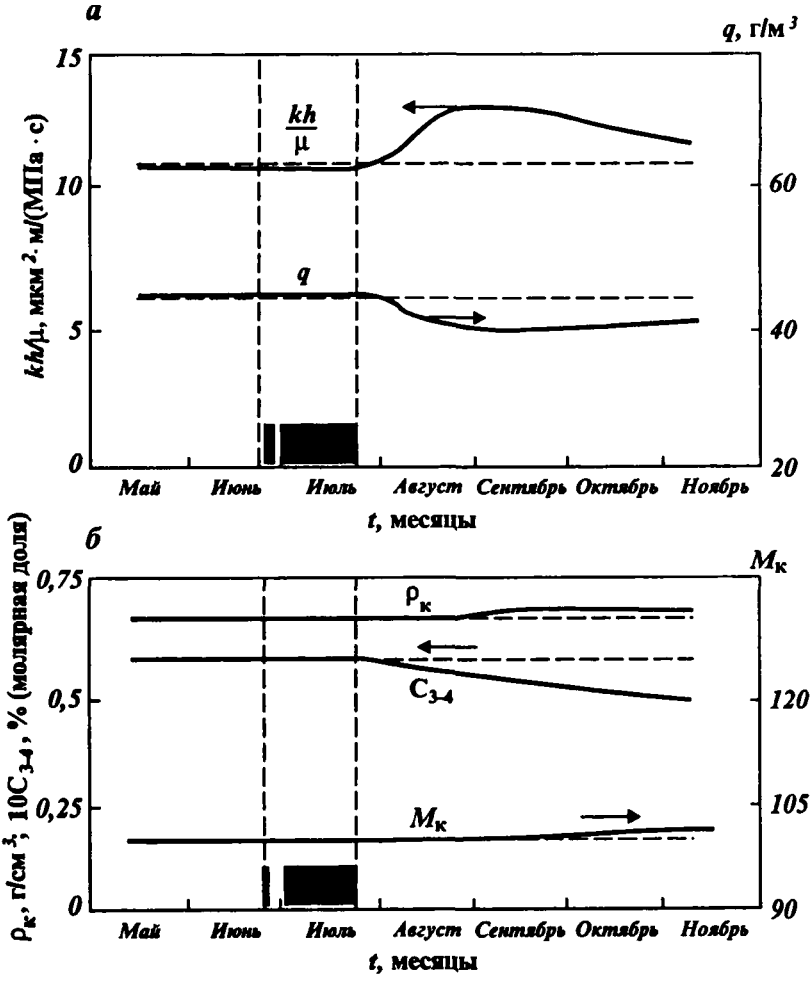


Рис. 3.75. Динамика основных показателей эксплуатации скв. 126 – Вуктыл до и после обработки ее призабойной зоны:
а – параметр kh/μ и конденсатогазовый фактор q; *б* – плотность $\rho_к$ и молекулярная масса $M_к$ конденсата, содержание компонентов C_3-C_4

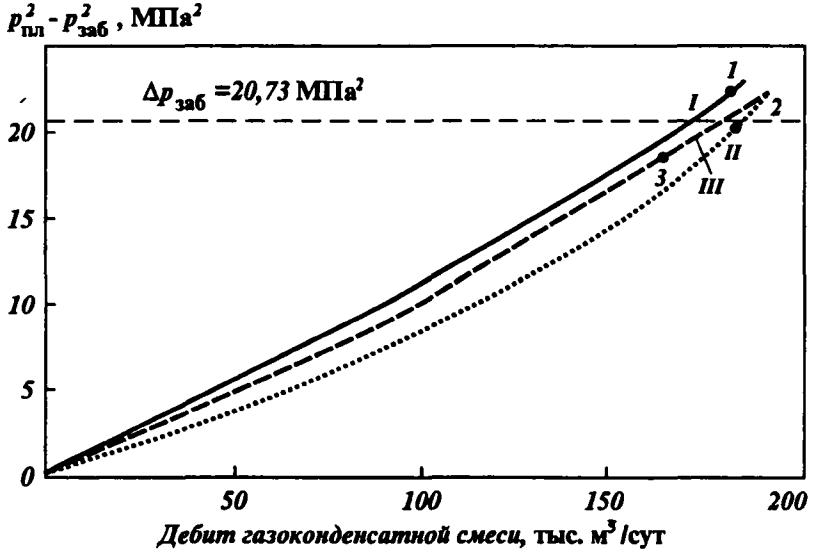


Рис. 3.76. Изменение продуктивности скв. 126 – Вуктыл в 1988 г. после обработки ее призабойной зоны:
I – май; *II* – сентябрь; *III* – ноябрь; *1–3* – номера циклов исследований

вых данных оперативного контроля за основными параметрами отбираемой из скважины продукции показывает, что отработка скважины от сухого газа, закачанного в ходе продавки ШФЛУ, продолжалась не менее месяца после пуска скважины в работу. На это указывают динамика конденсатогазового фактора (рис. 3.75, *а*), а также молекулярной массы конденсата и содержание в продукции углеводородов C_{3-4} (рис. 3.75, *б*). Скважина работала с несколько меньшим содержанием конденсата по сравнению с исходным (до обработки). Свойства конденсата (плотность и молекулярная масса) наблюдались практически на уровне исходных значений. В то же время уменьшилось содержание пропан-бутановой фракции. Поступления закачанной ШФЛУ из призабойной зоны не наблюдалось. Контрольные исследования в сентябре 1988 г. показали, что скважина работает с повышенной продуктивностью (отмечался прирост дебита в 14 тыс. м³/сут) и несколько меньшим содержанием конденсата по сравнению с исходным. Газоконденсатные исследования, проведенные 09.11.88 г., показали почти аналогичные результаты, за исключением более высокой плотности конденсата.

После воздействия на скважину наблюдалось увеличение газопроводности (параметра kh/μ) в 1,3 раза (см. рис. 3.75, *а*). В ходе отработки скважины отмечалось постепенное ее уменьшение. Тем не менее газопроводность оставалась выше, чем до обработки скважины. Выше оказалась и продуктивность скважины (сопоставление результатов газодинамических исследований на различные даты, рис. 3.76). В дальнейшем происходило увеличение продуктивности скважины и, по данным исследований, проведенных в мае 1989 г., отмечались существенные изменения фильтрационных коэффициентов: коэффициент *A* уменьшился втрое, коэффициент *B* увеличился на порядок.

В конечном счете обработка призабойной зоны скв. 126 позволила отобрать из пласта дополнительно значительное количество газа. Уже по состоянию на май 1989 г. (менее чем через год после воздействия) из скважины было добыто дополнительно 3,2 млн. $м^3$. Некоторое уменьшение содержания фракции C_{5+} в продукции скважины привело к снижению отбора конденсата (приблизительно на 45 т). Однако по сравнению с приростом добычи газа это снижение добычи конденсата оказалось незначительным.

Обработка скважины № 177

Скв. 177 расположена на восточном склоне средней части структуры. Введена в эксплуатацию 31.03.81 г. Перфорированные интервалы располагались на глубинах 3126–3131 и 3205–3330 м (работающие интервалы определены не были). Начальный технологический дебит скважины равнялся 220 тыс. $м^3$/сут.

В феврале 1985 г. скважина была первый раз обработана жидкими углеводородными растворителями с целью извлечения выпавшего в призабойной зоне конденсата и улучшения продуктивной характеристики. Состав растворителей специально подбирался на пластовые давления около 10 МПа. Обработка дала эффект, который наблюдался длительное время.

Обработка призабойной зоны ШФЛУ проведена 06.04.88–13.04.88. В соответствии с регламентом в призабойную зону было закачано 1407 $м^3$ (708 т) ШФЛУ и 1,12 млн. $м^3$ сухого углеводородного газа для продавки ШФЛУ в пласт. Данные по контролю за параметрами работы скважины до и после закачки изложены в работе [5]. Состав продукции скважины до закачки ШФЛУ характеризовался повышенным содержанием конденсата (63 г/$м^3$) из-за его дополнительного поступления в жидком виде. Превышение над значением потенциального содержания C_{5+} при текущих термобарических условиях пласта составляло 19 г/$м^3$.

Отработка скважины от закачанных агентов хорошо прослеживается по кривым изменения дебита газа сепарации, содержания сырого конденсата, конденсатогазового фактора (КГФ) и коэффициента усадки. Судя по этим кривым, основное количество закачанного сухого газа отфильтровалось из призабойной зоны в течение первых 8–10 дней, после чего началось поступление конденсата повышенной плотности и молекулярной массы в смеси с пропан-бутановой фракцией.

Продуктивность скважины в начальный период заметно превышала исходную (видно из индикаторных линий, приведенных на рис. 3.77). По мере отработки от сухого газа продуктивность снижалась и через 20 дней работы скважины вернулась к исходной, которая наблюдалась до закачки. Вместе с тем в этот период содержание конденсата превысило исходную величину на 13 г/$м^3$ при постоянной плотности и молекулярной массе. По содержанию сырого конденсата и коэффициенту усадки видно, что наиболее интенсивная отработка скважины от закачанной пропан-бутановой фракции продолжалась примерно до 20 мая 1988 г. Ориентировочный расчет показывает, что за этот период из призабойной зоны поступило около 190 т ШФЛУ, что составляет четвертую часть от ее закачанного количества. В сентябре дополнительного содержания ШФЛУ в составе продукции уже не отмечалось. Вероятнее всего, растворитель, закачанный в ходе обработки в призабойную зону скважины, был частично добыт в период с июня

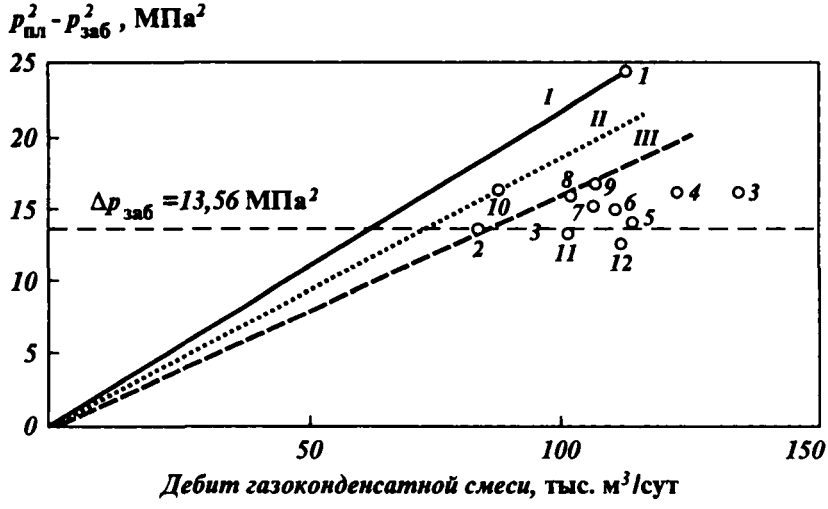


Рис. 3.77. Изменение продуктивности скв. 177 – Вуктыл после обработки ее призабойной зоны:
I – ноябрь 1985 г.; *II* – март 1988 г.; *III* – июнь 1988 г.; *1–12* – последовательные исследовательские режимы после обработки скважины

по сентябрь, а частично остался в составе жидкого конденсата, оттесненного за пределы призабойной зоны.

Проведенными в сентябре 1988 г. исследованиями было установлено существенное улучшение продуктивной характеристики скважины. При прочих равных условиях дебит газа увеличился на 33 тыс. м³/сут и достиг 120 тыс. м³/сут, что составляет 38 % исходных добывных возможностей данной скважины. Если скважина до обработки работала в неустойчивом режиме и периодически требовала продувок или перевода на газлифт, то после обработки она стала работать в устойчивом режиме и эксплуатироваться самостоятельно. Геофизические исследования показывают, что после обработки углеводородным растворителем появился дополнительный газоотдающий интервал на глубине 3240–3260 м в московских отложениях, т.е. дополнительное улучшение продуктивности скважины было вызвано увеличением эффективной толщины пласта.

Обработка призабойной зоны скв. 177 позволила отобрать из пласта дополнительное количество газа и конденсата. Уже по состоянию на октябрь 1989 г. из скважины было добыто дополнительно 3,5 млн. м³ газа и 452 т конденсата.

Обработка скважины № 154

Скв. 154 расположена в районе УКПГ-3 севернее скв. 126 и вблизи от сводовой части структуры. Скважиной вскрыт весь продуктивный разрез от I до VI пачки. Основной приток газа в скважину до закачки наблюдался из интервалов 2594–2620 и 2629–2640 м (III пачка), перекрытых лифтовыми трубами. Исходная продуктивная и газоконденсатная характеристика скважины определена в ноябре 1987 г., в том числе и с привлечением данных геофизических исследований.

Закачка ШФЛУ с продавкой в пласт газом высокого давления проведена с 11 до 19 февраля 1988 г. Всего было закачано 1844 м^3 (1051 т) ШФЛУ (регламентом предусматривалось закачать 925 т ШФЛУ) и 1,312 млн. м^3 сухого газа (по регламенту – 1,295 млн. м^3). Для оперативного контроля за параметрами работы после пуска в эксплуатацию осуществлялись контрольные исследования 13.04.88 – 26.04.88 и 22.08.88 – 28.08.88. Основные результаты всех исследований приведены на рис. 3.78 – 3.80.

Динамика параметров, показанная на рис. 3.78, показывает, что отра-

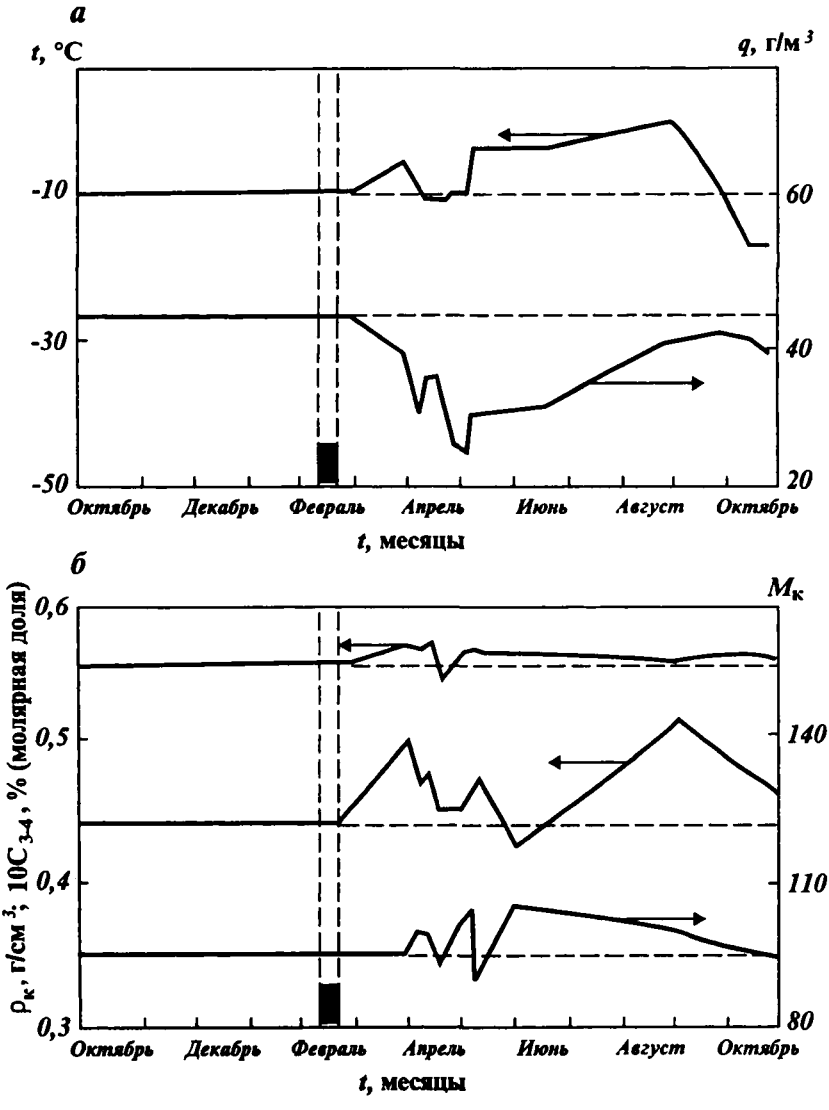


Рис. 3.78. Динамика основных показателей эксплуатации скв. 154 – Вуктыл до и после обработки ее призабойной зоны:
а – температура сепарации *t* и конденсатогазовый фактор *q*; *б* – плотность и молекулярная масса конденсата ($\rho_к$, $M_к$), содержание компонентов 10C_{3-4}

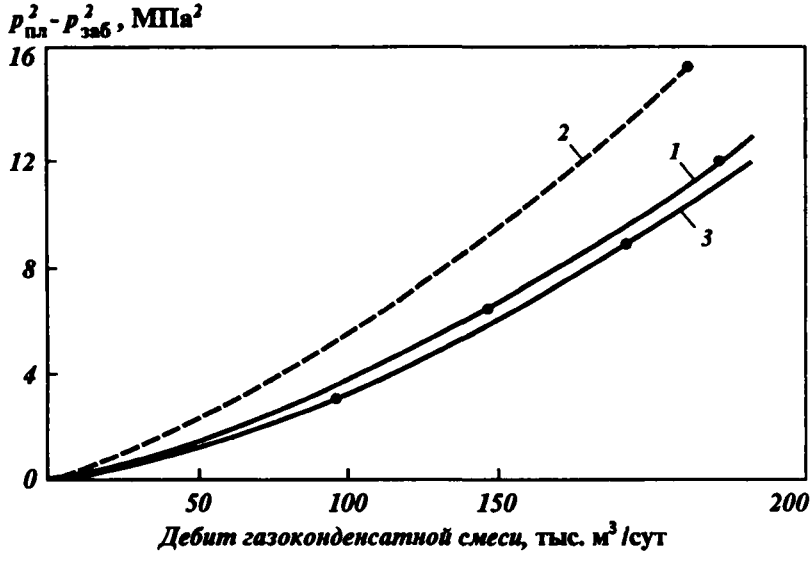


Рис. 3.79. Изменение продуктивности скв. 154 – Вуктыл после обработки ее призабойной зоны:
1 – до обработки; *2* – после обработки (апрель 1988 г.); *3* – после обработки (август 1988 г.)

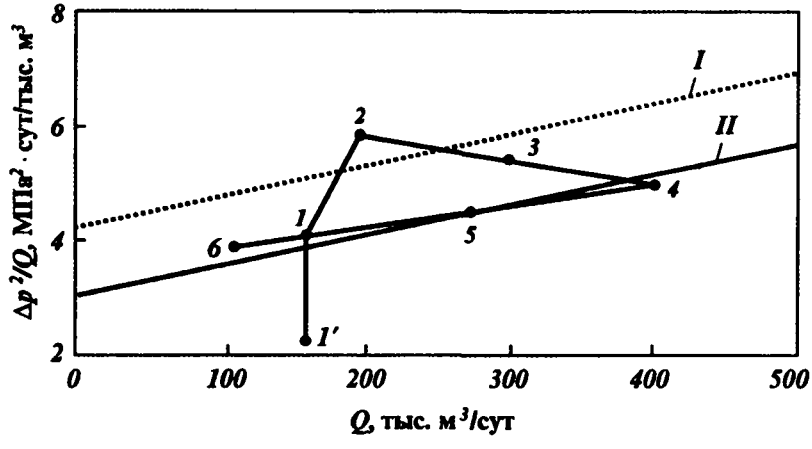


Рис. 3.80. Результаты гидродинамических исследований скв. 26 – Вуктыл до (*I*) и после (*II*) обработки ее призабойной зоны:
1–6 – номера измерений

ботка скважины после воздействия происходила в два этапа. Первый этап продолжался около 2 мес с момента пуска в работу до середины апреля. Контрольные исследования в апреле показали, что продуктивность скважины заметно снизилась (рис. 3.79). Уменьшение дебита газа составило 46 тыс. м³/сут (т.е. 20 % от исходного). Одновременно понизилось содержание конденсата (до 36 г/м³). Данное явление объяснялось (согласно данным СеверНИПИгаза) тем, что часть вскрытых интервалов IV–V пачек,

расположенных ниже основных газоотдающих, тоже отдавала газ. В результате закачки ШФЛУ эта часть интервалов оказалась блокированной, поскольку перед подачей ШФЛУ в скважину было закачано 12 $м^3$ метанола для снижения устьевых давлений.

Дальнейшие наблюдения за характером работы скважины показали, что ее продуктивная характеристика постоянно восстанавливалась с одновременным ростом содержания конденсата и дополнительным поступлением пропан-бутановых компонентов (см. рис. 3.78, *а* и *б*). Уже в апреле 1988 г. при проведении контрольных исследований на термокривых стала отмечаться работа интервалов 2712—2730 и 2866—2930 м. Таким образом, на втором этапе отработки отмечалось подключение тех интервалов пласта, которые, по всей видимости, стали более интенсивно очищаться от закачанных агентов. Контрольные исследования 22.08.88—26.08.88 свидетельствовали о восстановлении продуктивности до исходного уровня. Тем не менее дальнейшего улучшения продуктивности скважины не отмечалось. Отсутствие эффекта от обработки призабойной зоны скв. 154 объяснялось, вероятнее всего, тем, что в ходе воздействия произошло блокирование части продуктивного разреза жидкостью, имевшейся на забое скважины до проведения обработки.

Обработка скважины № 188

Скв. 188 расположена севернее скв. 177 на восточном склоне средней части структуры. Газоотдающие интервалы отбивались на глубинах 3112—3126, 3156—3157, 3186—3190 м и составляли в сумме 70 м. По данным исследований, в июне 1988 г. при дебите 94 тыс. $м^3$/сут коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B равнялись соответственно 0,146 $МПа^2 \cdot$ сут/тыс. $м^3$ и $9{,}33 \cdot 10^{-5}$ $(МПа \cdot$ сут/тыс. $м^3)^2$.

Обработку скважины проводили в августе 1988 г. После воздействия и пуска в эксплуатацию скважина в течение 2 мес увеличивала продуктивность с достаточно высоким темпом и сохранила ее до июня 1989 г. В среднем в этот период эксплуатации скважины продуктивность ее как по газу, так и по конденсату в 1,15—1,2 раза превосходила аналогичные значения до обработки скважины. Хотя и с меньшим темпом, но тенденция к увеличению дебитов сохранялась и в последующем, несмотря на уменьшение суммарной толщины работающих интервалов из-за блокирования метанолом (который подали в скважину при ее подготовке к обработке). После обработки скважины вплоть до июня 1989 г. в ее продукции отмечалось повышенное содержание пропана и бутанов. Содержание C_{5+} сначала заметно уменьшилось, но уже приблизительно через месяц вновь достигло фоновых значений (41 $г/м^3$) и в дальнейшем постепенно возрастало до 45—50 $г/м^3$ (июнь 1989 г.). Плотность и молярная масса дебутанизированного конденсата в течение этого периода времени изменялись с колебаниями вокруг фоновых значений, несколько превышая в среднем эти значения.

За 10 мес после обработки по скважине получена дополнительная добыча газа 1,4 млн. $м^3$ и конденсата 64 т, а также извлечено 518 т ШФЛУ (28 % от закачанного количества).

Обработка скважины № 132

Скв. 132 расположена в присводовой части залежи и занимает на структуре положение, среднее между скв. 177 и 188 с одной стороны и скв. 154 и

126 — с другой. Характеризуется малой дебитностью. Замеренные перед обработкой коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B равнялись соответственно 0,266 $МПа^2 \cdot$ сут/тыс. $м^3$ и $1{,}732 \cdot 10^{-4}$ $(МПа \cdot сут/тыс.\ м^3)^2$ Газоотдающие интервалы отбивались на глубинах 3147—3194 и 3203—3223 м.

Скважина после обработки в феврале 1989 г. проявила динамику продуктивности и основных параметров продукции, типичную для подвергнутых локальному воздействию скважин. В первые два месяца шла отработка скважины от газа продавливания, затем появились признаки ШФЛУ в продукции. Продуктивность скважины и основные параметры продукции в этот период времени были близки к фоновым значениям. К июню 1989 г. наметилось увеличение продуктивности: по данным исследований 05.06.89—08.06.89 увеличение в дебите составляло 11 тыс. $м^3$/сут, или приблизительно 10 % от дебита скважины до обработки.

За счет обработки по скважине за 15 мес (на июнь 1989 г.) дополнительно было извлечено 580 тыс. $м^3$ газа. Прироста в добыче конденсата не отмечалось.

Обработка скважины № 26

Скв. 26 расположена на южной периклинали месторождения и была пущена в эксплуатацию в 1973 г. Эксплуатационный горизонт — средний карбон, продуктивные отложения которого сложены плотными, крепкими известняками, глинистыми известняками и доломитами с прослоями глин. Пористость продуктивной толщи пласта колеблется в пределах 8—24 %, проницаемость $(0{,}012-1{,}512) \cdot 10^{-12}$ $м^2$, карбонатность 5,1—99,2 %. Тип коллектора — трещиновато-поровый.

На Вуктыльском газоконденсатном месторождении обработка призабойной зоны эксплуатационных скважин углеводородными растворителями была впервые проведена именно на скв. 26 [49]. Работы были начаты в 1983 г. и в качестве углеводородного растворителя использовался обогащенный газ. Для осуществления воздействия на промысел была доставлена ШФЛУ, которая накапливалась в шлейфах, метанолопроводах и разделительных емкостях. Для приготовления обогащенного газа заданного состава — 50 % C_1 и 50 % C_2-C_4 — и подачи его в скв. 26 использовался газ другой скважины, вскрывшей отложения нижнего карбона с повышенным пластовым давлением.

С целью уточнения продуктивной характеристики перед закачкой углеводородного растворителя были проведены газодинамические исследования скважины на стационарных режимах, а также газоконденсатные исследования, показавшие, что содержание компонентов C_{5+} в пластовом газе составляет 62 г/$м^3$ при пластовом давлении 10,9 МПа.

В скв. 26 было закачано за 3 сут 250 тыс. $м^3$ обогащенного газа, для получения которого использовалось 170 т ШФЛУ. Такое количество обогащенного газа позволило охватить зону радиусом 15—20 м. По завершении закачки скважина была остановлена на 20 сут, после чего был начат отбор продукции. В начальный период отбора был проведен комплекс газодинамических исследований скважины. Контроль состава продукции проводили непрерывно в течение первых семи суток отбора и продолжали с периодичностью один раз в месяц в последующий период отбора.

Изменение продуктивности скважины по мере отработки призабой-

ной зоны от смеси обогащенного газа с выпавшим в пласте конденсатом прослеживается по данным, приведенным на рис. 3.80. Изменение параметров работы скважины на первом режиме (от точки 1' к 1) объясняется возрастанием доли жидких углеводородов в фильтрационном потоке через 12—13 ч после ее пуска. Второй режим характеризуется двухфазной фильтрацией из-за поступления в скважину основного количества выпавшего в призабойной зоне и оттесненного обогащенным газом конденсата, содержащего тяжелые углеводородные фракции. На третьем режиме продуктивность скважины улучшилась, однако полная очистка призабойной зоны произошла лишь в начале четвертого режима, о чем свидетельствует как стабильный характер работы скважины на этом режиме, так и тот факт, что значение КГФ установилось на уровне, близком к наблюдавшемуся до проведения эксперимента.

Результаты анализа состава продукции показали, что в течение всего периода промысловых исследований скважины после ее обработки содержание пропан-бутановой фракции в продукции было ниже ее содержания в закачанном газе, что объясняется растворением пропана и бутана в пластовой жидкой фазе. В начальный период отбора наблюдалось изменение состава добываемого газа: возрастало содержание метана, снижалось содержание пропана и бутанов. Изменялись также содержание и состав добываемого конденсата.

Оценка значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений после полной очистки призабойной зоны выполнена по параметрам четвертого-шестого режимов, осуществленных обратным ходом в максимальном диапазоне дебитов. Воздействие на призабойную зону скважины обогащенным газом заметно улучшило ее характеристику, увеличило продуктивность, и эффект обработки отмечался в течение 2 лет.

Результаты обработки призабойной зоны скважины на месторождении Контести

Промысловые исследования по повышению продуктивности газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями проводились на месторождении Контести (Contesti, Румыния). Для обработки была выбрана скважина *W* пласта Dogger 2 этого месторождения. Пласт залегает на глубине 4000 м. В эксплуатацию был введен в 1979 г. Начальное пластовое давление составляло 42,5 МПа, пластовая температура 130 °С. Максимальная суточная добыча газа и конденсата составляла соответственно 1,7 млн. м^3/сут и 1,02 тыс. т/сут и отмечалась в 1984 г. К 1989 г. к моменту осуществления воздействия на скважину *W* она понизилась до 27,5 млн. м^3/сут и 12,1 тыс. т/сут. Давление забрасывания было определено в 20 МПа.

Скважина *W* к моменту начала обработки ее призабойной зоны простаивала. При эксплуатации на газлифте скважина давала только воду. Максимальный дебит газа и конденсата по ней в свое время составлял 35 тыс. м^3/сут и 12,1 т/сут (из продуктивного интервала толщиной 80 м). Скважину обрабатывали углеводородной жидкостью, близкой по составу к растворителю "*B*", в объеме 56 м^3. Этот объем выбирался исходя из необходимости обработки зоны пласта вокруг скважины радиусом 3 м. Продавка углеводородного растворителя осуществлялась азотом при давлении 24 МПа. Скважина выдерживалась после нагнетания агентов 24 ч и затем

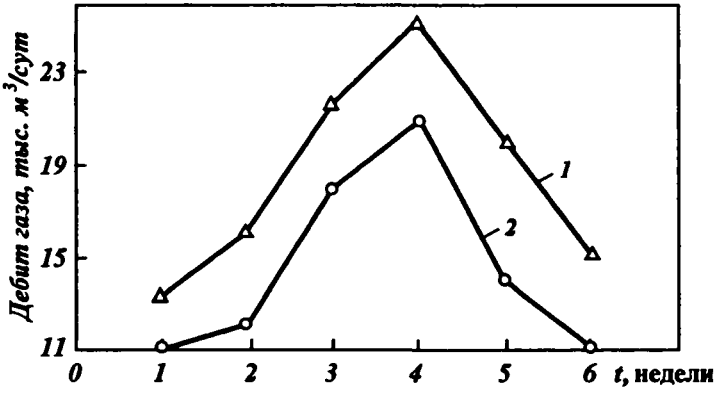


Рис. 3.81. Динамика дебитов газа на скв. *W* месторождения Contesti (Румыния) после обработки ее призабойной зоны углеводородным растворителем.
Газ: *1* — газлифтный, *2* — пластовый

запускалась в эксплуатацию на газлифте. На рис. 3.81 представлена динамика дебитов скважины по пластовому и газлифтному газу. В первый момент после пуска скважины она работала с дебитом 20—30 м³/сут жидкости, состоящей из воды и закачанного в пласт растворителя. В течение трех недель после обработки дебит скважины по газу возрос до 20—21 тыс. м³/сут, а затем уменьшался до нуля на протяжении еще двух недель эксплуатации.

Таким образом, результаты промысловых испытаний метода воздействия на призабойную зону газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями, осуществленных на месторождении Контести (Румыния), показали следующее. Данный метод воздействия позволяет повысить продуктивность скважин не только за счет удаления ретроградного конденсата из призабойной зоны скважин, но и за счет удаления воды. Представляется, что эффективность обработки призабойной зоны скважины *W* Контести могла быть еще выше в том случае, если бы при закачке использовались более легкие растворители (типа пропана или ШФЛУ), не содержащие в относительно большом количестве фракции C_{5+}, а объемы растворителя выбирали исходя из требований обработки прискважинной зоны радиусом не менее 10 м.

3.5.3

Основные положения технологии обработки призабойных зон газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями

Эффективность проведения обработок призабойных зон скважин в значительной мере определяется точным соблюдением основных положений (правил) воздействия, которые составляют технологию обработки скважин. Основные положения обработки призабойных зон газоконденсатных

скважин жидкими углеводородными растворителями практически не отличаются от описанных выше положений по обработке прискважинных зон пласта сухим газом. Это касается как выбора скважин для обработки, объемов нагнетаемых агентов, давления и темпов нагнетания, схемы обвязки скважин, так и последовательности операций при обработке призабойных зон скважин.

Определенные расхождения между положениями этих двух технологий отмечаются в некоторых разделах описанной выше технологии воздействия сухим газом. В части "Объемы нагнетаемых агентов" необходимо, чтобы при проведении обработки скважин жидкими углеводородными растворителями соотношение масс нагнетаемых в пласт жидкого растворителя и сухого газа было около 1:2. В разделе "Схемы обвязки скважин" необходимо дополнительно к скважине подключить линию от емкости с жидкими углеводородными растворителями и предусмотреть оборудование для их нагнетания в скважину. Одним из вариантов нагнетания жидкого растворителя в скважину является передавливание его в скважину тем же сухим газом. В разделе "Последовательность операций при обработке призабойных зон скважин" следует предусмотреть подключение к скважине вместе с источником газа высокого давления емкости с жидкими углеводородными растворителями и нагнетающих их агрегатов (как правило, в одной линии с источником газа высокого давления).

4

Особенности разработки крупных газовых месторождений

Динамика развития отечественной газодобывающей промышленности в ближайшие десятилетия будет во многом определяться темпами отбора газа из таких крупных газовых месторождений, как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Вынгапуровское. В недрах этих объектов содержится около 70 % запасов углеводородного газа Российской Федерации, а объемы текущей добычи превышают 90 % отечественного производства газа [43].

По своим размерам, запасам углеводородов и другим параметрам эти месторождения уникальны. Естественно поэтому, что их разработка характеризуется особенностями, присущими только этим объектам.

Автор в течение многих лет принимал самое непосредственное участие в обосновании систем разработки и эксплуатации крупных газовых месторождений Крайнего Севера России. Совместная работа таких специалистов, как О.Ф. Андреев, С.Н. Бузинов, П.А. Гереш, А.И. Гриценко, Г.А. Зотов, В.Н. Маслов, Е.М. Нанивский, В.В. Ремизов, Н.Г. Степанов, П.Г. Цыбульский, Л.С. Чугунов, П.Т. Шмыгля и многих других, включая автора монографии, была для всех настоящей школой.

Излагая материалы, относящиеся к особенностям разработки месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, автор прекрасно осознает, что выступает лишь в качестве одного из участников колоссальной работы, выполненной большим коллективом.

4.1

Разработка месторождения Медвежье

Медвежье газовое месторождение находится на севере Западно-Сибирской равнины, в междуречье рек Надым и Пур и простирается в субмеридиональном направлении на юг от юго-восточной границы Обской губы (рис. 4.1). В административном отношении оно расположено на севере Тюменской области на территории Ямало-Ненецкого национального округа.

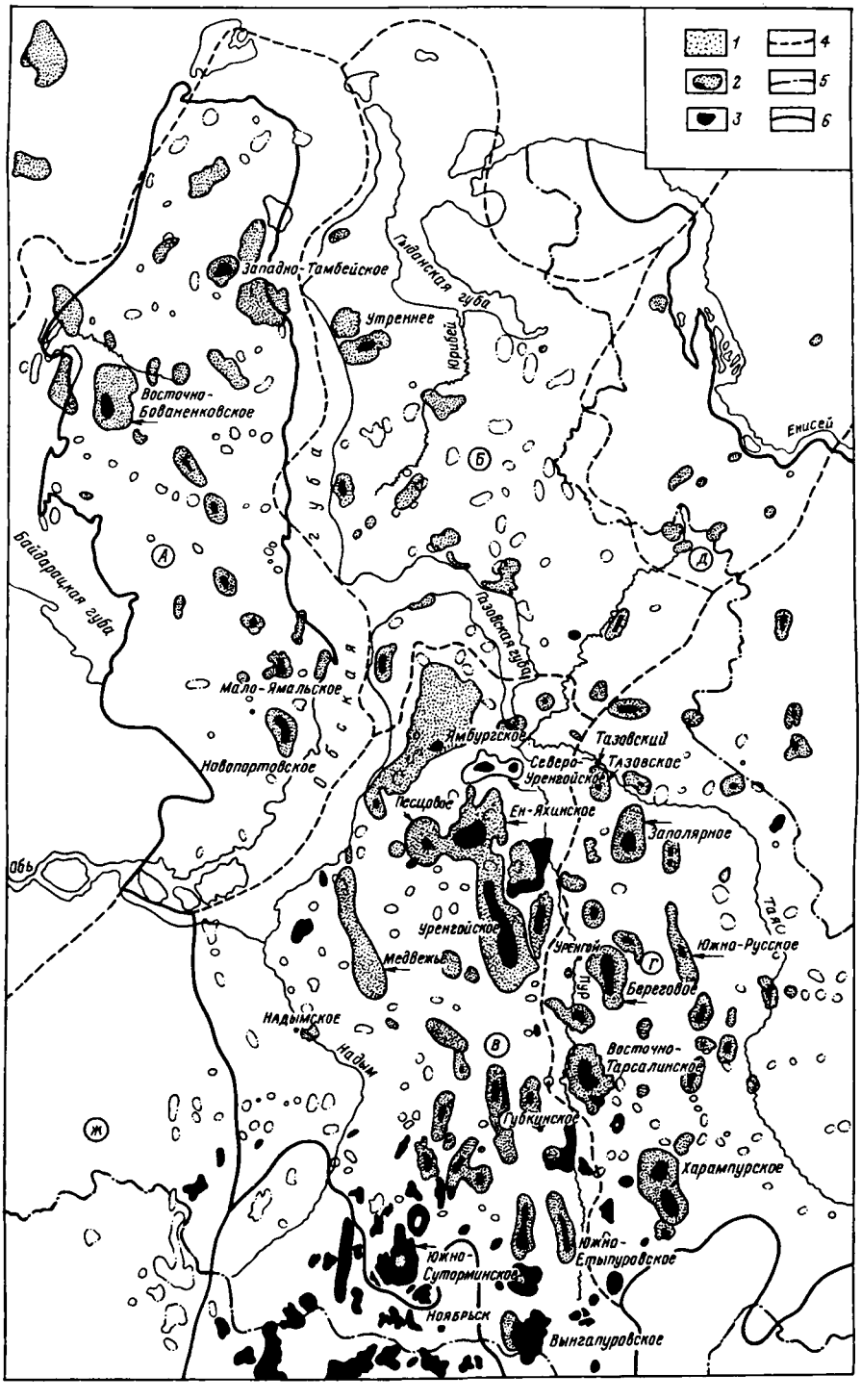


Рис. 4.1. Обзорная карта месторождений севера Тюменской области

Площадь месторождения находится в зоне развития многолетней мерзлоты. Глубина промерзания пород на участке Надым – Правая Хетта достигает 200 – 250 м. Нижняя граница вечной мерзлоты на северо-востоке достигает 400 м.

Поисковые сейсморазведочные работы на территории Ненецкого свода с целью поиска локальных структур и подготовка их к разведочному бурению начались с 1963 – 1964 гг. В результате этих исследований была оконтурена Ныдинская структура, а к югу от нее наметилось новое Медвежье поднятие, которые последующими сейсмическими исследованиями в 1963 – 1967 гг. были подготовлены к поисково-разведочному бурению.

Бурением глубокой скважины 2-н в присводовой части Ныдинского поднятия начаты в 1966 г. поисковые работы на месторождении. При опробовании двух горизонтов в отложениях валанжин-готерива были получены слабые притоки пластовых вод. При испытании сеноманских отложений получен приток газа, дебит которого составил примерно 2 – 2,5 млн. $м^3$/сут. Исследований на режимах, ввиду аварийного состояния скважины, не производилось.

В 1967 г. начато бурение поисковой скважины 1-м на Медвежьем поднятии, подтвердившей газоносность сеноманских отложений собственно Медвежьей структуры.

Интенсивное разведочное бурение проводилось на месторождении в 1968 г. К концу года были пробурены три скважины, позволившие предположить возможность слияния Ныдинского и Медвежьего поднятий в единое месторождение. В первой половине 1969 г. разбуривалась в основном южная часть Медвежьего поднятия. В дальнейшем на месторождении пробурены глубокие разведочные скважины для оценки перспектив нефтегазоносности неокомских и юрских отложений, которые не подтвердились.

С 1971 г. месторождение введено в эксплуатацию.

4.1.1

Геолого-физическая характеристика месторождения

Общая характеристика геологического строения месторождения

Геологический разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и метаморфизованными породами палеозойского фундамента. Только в разрезах глубоких разведочных скважин вскрыты нижнемеловые и частично юрские отложения на максимальной глубине 4024 м (скв. 30).

Охарактеризованность керновым материалом крайне неравномерная, и сравнительно хорошо изучена только сеноманская продуктивная толща.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы месторождение Медвежье находится в пределах структуры первого порядка – Медвежьего мегавала. Мегавал имеет меридиональное простирание, его длина 180 км, ширина 25 – 50 км.

На севере мегавал отделяется седловиной от Харвутинского вала и граничит с Танловской впадиной, на востоке с Нарутинской впадиной и на западе — с Нижне-Надымской впадиной. В пределах мегавала выделяются (с севера на юг): Ныдинское куполовидное поднятие (КП), Медвежий мегавал, Западно-Пангодинский структурный нос, осложненные структурами третьего порядка.

По отражающему горизонту "Б" Ныдинское КП оконтуривается изогипсой минус 3300 м и имеет размеры 17,5 × 12,5 км, амплитуду 250 м. Свод поднятия осложнен двумя вершинами. Медвежий вал оконтуривается изогипсой минус 3300 м, размеры его 40 × 90 км, амплитуда 250 м. Сводовая часть осложнена тремя вершинами на разных гипсометрических уровнях. Седловина, разделяющая эти структуры, имеет широтное простирание при глубине около 50 м.

По структурной карте отражающего горизонта "Г" Ныдинское поднятие и Медвежий вал оконтуриваются изогипсой минус 1100 м. Размеры Ныдинского поднятия по данной изогипсе — 37 × 15 км, амплитуда 150 м; размеры Медвежьего вала — 20 × 80 км, амплитуда 100 м.

По кровле сеноманских отложений Медвежий вал и Ныдинское куполовидное поднятие оконтуриваются изогипсой минус 1150 м, при этом их общая длина достигает 120 км, ширина — 26 км. Амплитуда Медвежьего вала равна 175 м, а Ныдинского поднятия 125 м. Восточное крыло их крутое (до 2°) по сравнению с западным (0° 30′). Медвежий вал осложнен тремя поднятиями: северным, центральным и южным.

Данные эксплуатационного бурения существенно уточнили структурный план месторождения. Наибольшие уточнения внесены в результате бурения скважин в пределах северного поднятия (район скв. 11).

По новым данным бурения, конфигурация структурной поверхности по кровле сеноманской продуктивной толщи оказалась более сложной, чем по данным разведочного бурения.

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяются три нефтегазоносных комплекса: юрский, неоком-аптский и апт-сеноманский. Основные запасы газа приурочены к сеноманским отложениям, которые являются объектом разработки.

Кровля сеноманской продуктивной толщи вскрыта на абсолютных глубинах 979,9 — 1130,4 м и контролируется отложениями глин (покрышкой) турон-палеогенового возраста с толщинами до 500 м. Продуктивная толща сеномана представлена песчаниками, алевролитами и глинами, которые выклиниваются, фациально замещаются на различных расстояниях. Толщина пропластков и пластов-коллекторов составляет 0,4 — 28 м. Наибольшее распространение имеют коллекторы от 2 до 4 м. Толщины глин и заглинизированных пород изменяются от 0,4 до 25 м.

Таким образом, продуктивная толща Медвежьего месторождения расчленяется на ряд мезоциклитов, циклитов, продуктивных пачек. Сверху вниз это песчано-алевритовая, песчаная и песчано-алевролитовая пачки. В своих верхних частях пачки имеют алеврито-глинистые пласты, неоднородные и прерывистые по площади и разрезу. Поэтому макро- и микронеоднородность, расчлененность и прерывистость геологических тел, слагающих пачки, определяют в целом газодинамическую, но не гидродинамическую связанность коллекторов в залежи. Блочная или пачечная модель-схема геологического строения отвечает пластово-массивному типу залежей.

Содержание коллекторов в газонасыщенной части разреза колеблется от 17 до 90 %, составляя в среднем для залежи 70 %. В результате эксплуатационного бурения было установлено значительное сокращение содержания коллекторов в зонах микропрогибов и структурных заливов на крыльях. В этих зонах эффективные газонасыщенные толщины составили 30—50 м вместо ожидаемых 60—70 м. Суммарная эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется от 3,6 до 126,0 м в пределах южного купола, от 14,0 до 96,4 м на центральном куполе, от 14,6 до 99,4 м на северном куполе, от 7,0 до 97,4 м на Ныдинском куполе.

Залежь газа является пластово-массивной, по всей площади подстилается подошвенной водой. ГВК отбит на абсолютных отметках от 1227,6 до 1141,2 м и постепенно погружается с юга на север.

В пределах Медвежьего вала ГВК наклонен в основном в пределах отметок от 1227,6 до 1133,8 м, а на Ныдинском поднятии от 1136,6 до 1141,2 м. Данные эксплуатационного бурения подтвердили ранее установленный наклон ГВК в северном направлении.

Высота залежи в пределах южного, среднего и северного куполов Медвежьего вала равна 155 и 122 м, а высота Ныдинского поднятия 125 м. Залежь имеет следующие размеры: длина 116 км, ширина до 26 км, площадь газоносности 1993,3 км^2.

При испытании разведочных скважин из продуктивной толщи сеномана получены промышленные притоки газа от 541 до 1490 тыс. м^3/сут через 25,4—31,7-мм штуцер при депрессиях 0,19—3,68 МПа (1,95—37,5 кгс/см^2).

Начальный дебит эксплуатационных скважин 519—1500 тыс м^3.

Основные параметры пласта

Коллекторами газа являются пески, песчаники с глинистым цементом, а также крупно- и среднезернистые алевролиты. Коллекторские свойства песчано-алевритовых пород высокие. Определение пористости проведено на 1091 образце, из них на 534 — из газонасыщенной части разреза.

Наиболее часто встречаются значения пористости 25—35 %. Среднее значение пористости по керну составило 28,8 %. Проницаемость определена на 569 образцах, в том числе на 273 — из газонасыщенной части. Изменяется проницаемость от 10^{-15} до порядка 10^{-12} м^2. Остаточная водонасыщенность определена на 535 образцах.

Коллекторские свойства зависят от гранулометрической характеристики. Так, открытая пористость песчаников изменяется от 33,9 до 38,4 %, проницаемость составляет $(0,8—3,1) \cdot 10^{-12}$ м^2, остаточная водонасыщенность — 8,1—23,5 %.

Открытая пористость алевритов составляет 20,1—36,3 %; проницаемость $(0,6—118) \cdot 10^{-12}$ м^2; остаточная водонасыщенность 19,9—92,5 %.

В неотсортированных породах открытая пористость равна 22,1—37,6 %, проницаемость $(0,0046—2,305) \cdot 10^{-12}$ м^2, остаточная водонасыщенность 14,4—87,4 %.

Фильтрационно-емкостные параметры определены по материалам геофизических исследований скважин.

По ГИС коэффициент пористости, определенный по уравнению регрессии вида $k_п = f(p_0)$, составил 30,2 %.

Газонасыщенность по ГИС определена по зависимости $\lg W_в = f(\lg R_п)$,

построенной по данным керна, отобранного в скв. 110 Уренгойского месторождения и скв. 41 Ямбургского.

Средневзвешенное значение коэффициента газонасыщенности составило 70,5 %.

Проницаемость определена по установленной универсальной зависимости Требина–Ханина – $\lg k_{пр} = g(k_{п\,эф})$. Средневзвешенное значение проницаемости по месторождению составило $0{,}6 \cdot 10^{-12}$ м^2.

Продуктивная толща имеет неоднородное строение как по площади, так и по разрезу.

Для характеристики неоднородности использованы следующие показатели:

1) коэффициент относительной песчанистости;
2) коэффициент расчлененности;
3) общая и эффективная толщина;
4) коэффициент проницаемости.

Коэффициент относительной песчанистости ($K_{пес}$) представляет собой отношение эффективной толщины, выделенной в разрезе данной скважины, к ее общей толщине. Значение $K_{пес}$ по площади изменяется от 0,3 до 0,9. Высокие значения параметра приурочены к сводовым участкам залежи. В песчано-алевритовых породах при значении $K_{пес}$ более 0,5 высока вероятность наличия газодинамической связи между пластами.

Коэффициент расчлененности ($K_р$) определяется путем деления суммы числа проницаемых прослоев на эффективную толщину. $K_р$ изменяется от 0,8 до 8,9. По данному параметру наиболее неоднородна зона размещения скважин УКПГ-2, 7 и 9.

В целом же сеноманская продуктивная толща Медвежьего месторождения представляет собой единую газогидродинамическую систему, которая характеризуется неповсеместным распространением проницаемых пластов по площади и частым расчленением их на ряд пропластков.

Гидрогеологическая характеристика

Сведения о подземных водах юрских и меловых отложений получены на месторождении в результате опробования 53 водных, водогазовых и водонефтяных объектов в 17 глубоких разведочных и 6 пьезометрических скважинах. В двух скважинах испытаны объекты в верхнепалеоценовых осадках. 105 скважин пробурены с целью изучения и использования подземных вод олигоцен-четвертичных отложений.

В разрезе осадочного чехла месторождения вскрыты два мощных водонапорных комплекса: верхневаланжин-барремский и апт-сеноманский, перекрытые регионально-выдержанным турон-палеогеновым водоупором мощностью до 670 м, над которым залегает олигоцен-четвертичный водоносный комплекс.

Верхневаланжин-барремский водоносный комплекс приурочен к отложениям тюменской свиты, представленным песчаниками и алевролитами, чередующимися с аргиллитами. Вскрытая толщина комплекса достигает 538 м. При опробовании вод данного комплекса дебиты скважин составили 0,4–2 м^3/сут при динамических уровнях 805–2278 м. Пластовые давления воды соответствуют гидростатическому. Пластовое давление воды, рассчитанное для скв. 36 на глубине 3320 м, равно 31,82 МПа. Пластовые температуры вод изменяются от 96 до 116,5 °С. Воды по химическому составу

хлоридно-натриевые двух типов. В южной части месторождения (особенно на Медвежьем поднятии) получены воды преимущественно хлоркальциевого типа с минерализацией 36,8 г/л. Концентрация йода 2,5 мг/л, брома 74,2 мг/л и бора до 3 мг/л. На севере месторождения (Ныдинское поднятие) воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 5,5—11,5 г/л. Концентрация йода до 3,3 мг/л, брома до 13,9 мг/л и бора до 1,8 мг/л. Газонасыщенность достигает 2600 $см^3/л$.

Верхневаланжин-барремский комплекс перекрывается верхнеюрско-валанжинским водоупором, в состав которого входят отложения абалакской, баженовской и сортымской свит общей толщиной 438—807 м.

Гидрохимический разрез апт-сеноманской толщи (тангаловской и покурской свит) на газовых месторождениях Западной Сибири практически однороден. Толщина апт-сеноманского водоносного комплекса на месторождении изменяется от 1513 до 1660 м. При опробовании водоносных горизонтов, залегающих в нижней части комплекса, дебиты скважин составили 2—134 $м^3$/сут при динамическом уровне 160—1808 м. Средние пластовые температуры изменяются от 63 до 82 °С на Медвежьем валу и от 57 до 74 °С на Ныдинском поднятии. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 7,0—15,6 г/л. Концентрация йода 1,7—16,5 мг/л, брома 13,3—40 мг/л и бора 2,5—12,4 мг/л. Газонасыщенность достигает 3500 $см^3/л$. В составе растворенного газа преобладает метан (до 96 % объема). В верхней части комплекса опробованы водоносные отложения аптского и сеноманского горизонтов.

Из аптских отложений при испытании пьезометрической скв. 36 получена хлоридная натриевая вода (хлоркальциевого типа) с минерализацией 20,4 г/л и концентрациями йода, брома и бора, равными соответственно 16,2, 63,4 и 5,0 мг/л. Газонасыщенность вод составила 2000 $см^3/л$.

Результаты определений по керну свидетельствуют, что водонасыщенные коллекторы, так же как и газонасыщенные, характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами: $k_п$ достигает 36,6 %, $k_{пр} = 2{,}1 \cdot 10^{-12}$ $м^2$.

Подошвенные воды залежи опробованы в 16 скважинах. Дебиты вод составили 21—214 $м^3$/сут при динамических уровнях 65—606 м. Начальные статические уровни воды отбиты в скв. 6 и 15 на глубинах соответственно 1236,6 и 1246,1 м. Соответствующие им замеренные пластовые давления равны 11,53 и 11,51 МПа. Пластовые температуры вод составляют 33—37 °С на Медвежьем валу и 30—33 °С на Ныдинском поднятии. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 16,6—21,2 г/л. Концентрация йода 12,6—29,9 мг/л, брома 36,6—68,95 мг/л. Газонасыщенность подземных вод сеноманского горизонта, рассчитанная исходя из начального пластового давления в залежи (11,53 МПа) и условия предельного насыщения их растворенным газом в приконтактной зоне с залежью, составила 1970 $см^3/л$ на Медвежьем поднятии и 2060 $см^3/л$ на Ныдинском поднятии. Сеноманский водоносный горизонт имеет значительную толщину и прослеживается на сотни километров. Все это обусловливает упруговодонапорный режим разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения.

В разрезе турон-палеогенового флюидоупора выделяется верхнепалеоценовый водонапорный горизонт, включающий преимущественно песчаные отложения верхнетибейсалинской подсвиты толщиной 127—190 м. При опробовании верхнепалеоценового горизонта в скв. 7 был получен приток

воды дебитом 22 м^3/сут. Химический состав воды хлоридно-натриевый, минерализация 2,3 мг/л. Концентрации йода, брома и бора составляют соответственно 0,84; 4,4 и 0,3 мг/л.

Верхнепалеоценовый горизонт перекрывается палеогеновым водоупором, сложенным глинистыми и кремнистыми породами верхней части верхнетибейсалинской подсвиты, люлинворской и чеганской свит общей толщиной до 200 м.

Самый верхний олигоцен-четвертичный водоносный комплекс расположен в зоне многолетней мерзлоты. При опробовании подземных вод межмерзлотных горизонтов дебиты скважин составили 5 – 2195 м^3/сут при $H_д$ от 2 до 64 м. Воды по химическому составу преимущественно гидрокарбонатные кальциевые, магниевые и натриевые с минерализацией 0,02 – 0,51 г/л. Они используются в основном для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Состав газа

По данным анализов, химический состав газа сеноманской продуктивной толщи сходен с газами аналогичных месторождений севера Тюменской области. Газ имеет метановый состав (содержание метана 97,37 – 99,68 %) с очень незначительным содержанием тяжелых углеводородов (0,08 – 0,096 %), причем эти значения приходятся целиком на долю этана, так как пропан и более высокие гомологи отсутствуют. Содержание азота 0,08 – 1,2 %, углекислого газа 0,02 – 0,68 %, гелия 0,005 – 0,21 % и аргона 0,68 – 1,92 %. Сероводород в газе не обнаружен. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,56. Низшая теплотворная способность колеблется в пределах 7837 – 8019 ккал.

Специальных газоконденсатных исследований в сеноманских отложениях не проводилось.

4.1.2

Технологическая основа для проектирования

Анализ результатов исследований скважин

Объем и виды геолого-промысловых исследований скважин на Медвежьем месторождении определяются состоянием его изученности. В настоящее время в условиях падающей добычи основная задача исследований заключается в получении комплекса данных для анализа текущего состояния разработки, определения фильтрационных коэффициентов, продуктивных характеристик скважин и добывных возможностей залежи в целом.

Исходя из этого на месторождении проводят:

1) газодинамические исследования;

2) замеры статических и межколонных давлений;

3) исследования на продуктивность при стационарных режимах фильтрации;

4) исследования на вынос механических примесей и воды;

5) определение профиля притока и текущего положения забоев.

Для контроля за изменением пластового давления ежеквартально за-

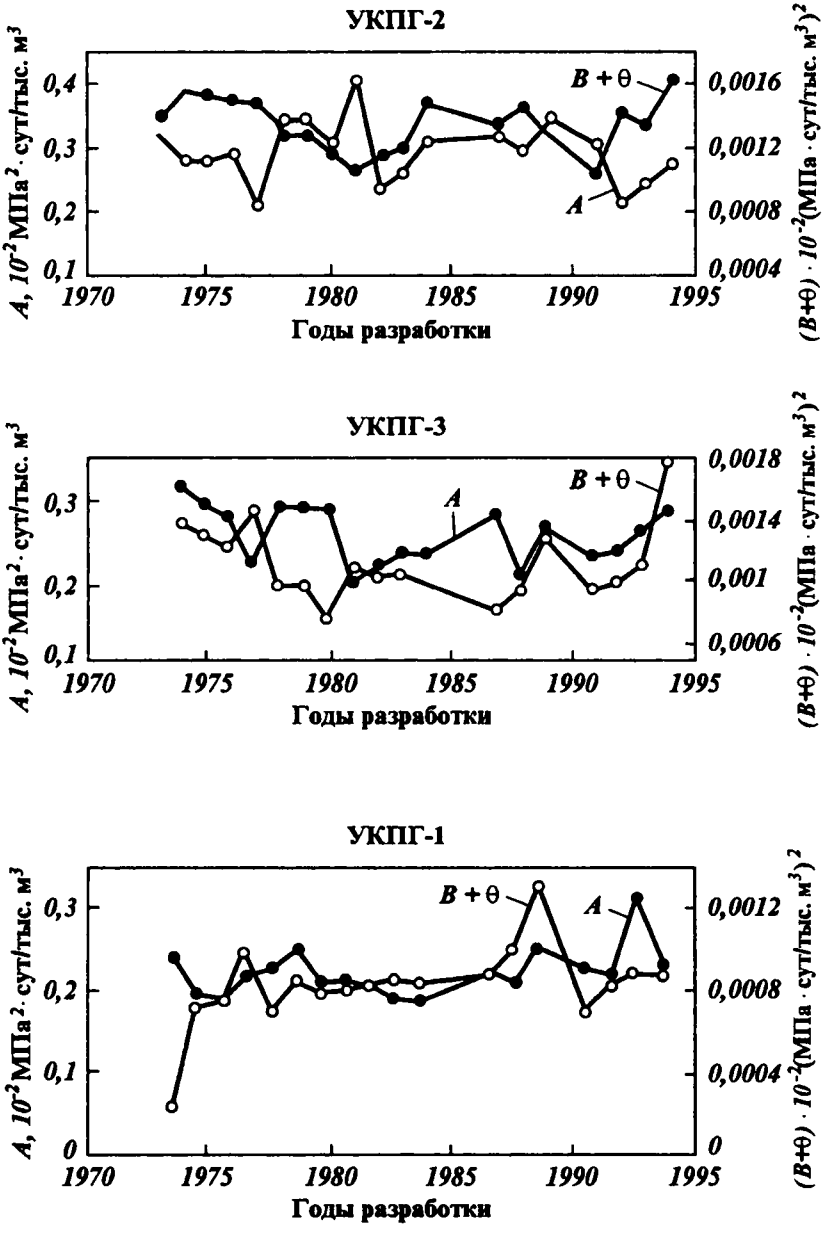


Рис. 4.2. Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам (УКПГ-1–3)

меряют статические давления на устьях простаивающих эксплуатационных и наблюдательных скважин, перфорированных в газовой среде. Пластовые давления рассчитываются на середину интервала перфорации.

За 1994 г. проведено 460 газодинамических исследований, в том числе на стационарных режимах фильтрации с использованием ДИКТа – 132 исследования.

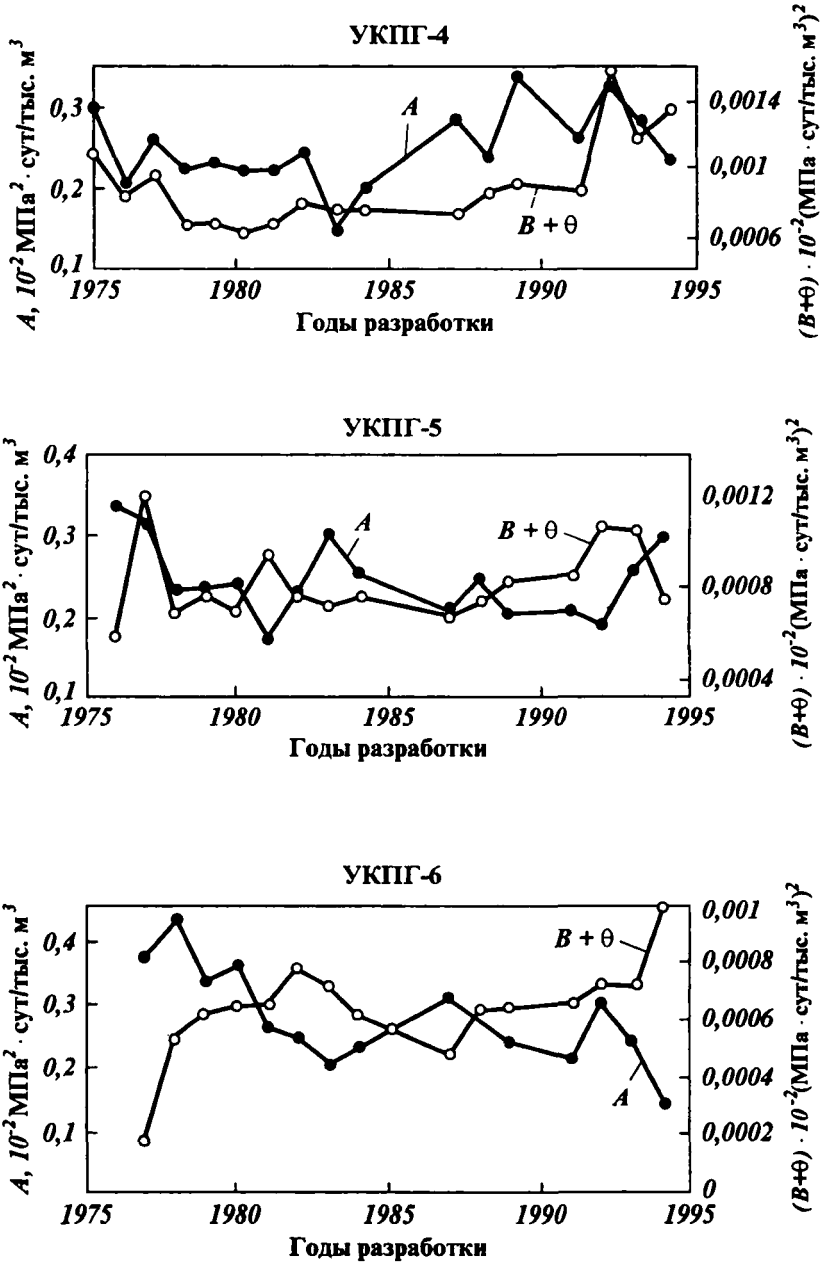


Рис. 4.3. Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам (УКПГ-4–6)

По результатам этих исследований уточнены текущие значения фильтрационных коэффициентов. Характер их изменения во времени (рис. 4.2–4.5) показывает, что фильтрационные коэффициенты среднерасчетной скважины по УКПГ существенно не изменяются. Так, относительно приня-

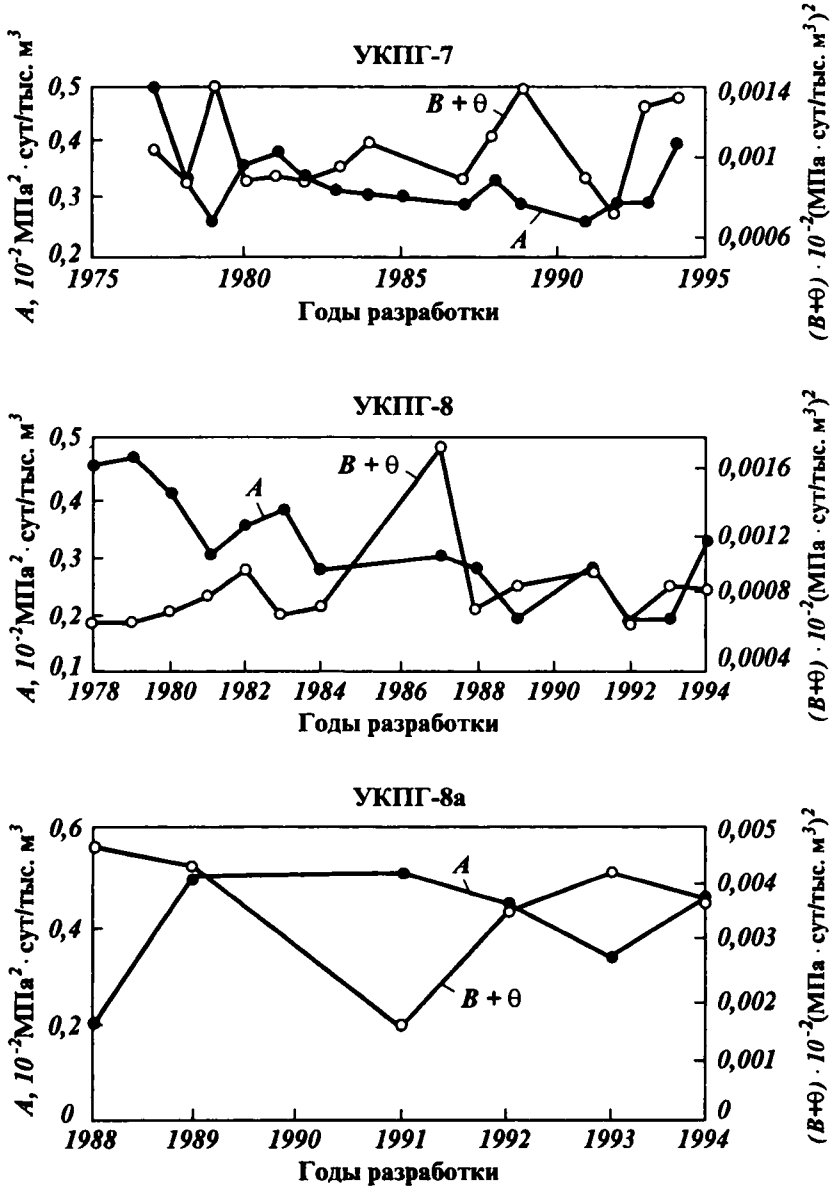


Рис. 4.4. Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам (УКПГ-7, 8, 8а)

тых в проекте для расчетов показателей разработки несколько возросли коэффициенты *A* по УКПГ южной зоны.

Данное обстоятельство обусловлено двумя причинами. Первая связана с бурением и вводом в эксплуатацию дополнительного фонда, бурящегося,



Рис. 4.5. Динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений по годам (УКПГ-9)

как правило, на периферии основного эксплуатационного поля с худшими фильтрационно-емкостными и коллекторскими свойствами. Результаты исследований этой категории скважин по УКПГ-1 свидетельствуют, что коэффициенты фильтрационного сопротивления здесь на 46 % хуже, чем по основному фонду. Район вновь пробуренных скважин на УКПГ-9 также имеет значительно худшие фильтрационно-емкостные свойства. По результатам исследований дополнительных скважин, проведенных в 1994 г., коэффициенты A и $(B+\theta)$ равняются здесь

$A = 0{,}986 \cdot 10^{-2}$ МПа^2 · сут/тыс. м^3;

$(B+\theta) = 0{,}0044 \cdot 10^{-2}$ (МПа · сут/тыс. м^3)^2.

Второй причиной ухудшения фильтрационных характеристик являются активные водопескопроявления, отмеченные в 1994 г. в 58 из 460 исследований и превышающие допустимые значения для условий работы компрессорных агрегатов дожимных компрессорных станций, — 2 мг/м^3.

Диапазон средних депрессий, выше которых количество песка выходит за допустимые концентрации, колеблется от 0,14 (УКПГ-1) до 0,43 МПа. Имеется связь между значениями предельных депрессий и текущей обводненностью различных эксплуатационных зон.

Как правило, для зон с большей обводненностью характерны меньшие значения предельных депрессий. В частности, результатами специальных газодинамических исследований, проведенных на Уренгойском месторождении, установлено, что для скважин, на забоях и в продукции которых отмечено повышенное содержание пластовой и конденсационной воды, значение предельной депрессии не превышает 0,1—0,15 МПа против средних значений для сухого коллектора 0,5—0,6 МПа. Аналогичный вывод получен при изучении прочностных характеристик сеноманских кернов. В результате установлено, что пластовая вода снижает их прочность в среднем на 80 %.

Данная тенденция во времени будет прогрессировать, ухудшая продуктивную характеристику эксплуатационных скважин и коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

Не дает существенных положительных результатов с точки зрения

улучшения фильтрационных характеристик скважин проводимый на месторождении комплекс интенсификационных и водоизоляционных работ, а также повторная или дополнительная перфорация. Из 57 скважин, где такие работы были проведены в 1993—1994 гг., только в 13 скважинах (202, 206, 314, 405, 415, 428, 601, 131, 317, 605, 818, 1033, 1039) отмечено улучшение фильтрационно-емкостных свойств.

При этом наиболее отрицательно влияет на продуктивную характеристику использование глинистого раствора в качестве задавочной жидкости. В таких скважинах, как правило, очистка призабойных зон во времени охватывает период до 3—5 лет.

Результаты специальных газодинамических исследований по определению профиля притока показывают, что существенных изменений в положении работающих интервалов в процессе разработки не происходит.

Наиболее типичны при этом результаты газодинамического каротажа по скв. 212, 319 и 603.

В скв. 212 по данным первого замера ГДК выделяются три работающих интервала: 1137,0—1146,0; 1152,0—1158,0 и 1163,2—1164,2 м.

Верхний работающий интервал четко прослеживается на всех замерах, нижний маломощный интервал прекратил работу при следующем исследовании. На 14.06.83 был отмечен рост столба жидкости, частично перекрывшего средний работающий интервал, толщина которого сократилась с 6 до 4 м. Во всех исследованиях фиксируется наличие песчано-глинистой пробки, верхняя граница которой во времени не изменяется и совпадает с нижними перфорационными отверстиями. В скв. 319 во всех замерах выделяется один работающий интервал 1159,0—1168,0 м толщиной 9 м, отмечается наличие песчано-глинистой пробки и столба воды в стволе скважины.

Газоотдающими являются пласты, характеризующиеся максимальными фильтрационно-емкостными свойствами.

В скв. 603 методами газодинамического каротажа выполнено шесть исследований в течение 8 лет. Во всех замерах уверенно выделяется верхний работающий интервал 1118,0—1124,0 м, границы которого не изменяются во времени. Второй газоотдающий интервал до проведения капитального ремонта в феврале 1987 г. также имел постоянные границы 1129,4—1134,6 м, а после капитального ремонта газоотдающая толщина уменьшилась на 1 м. В этой скважине при освоении не включались в работу пласты с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, перекрытые песчано-глинистой пробкой. Не работают также пласты в верхней части разреза в интервале 1109,0—1118,0 м, где фильтрационно-емкостные свойства резко ухудшены по сравнению с нижней частью пласта. Для подключения этой части разреза в работу необходимо было провести мероприятия по интенсификации притока, в частности дополнительную перфорацию в газовой среде.

Обобщение результатов исследований эксплуатационных скважин методами газодинамического каротажа позволило сделать следующие основные выводы:

1) при эксплуатации скважин в течение 20 и более лет разработки профили притока газа во времени практически не изменяются (если в скважинах не проводились ремонтные работы). Газ в скважину поступает из интервалов, освоенных в начальный период эксплуатации;

2) интервалы притока находятся в пределах перфорированных тол-

щин, а их доля от общей толщины прострела колеблется от 10 до 70 %. Продуктивность и границы работающих интервалов определяются коллекторскими свойствами пластов;

3) по данным расходометрии в большинстве остановленных скважин перетоков не отмечается.

Анализ текущего состояния эксплуатации

Разбуривание сеноманской залежи Медвежьего месторождения началось на УКПГ-2.

В южной зоне месторождения (УКПГ-1 – УКПГ-4) бурились одиночные скважины, расстояние между которыми составляло 0,7 – 1,7 км. Исключением были два экспериментальных куста из пяти скважин (на УКПГ-1 и УКПГ-4). Начиная с УКПГ-5 осуществлялось кустовое разбуривание с тремя-четырьмя вертикальными скважинами и расстоянием между кустами 0,9 – 2,5 км. Всего в настоящее время на месторождении работает 79 кустов, в том числе по УКПГ:

УКПГ-1 – 8 кустов;	УКПГ-7 – 8 кустов;
УКПГ-4 – 9 кустов;	УКПГ-8 – 16 кустов;
УКПГ-5 – 5 кустов;	УКПГ-9 – 24 куста;
УКПГ-6 – 7 кустов;	УКПГ-2 – 2 куста.

Из 473 пробуренных на 01.01.95 скважин наблюдательных и пьезометрических – 90, эксплуатационных – 383, в том числе действующий фонд составляет 341, т.е. на шесть скважин меньше, чем на 01.01.94, что связано с увеличением количества скважин, простаивающих из-за высокого давления в коллекторе (скв. 521 – 524, 416, 617, 723, 425 – 427, 137, 139, 308, 810, 311), находящихся в капитальном ремонте или в ожидании его. В 1994 г. наметилась тенденция снижения коэффициента использования скважин, причем наиболее значительная на УКПГ-5, 7 и 8.

В настоящее время завершилось эксплуатационное разбуривание сеноманской залежи. Однако темп ввода дополнительного фонда отставал от проектного.

Сеноманские продуктивные отложения характеризуются высокими фильтрационными свойствами, установленными первоначально по результатам исследований разведочных скважин и впоследствии подтвержденными данными по эксплуатационному фонду. Так, в период 1973 – 1974 гг. газодинамические исследования скважин показали, что для обеспечения проектного дебита 1 млн. м^3/сут достаточно поддерживать депрессию на пласт от 1,5 до 2,5 кгс/см^2 (0,147 – 0,245 МПа). Продолжительное время фактические рабочие дебиты превышали проектные, а в начальный период достигали 1,5 – 2,0 млн. м^3/сут. С выходом месторождения на проектный уровень годовой добычи дебиты скважин постепенно приближались к проектным значениям. В настоящее время ежегодный темп падения дебитов составляет 30 – 40 тыс. м^3/сут, что вызвано уменьшением энергетического запаса залежи и началом периода падающих отборов. Тем не менее в целом продуктивная характеристика остается достаточно высокой, так как около 34 % действующего фонда работает с дебитами, достигающими 500 тыс. м^3/сут и более. На 5 – 10 % эксплуатационных скважин текущие рабочие дебиты составляют 250 – 500 тыс. м^3/сут. Лишь 16,7 % имеют текущую продуктивность менее 250 тыс. м^3/сут из-за высоких давлений в межпромысловых коллекторах, влияния пластовой и конденсационной воды и невысоких

коллекторских свойств вскрытого продуктивного разреза. Текущий характер распределения продуктивности по площади газоносности показывает, что лучшими добывными возможностями характеризуется район УКПГ-9, где 43 % скважин имеют дебиты от 500 тыс. м^3/сут и выше, против 4 % на УКПГ-7.

С различными дебитами работают 43 эксплуатационные скважины, переключенные с одной УКПГ на другую для обеспечения равномерной нагрузки на систему подготовки и компримирования газа.

Средний дебит двух скважин этой категории (скв. 318, 319) на всем протяжении их подключения к УКПГ-2 остается значительно выше, чем по фонду скважин УКПГ-3. На УКПГ-4 и 8 наблюдается обратная картина. Здесь средняя продуктивность переключенных скважин не менее чем на 50 % меньше оставшихся, а на УКПГ-1 изменения в продуктивности переключенных скважин не наблюдается.

Данное обстоятельство является не столько следствием схемы переключения скважин, сколько результатом их размещения на периферии эксплуатационного поля в зонах пониженных эффективных мощностей и коллекторских свойств продуктивных отложений.

Результаты газодинамических исследований и фактические геолого-промысловые данные показывают, что дебиты этой категории скважин составляют 41,1 – 76,3 % от среднего дебита основного фонда соответствующего УКПГ (табл. 4.1).

Тем не менее ввод дополнительных скважин способствовал увеличению годовой добычи на УКПГ-4 и замедлению темпов ее падения на других УКПГ.

Кроме отмеченных факторов, текущая продуктивность действующего фонда зависит от качества цементирования эксплуатационных колонн, а также от интенсивности водо- и пескопроявлений. Так, из общего фонда по данным акустического цементомера (АКЦ) невысокое качество цементирования отмечено в 131 скважине (или в 35 % скважин), в том числе по

УКПГ-1 – 17 скв.; УКПГ-6 – 11 скв.;
УКПГ-2 – 1 скв.; УКПГ-7 – 9 скв.;
УКПГ-4 – 16 скв.; УКПГ-8 и 8а – 11 скв.;
УКПГ-5 – 13 скв.; УКПГ-9 – 53 скв.

Неблагоприятная картина характеризует УКПГ-9, где имеется максимальное число скважин с невысоким качеством цементирования. Здесь же промысловыми исследованиями установлено наличие 10 скважин с повышенным водным фактором.

В большинстве этих скважин отмечено плохое или частичное сцепление цементного камня с колонной при расстояниях нижних отверстий перфорации до текущего газоводяного контакта от 9 (скв. 1004) до 61 м (скв. 923).

Таблица 4.1

Сопоставление среднего дебита основного и дополнительного фонда скважин, введенных в период 1990–1995 гг.

Средний дебит, тыс. м^3/сут	Номера УКПГ				
	1	2	3	4	5
По основному фонду	469	428	575	496	398
По дополнительному фонду	358	176	350	271	211
Отношение дебитов, %	76,3	41,1	60,9	54,6	53,0

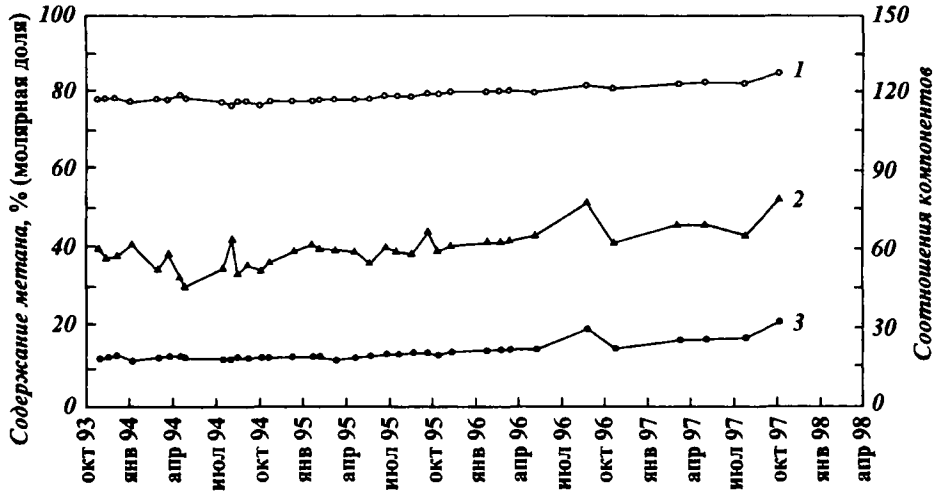


Рис. 5.24. Динамика содержания метана (*1*), соотношений C_1/C_{5+} (*2*) и C_1/N_2 (*3*) в добываемом газе скв. 133

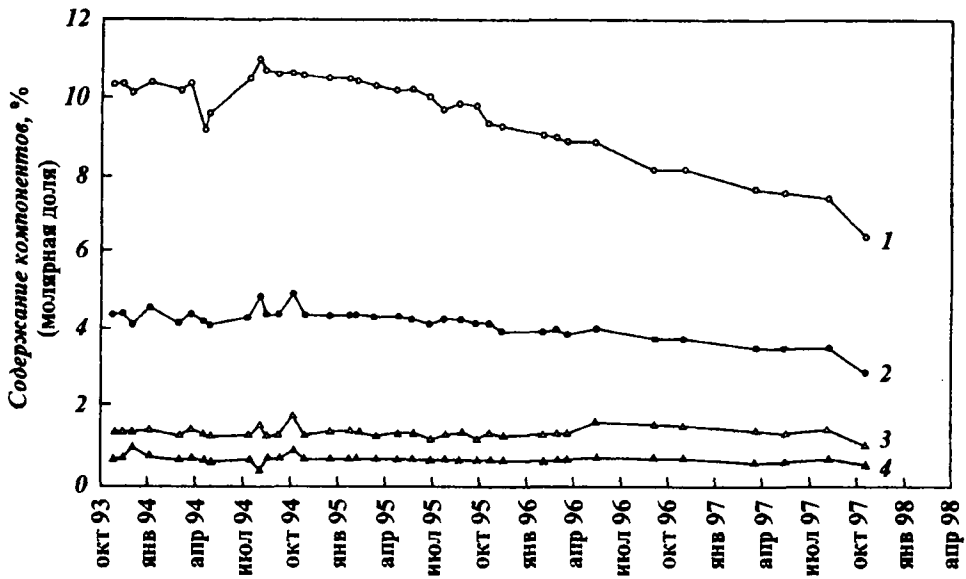


Рис. 5.25. Динамика содержания промежуточных углеводородов в добываемом газе скв. 133: *1* — этан; *2* — пропан; *3* — *н*-бутан; *4* — *изо*-бутан

ского газа задавался в соответствии с реальной промысловой точностью определения содержания компонента в составе отбираемой из пласта смеси. Целью этого было сглаживание естественных колебаний определяемых величин.

Оценка погрешностей применяемых методов на основе моделирования процесса прорыва нагнетаемого газа, а также погрешностей промысловых данных, используемых при расчете отбора ретроградных жидких углеводородов, анализировалась ВНИИГАЗом в 1997 г.

бурения разведочных скважин 8, 10, находящихся соответственно между УКПГ-4—УКПГ-5 и УКПГ-8—УКПГ-9, и подтвержденные впоследствии профилем распределения пластового давления.

Первоочередной ввод в эксплуатацию УКПГ-2 привел к образованию локальной воронки в зоне ее расположения. Ввод в эксплуатацию скважин последующих УКПГ до 1977 г. не изменил картину распределения пластового давления. В залежи сохранялась единая пьезометрическая воронка с минимальным давлением в зоне скважин УКПГ-2.

В последующие годы сформировалась вторая зона минимального пластового давления (районы скважин УКПГ-6, 7) с наиболее интенсивным удельным темпом падения пластового давления. Здесь на каждый 1 млрд. $м^3$ добытого газа расходуется 0,083—0,089 МПа, в то время как на УКПГ-1 затраты пластовой энергии составляют 0,045—0,047 МПа.

Данное обстоятельство обусловлено различными темпами разработки, т.е. соотношением отборов и запасов газа. Этот показатель на протяжении всего анализируемого периода имел наибольшие значения именно в районе УКПГ-6, 7. Следствием создавшейся диспропорции в отборах явился более быстрый темп падения пластового давления по центральному участку. С целью выравнивания темпов падения пластового давления на основе анализа фактического геолого-промыслового материала б. ЦКР Мингазпрома в 1979 г. рекомендовано осуществить перераспределение отборов газа по площади газоносности — сократить отборы из центральной зоны и увеличить их по южной зоне.

Проведенное в последующие годы перераспределение отборов газа между южной, центральной и ныдинской зонами способствовало постепенному выравниванию пластовых давлений по площади газоносности. Профиль распределения пластового давления сохранял свою конфигурацию до 1982 г. В феврале 1982 г. между зонами расположения эксплуатационных скважин УКПГ-8 и УКПГ-9 была пробурена скв. 88. Замеры в феврале 1982 г. показали, что пластовое давление в этом районе составляло 10,6 МПа и было значительно выше, чем в районах эксплуатационных скважин на УКПГ-9 и УКПГ-8. Последующие замеры не изменили картину поля пластовых давлений.

На 01.10.88 давление в районе скв. 88 (8,80 МПа) оставалось выше среднего давления в зоне размещения скважин УКПГ-8 и УКПГ-9, соответственно на 1,95 и 1,34 МПа. В настоящее время с вводом этого участка в разработку пластовое давление здесь снизилось до 6,28 МПа.

Пластовое давление в периферийных участках (за границами эксплуатационного бурения) контролируется 15 наблюдательными скважинами.

Анализ давления по наблюдательным скважинам показывает, что темп его снижения во времени соответствует темпу падения пластового давления в эксплуатационном поле соответствующих УКПГ. Разница давлений между зонами расположения эксплуатационных скважин и давлениями в наблюдательных скважинах на протяжении всего анализируемого периода имеет практически постоянную величину, колеблющуюся от 0,34 МПа по району УКПГ-3 до 2,26 МПа по району УКПГ-9, и зависит от расстояния между наблюдательной скважиной и зоной эксплуатационного бурения, т.е. от расположения на профиле соответствующей депрессионной воронки. Например, на УКПГ-2 в скв. 52, расположенной на расстоянии 2,5 км, эта разница составляет 1,25 МПа, а по скв. 16, удаленной более чем на 5 км от границы эксплуатационного поля, — 1,99 МПа. Отмеченное свидетельству-

ет о хорошей газодинамической связи центральных и периферийных частей залежи.

Контроль за давлением в водоносной части пласта осуществляется регулярными замерами уровня жидкости в пьезометрических скважинах.

4.1.3

Технологические и технико-экономические показатели разработки

Расчетная модель

В результате эксплуатационного бурения Медвежьего месторождения было установлено, что сеноманские газоносные отложения представлены сложным переслаиванием песчано-алевритоглинистых пород, различных по толщине, замещающихся или выклинивающихся как по разрезу, так и по площади.

Фациальное замещение происходит на различных расстояниях, от десятков метров до нескольких километров. Такое замещение часто наблюдается даже в разрезах кустов скважин. В сводовых и приподнятых частях структуры отмечается некоторое опесчанивание разреза (т.е. преобладание I—III типов пород по классификации А.А. Ханина).

Для крыльевых частей характерно сокращение общих мощностей и преобладание слабопроницаемых и непроницаемых пород (IV—V типы пород). Часто мощные глинистые породы встречаются и в зоне размещения эксплуатационных скважин.

Неоднородность строения залежи предопределяет неравномерное внедрение пластовой воды. Одним из основных факторов, сказывающихся на положении начального и текущего контактов, является литологическая характеристика пород, залегающих в зоне газоводяного контакта. Литологическую картину поверхности ГВК дает карта — срез плоскости контакта.

Такая карта для Медвежьего месторождения была построена еще в 1972 г. по данным разведочного бурения. В дальнейшем, по мере разбуривания месторождения, карта—срез поверхности ГВК уточнялась. Настоящая ее интерпретация выполнена с учетом всего имеющегося материала по скважинам, вскрывшим ГВК.

На карте—срезе контакта определены 4 зоны:

1) с содержанием более 75 % коллекторов I—III типов, преобладанием вертикального подъема плоскости ГВК и активным латеральным продвижением пластовых вод;

2) с содержанием от 50 до 75 % коллекторов I—III типов, со скачкообразным подъемом ГВК в зоне дренирования;

3) с содержанием от 25 до 50 % коллекторов I—III типов, со слабым вертикальным подъемом ГВК в зоне дренирования;

4) с содержанием менее 25 % коллекторов I—III типов, при отсутствии вертикального подъема ГВК и латерального продвижения в периферийной зоне.

В целом на плоскости ГВК развиты все типы пород, слагающих продуктивную толщу.

Анализ распределения неколлекторов по разрезу свидетельствует о том, что наиболее выдержанный слой слабопроницаемых пород залегает в 8—12 и в 50—64 м от кровли продуктивной толщи. Глинистые породы в основном характеризуются прерывистым характером распространения.

Характерной особенностью распределения фильтрационных свойств по площади является ухудшение их в сторону законтурной области. Зоны повышенных значений проницаемости ($0{,}6 \cdot 10^{-12}$ — $0{,}8 \cdot 10^{-12}$ м^2) приурочены, как правило, к зонам повышенного содержания коллекторов. Распределение проницаемости по разрезу носит дифференцированный характер. Повышенные значения характерны для глубин 0—8; 18—34; 80—87; 92—96; 110—120 м от кровли. Отмечается улучшение фильтрационной способности продуктивной толщи в нижней части по зонам УКПГ-3, 1 и 4 и ухудшение по зонам УКПГ-2, 5, 7. Интервалы с повышенными значениями проницаемости можно отнести к зонам, где предполагается наиболее раннее продвижение подошвенной воды. При этом темп ее продвижения зависит не только от горизонтальной проницаемости, но и от ее вертикальной составляющей.

Анализ керна (115 образцов), отобранного из сеноманских отложений газовых месторождений севера Тюменской области, показал, что вертикальная проницаемость коллекторов I типа в 1,5 раза ниже горизонтальной, а для коллекторов II—III типов это отношение в среднем составляет 1,8.

Учитывая, что газовая залежь является единой, не разбитой на пачки мощными глинистыми телами, такое соотношение проницаемостей способствует достаточно быстрому продвижению пластовой воды. Особенно это характерно для так называемых "литологических песчаных окон", характеризующихся наибольшим подъемом ГВК. На Медвежьем месторождении к таким зонам относится юго-восточная часть — район скв. 51, 67, районы расположения скв. 66, 68, 73, участки западнее скв. 57, 21, а также сводовая часть Ныдинского поднятия.

Исходя из изложенного, в основу расчета технологических показателей разработки и обводнения залежи была положена зонная газодинамическая модель, основанная на принципе межзонных перетоков, описываемых общей математической моделью системы газовая залежь — водоносный бассейн.

Исходные данные для технологических расчетов

В первоначальных проектных документах распределение отборов газа по площади газоносности было сделано без учета особенностей геологического строения и характера распределения запасов газа по площади отдельных эксплуатационных участков. В результате на месторождении сформировались две ярко выраженные зоны минимального пластового давления — район УКПГ-2 и УКПГ-6, 7. Поэтому в основу распределения добычи газа по площади газоносности было положено фактическое размещение запасов газа, состояние обводнения и схема переброски потоков газа по поверхностным шлейфам с одних УКПГ на другие.

Зонами повышенных отборов являются районы УКПГ-1, УКПГ-4, УКПГ-8, УКПГ-8а и УКПГ-9, на которые приходится около 60 % начальных запасов газа.

С другой стороны, они же, исключая УКПГ-9, являются источниками

переброски части добываемого газа для его подготовки на ближайшие УКПГ.

Данное обстоятельство предопределяет необходимость постоянного сохранения здесь повышенных устьевых давлений, причем профиль устьевых давлений должен иметь уклон в сторону тех УКПГ, куда подается часть газового потока.

На динамику отборов газа, кроме вышеуказанного, накладывает определенное ограничение внедряющаяся пластовая вода, способствующая снижению прочностных характеристик пород газонасыщенных отложений и значений предельных депрессий на пласт. Характер изменения последних показывает, что текущие значения во времени снижаются пропорционально обводнению порового объема. Соответственно уровни годовой добычи будут ежегодно уменьшаться и определяться значениями пластовых давлений и предельных депрессий в каждом из районов добычи.

С учетом изложенного распределение отборов газа по площади газоносности должно отвечать оптимальным условиям разработки продуктивного пласта и всего комплекса технологического оборудования с учетом объемов дополнительного бурения.

Газодинамические исследования скважин на Медвежьем месторождении проводятся по стандартной методике. Забойные (преимущественно в начальный период) и пластовые давления определяются по барометрической формуле. Точность таких расчетов вполне удовлетворительна, что в совокупности с большим объемом исследовательских работ, выполненных за двадцатичетырехлетний период эксплуатации, позволяет достаточно надежно установить средние значения фильтрационных коэффициентов и получить математическую модель фильтрации, наиболее приближенную к реальной.

Уточнение расчетных моделей по данным истории разработки

Первоначальные проектные документы по разработке Медвежьего месторождения составлялись на утвержденные к тому моменту запасы газа.

В 1987 г. был проведен пересчет запасов объемным методом и по падению пластового давления. В первом случае использовались данные по 173 скважинам, вскрывшим ГВК, и дополнительные геолого-промысловые материалы, полученные в период эксплуатационного разбуривания. Метод падения пластового давления базировался на фактических темпах падения давления и объемах добытого газа. Рассмотрев представленные материалы, б. ГКЗ СССР утвердила начальные запасы.

Корректировка запасов газа объемным методом, выполненная в том же году ТюменНИИгипрогазом с учетом замечаний экспертов по значениям эффективных толщин в скв. 48, 64, 453, 143, 144, 148, дала величину, практически аналогичную полученной по методу падения пластового давления.

В последующий период разбуривание Медвежьего месторождения продолжалось. В результате получен дополнительный геолого-промысловый материал для оценки реальной величины начальных запасов газа, с учетом которого в 1992 г. ТюменНИИгипрогазом выполнен пересчет последних объемным методом с использованием методики, разработанной специалистами Надымгазпрома и ТюменНИИгипрогаза и утвержденной ГКЗ. Полу-

ченная при этом величина запасов газа в целом для месторождения отличается от утвержденной в ГКЗ величины на 10 %.

Особенностью освоения сеноманской залежи Медвежьего месторождения, как ранее отмечалось, является разновременность ввода в эксплуатацию отдельных участков и различный темп их разработки, в частности южной и центральной частей. Данное обстоятельство приводит к активным массообменным процессам между отдельными эксплуатационными зонами, под которыми подразумеваются районы действующих УКПГ.

При этом, согласно модельным газодинамическим расчетам, по абсолютным величинам перетоки газа между УКПГ достигают 10—15 % от объемов соответствующей годовой добычи. В результате запасы газа, определяющие темп падения пластового давления в районах УКПГ, будут отличны от их геологических аналогов. Иначе говоря, расчетная модель должна содержать в себе дренируемые запасы, учитывающие состояние разработки и интенсивность массообменных процессов. Для этих целей на зонной газодинамической модели выполнена серия расчетов и определены текущие дренируемые запасы для каждой эксплуатационной зоны, использованные в дальнейшем в вариантных расчетах показателей разработки. Динамика их изменения говорит о том, что во времени по большинству эксплуатационных зон существенных изменений в запасах не отмечено. Так, относительно 1988 г., когда составлялся проект разработки, изменения в дренируемых запасах на УКПГ-1, УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-6, УКПГ-8+8а и УКПГ-9 составляют 1—3 и 2 % в целом по месторождению. Более существенно изменились при уточнении запасы газа в районах УКПГ-4, 5 и 7. Так, на УКПГ-7 они возросли на 13 %, на УКПГ-4, 5 уменьшились на 8—12 %.

Технологические показатели разработки

Технологические показатели разработки месторождения в целом и для районов отдельных УКПГ рассчитаны при одновременном выполнении следующих условий:

1) поддержание рабочих депрессий на уровне предельных с точки зрения целостности продуктивного пласта;

2) сохранение мощности агрегатов ГТН-6 на ДКС первой очереди и мощности ЦДКС;

3) учет сезонной неравномерности газопотребления и пиковых нагрузок;

4) обеспечение надежной работы агрегатов ГТН-6;

5) учет фактического состояния разработки в соответствии с геолого-промысловой информацией;

6) возможность переброски части газового потока по поверхностным шлейфам;

7) учет ввода в разработку дополнительных скважин и выбытия скважин из-за обводнения.

Первый вариант разработки ориентирован на фактически сложившуюся ситуацию по фонду действующих эксплуатационных скважин, динамику его изменения во времени при внедрении пластовой воды с учетом ввода в разработку новых скважин в районах УКПГ-8, 8а и 9 в течение 1996—1997 гг.

Расчеты показателей разработки показали, что в 1996 г. объем годо-

вой добычи по месторождению должен был составить 47,830 млрд. м^3, т.е. практически сохраниться на уровне 1995 г., за который из залежи было извлечено 48,485 млрд. м^3. Поддержание уровней годовых отборов обеспечивали вводом в фонд действующих пяти новых скважин на УКПГ-9 и второго цеха ЦДКС, без которого годовые отборы снижались до 41 млрд. м^3, т.е. на месторождении сохранилась бы сложившаяся в предыдущие два года динамика ежегодного падения добычи в 6–7 млрд. м^3.

В последующий период доразработки (1997–2010 гг.) снижение уровней годовых отборов составит 3–3,5 млрд. м^3. Так, в 2000 г., согласно расчетам, из залежи будет добыто 34,854 млрд. м^3, а в 2005 г. – 15,202 млрд. м^3.

В течение всего периода доразработки основными районами добычи остаются УКПГ-1, УКПГ-4, УКПГ-8+8а и УКПГ-9, на которые будет приходиться до 68 % извлекаемого в целом по месторождению газа (рис. 4.6, 4.7).

Завершится разработка месторождения в 2010 г. при конечном коэффициенте газоотдачи 90,2 %, соответствующем суммарному отбору 1794,89 млрд. м^3. При коэффициенте остаточной газонасыщенности 0,25 останется 76,86 млрд. м^3 газа в обводненном объеме и 118,95 млрд. м^3 в свободном объеме. Первым выйдет из эксплуатации в 2001 г. УКПГ-8, затем в 2003–2004 гг. УКПГ-4 и УКПГ-1. В последующий период завершится разработка остальных УКПГ.

Во втором варианте, кроме дополнительных, в действующий фонд включены скважины, простаивающие из-за высокого давления в коллекторе на УКПГ-3, 4, 5, 6, 7 и 8. Поэтому уточнение показателей разработки для второго варианта было сделано только для указанных УКПГ. Ввод простаивающих скважин в целом несущественно менял картину динамики годовых отборов. Так, относительно первого варианта в 1996 г. объем годовой добычи возрастал до 48,866 млрд. м^3 (или был на 1,036 млрд. м^3 боль-

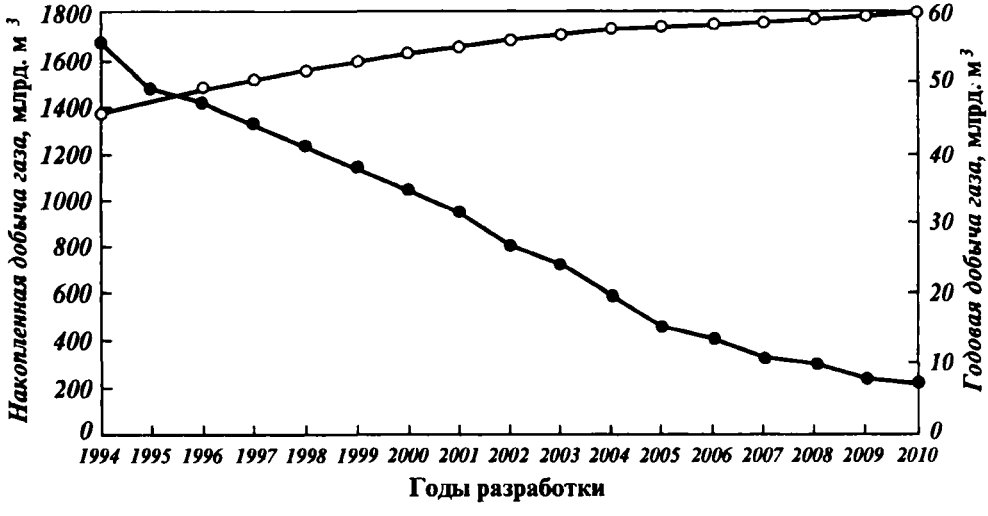


Рис. 4.6. Медвежье месторождение. Динамика годовой и накопленной добычи газа по годам (вариант 1)

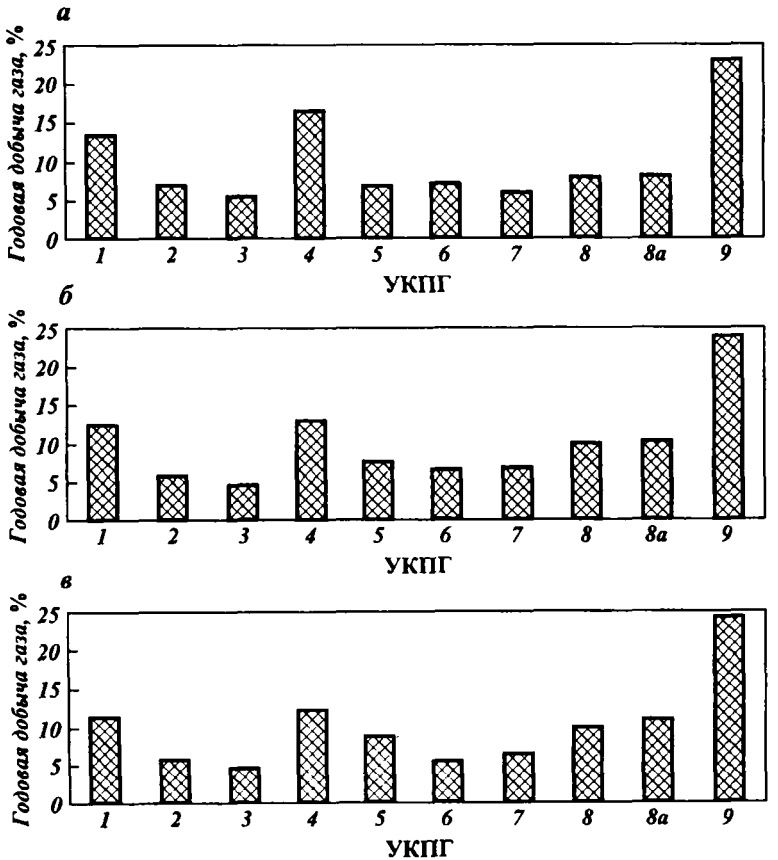


Рис. 4.7. Медвежье месторождение. Распределение добычи газа по УКПГ:
а – 1996 г.; *б* – 2000 г.; *в* – 2005 г.

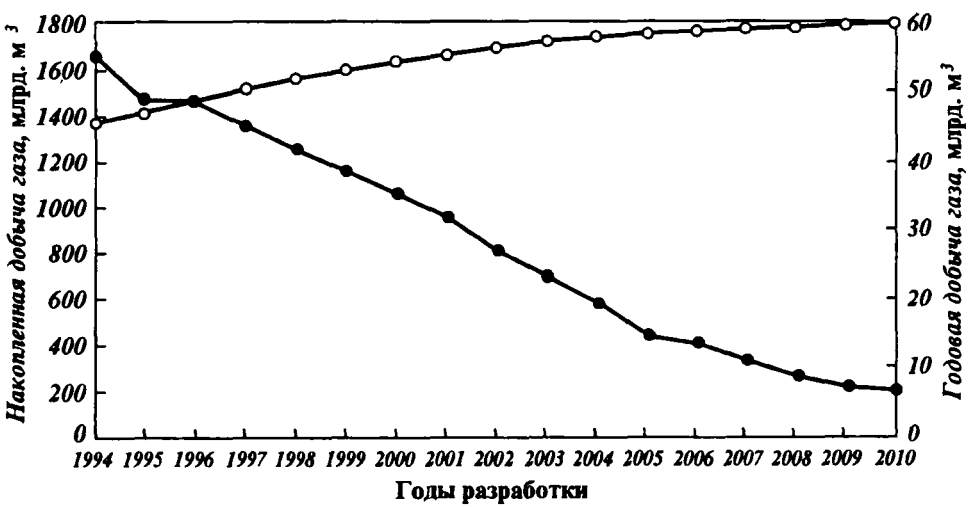


Рис. 4.8. Медвежье месторождение. Динамика годовой и накопленной добычи газа по годам (вариант 2)

ше), в 2000 г. — 35,421 млрд. $м^3$ против 34,854 млрд. $м^3$ по первому варианту. На заключительном этапе разработки объемы годовой добычи и конечные коэффициенты газоотдачи будут одинаковы (рис. 4.8). Несколько изменится время окончания разработки отдельных зон. Так, на один-два года раньше завершится разработка районов УКПГ-7 и УКПГ-3.

4.1.4

Рекомендации по контролю за разработкой

Основные задачи контроля за разработкой связаны с прогнозированием внедрения пластовой воды в залежь, изучением распределения пластового давления и отработкой залежи по площади и разрезу.

Последнее приобретает особое значение для эффективной эксплуатации фонда переключенных скважин. Контроль за разработкой согласно действующим правилам должен предусматривать следующий минимум исследований:

1) систематическое и периодическое определение пластового, статического и устьевого давлений по всему фонду эксплуатационных и наблюдательных скважин;

2) оценка добывных возможностей эксплуатационных скважин;

3) проведение комплекса геофизических и гидрохимических замеров.

Необходимый минимум таких исследований приведен в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Необходимый минимум геолого-промысловых и гидрохимических исследований по контролю за разработкой

№ п/п	Вид исследований	Объем исследований	Периодичность
1	Замер рабочих давлений и температур по системе скважина — газопровод — УКПГ	Действующий фонд скважин	1 — 2 раза в месяц
2	Замер статических и пластовых давлений	Эксплуатационный и наблюдательный фонд скважин	Ежеквартально
3	Контроль за межколонными газопроявлениями	Весь фонд скважин	То же
4	Газодинамические исследования при стационарных режимах фильтрации	Эксплуатационный фонд скважин	Не менее одного раза в год
	В том числе:		
	специальные исследования комплексами "Надым-1", "Надым-2"	Не менее 50 % эксплуатационного фонда скважин	На период постоянной добычи
		100 % эксплуатационного фонда скважин	На период падающей добычи
5	Шаблонирование ствола и отбивка забоев скважин	Весь фонд скважин	После длительных простоев, перед глубинными промыслово-геофизическими исследованиями, подземным и капитальным ремонтом скважин
6	Замер пьезометрического уровня	Фонд пьезометрических скважин	Ежеквартально
7	Определение объема выносимой скважиной пластовой жидкости установкой МГСУ-1-100	Эксплуатационный фонд скважин	Не менее 1 раза в год

Продолжение табл. 4.2

№ п/п	Вид исследований	Объем исследований	Периодичность
8	Отбор проб пластовой жидкости и газа на гидрохиманализ	Эксплуатационный фонд скважин	Не менее 1 раза в 2 месяца
9	Комплекс промыслово-геофизических методов Р.К., термометрия	Наблюдательный фонд скважин	1—2 раза в год
10	Комплекс промыслово-геофизических методов Г.Д.К.	15—25 % эксплуатационного фонда скважин	Ежегодно
11	Комплекс промыслово-геофизических методов по контролю за техническим состоянием скважин	По фонду скважин, подлежащих капитальному ремонту	До и после проведения ремонтных работ

Примечание. Газодинамические и специальные газодинамические исследования проводятся также: после окончания строительства скважин, через 6 мес после запуска скважины в работу; до и после проведения ремонтных и интенсификационных работ по скважине; во время проведения комплекса Г.Д.К.

В настоящее время существующая плотность и периодичность замеров давлений в зонах размещения эксплуатационных скважин достаточна для надежного построения карт изобар в центральной части залежи. Для контроля за разработкой периферийных частей предназначены 15 наблюдательных скважин.

Представляется целесообразным увеличить фонд таких скважин в районах нового эксплуатационного поля УКПГ-8а, пробурив на западном склоне куст из двух наблюдательных скважин (одна для контроля за давлением, вторая — за положением ГВК).

Контроль за продвижением ГВК осуществляется в 75 скважинах. Однако не все они в силу особенностей геологического строения могут выполнять свою непосредственную функцию — источника информации о характере и темпах перемещения ГВК. В разрезах 15 из них находятся мощные глинистые прослои, стабилизирующие положение ГВК на длительный срок. В связи с этим предлагается 12 скважин (45, 75, 74, 94, 91, 84, 69, 48, 49, 81, 86, 89) перевести в разряд эксплуатационно-наблюдательных, проведя в них перфорацию разреза выше толщи глинистых пород. В первую очередь такие работы следует провести в семи кустовых наблюдательных скважинах, имеющих газосборные шлейфы. Вторую очередь освоения составляют оставшиеся пять скважин (48, 49, 81, 86, 89). Опыт эксплуатации таких скважин имеется на Вынгапуровском месторождении, где шесть эксплуатационно-наблюдательных скважин.

Рекомендуемый перечень мероприятий для контроля за разработкой геофизическими, газодинамическими и гидрохимическими методами приводится ниже.

Контроль за разработкой методами промысловой геофизики

Контроль за разработкой промыслово-геофизическими методами включает все виды исследований в эксплуатационных и наблюдательных скважинах.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области показывает, что сеноманский продуктивный комплекс

отличается значительной неоднородностью и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. В связи с этим комплекс ГИС в бурящихся эксплуатационных и наблюдательных скважинах должен обеспечивать необходимую информацию для построения адекватной геологической модели и решение следующих основных геолого-геофизических задач:

1) литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов;

2) уточнение геологического строения месторождений;

3) оценка характера насыщения и промышленная оценка газоносности коллекторов;

4) определение емкостных параметров пластов продуктивных отложений;

5) оценка положения газоводяного контакта;

6) оценка технического состояния ствола скважины и качества цементирования эксплуатационной колонны.

Решение перечисленных задач осуществляется комплексом ГИС, составленным на основании инструкции РД-51-1—93 "Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований скважин".

В комплекс включены замеры кавернометром и локатором муфт до и после перфорации с целью уточнения положения интервала перфорации и акустическая цементометрия после перфорации для оценки возможных изменений в цементном камне. В наклонных эксплуатационных скважинах проводится сокращенный комплекс ГИС в открытом стволе. Исключаются методы индукционного и бокового каротажа, а из комплекса зондов БКЗ (боковое каротажное зондирование) для замеров используются три малых зонда.

В наблюдательных скважинах выполняются периодические замеры методами промысловой геофизики для решения следующих задач:

1) определение текущего коэффициента газонасыщенности продуктивных пластов;

2) оценка положения текущего газоводяного контакта;

3) определение характера отработки продуктивного разреза.

При неоднозначной интерпретации данных НГК в качестве дополнительного может быть использован метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Периодичность исследований в наблюдательных скважинах в течение первого года должна составлять раз в квартал, в дальнейшем — не менее одного раза в полугодие.

В эксплуатационных скважинах промыслово-геофизические исследования выполняются с целью решения следующих основных задач:

1) определение профиля притока газа в скважину;

2) выделение газоотдающих интервалов и дифференцированная оценка их продуктивности;

3) определение пластовых давлений;

4) определение фильтрационных коэффициентов A и B и проницаемости;

5) выявление компенсационных перетоков в пределах залежи и их направление;

6) определение интервалов заколонных перетоков и мест поступления газа в заколонное пространство;

7) изучение технического состояния скважин — уточнение глубины спуска лифтовых труб, положения фактического забоя, интервалов перфорации, пакеров и мостов и их герметичности.

Перечисленные задачи решаются с помощью комплекса ГИС, который проводится как в остановленной, так и в работающей скважине на нескольких режимах работы. Качественные результаты исследований могут быть получены только в тех скважинах, где башмак лифтовых труб располагается на 10—15 м выше интервала перфорации. Исследования в работающей скважине выполняются не менее чем на трех стационарных режимах фильтрации. Регистрация кривых радиоактивного каротажа в интервале "устье скважины — кровля продуктивной толщи" осуществляется с целью обнаружения скоплений газа за колонной. Периодичность исследований эксплуатационных скважин в начальный период эксплуатации — 1 раз в полгода, в дальнейшем — раз в течение года.

Контроль за разработкой газодинамическими методами

Основными задачами исследований газовых скважин газодинамическими методами являются:

1) определение геолого-физических параметров пород в призабойной зоне вокруг ствола скважины продуктивного пласта;

2) изучение физических свойств насыщающих пласт флюидов;

3) контроль за текущим состоянием призабойной зоны добывающей скважины, самой скважины, выкидных линий и промыслового оборудования.

Газодинамические исследования подразделяются на первичные, текущие и специальные.

Первичные, или базисные, исследования обязательны на всех добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию. При первичных исследованиях определяются:

1) условно-статическое пластовое давление;

2) текущее рабочее давление, температура и дебит добывающей скважины;

3) коэффициенты фильтрационного сопротивления призабойной зоны эксплуатационной скважины;

4) коэффициенты проницаемости, пористости, мощность газоотдающих интервалов;

5) приведенный радиус скважины;

6) количественное соотношение жидкой фазы и механических примесей в потоке газа;

7) коэффициенты гидравлического сопротивления лифтовых труб, фонтанной арматуры скважины и выкидных линий.

Специальные газодинамические исследования проводятся с помощью комплекса "Надым-2" по всему эксплуатационному фонду скважин и позволяют не только установить продуктивность скважин, но и количественно определить наличие в потоке газа механических примесей и пластовой жидкости при различных дебитах скважин.

Исследования комплексом "Надым-2" проводятся без выпуска газа в атмосферу.

В случае отсутствия шлейфа, а также в целях контроля газодинамические исследования проводятся через комплекс "Надым-1" или ДИКТ.

На основании опыта контроля за разработкой сеноманских залежей специальные исследования должны также включать следующие виды работ:

1) контроль за перетоками газа в вышележащие горизонты по некачественному цементному камню;

2) установление эффективности различных методов интенсификации притока газа и водоизоляции;

3) определение интервалов образования гидратов в скважинах и выкидных линиях;

4) опробование новых методов исследования скважин.

Газодинамические исследования проводят не менее одного раза в год, а также:

1) после окончания строительства скважин;

2) через 6 мес после запуска скважины в работу;

3) до и после проведения по скважине ремонтных и интенсификационных работ.

Специальные исследования проводят по согласованию с геологической службой, но не реже одного раза в год.

Рекомендации по применению новых методов контроля

1. Комплекс промыслово-геофизических исследований в бурящихся, наблюдательных и эксплуатационных скважинах по контролю за разработкой Медвежьего месторождения в настоящее время позволяет решать практически все задачи, которые ставит геологическая служба.

Однако в результате длительной эксплуатации месторождения могут возникнуть дополнительные задачи, решение которых потребует привлечения новых методов ГИС. Под термином "новые методы" следует понимать методы как недавно разработанные, так и не входящие в существующий комплекс исследования скважин.

В процессе разработки месторождения в газовой залежи происходит снижение пластового давления. Могут возникнуть условия, при которых превышение горного давления над пластовым приведет к необратимой деформации матрицы пород продуктивных отложений, что вызовет изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, в частности пористости и проницаемости. Подобные явления обнаружены на ряде нефтяных месторождений Тюменской области. С целью контроля за состоянием скелета породы необходимо проводить исследования методом акустического каротажа, являющегося надежным методом определения пористости.

Особое внимание следует уделять контролю за техническим состоянием скважин, многие из которых эксплуатируются уже более 15—20 лет. При этом возникает необходимость решения следующих задач:

1) контроль за состоянием обсадных колонн и лифтовых труб;

2) временной контроль за качеством цементного камня;

3) контроль за состоянием зоны перфорации;

4) контроль за механическим изменением прискважинной зоны пласта в связи с добычей газа.

Для решения перечисленных задач необходимо включить в обязательный комплекс исследования эксплуатационных скважин гамма-цементометрию для выявления дефектов в цементном кольце и гамма-толщинометрию для выявления дефектов в обсадной колонне. Эти методы следует проводить совместно с акустической цементометрией. Естественно,

что все названные методы должны иметь надежную метрологическую и интерпретационную базу.

С целью контроля ремонтных работ в эксплуатационных скважинах и уточнения информации об отработке разреза в скважинах, подлежащих капитальному ремонту, необходимо проводить расширенный комплекс исследований.

В зависимости от объемов и видов капитальных работ комплекс должен корректироваться по согласованию с геологической службой.

2. Контроль за технологическими и газодинамическими параметрами системы "пласт – скважина – газосборная сеть – вход в УКПГ (ДКС)" с использованием ЭВМ, включающий определение давления, температуры, расходов газа в различных точках системы, а также фильтрационно-гидравлических коэффициентов сопротивления скважин, местных сопротивлений и пр.

В связи с громоздкостью системы уравнений целесообразно осуществлять контроль параметров с использованием ЭВМ.

Решению задачи контроля параметров способствует то обстоятельство, что большинство параметров системы — медленно меняющиеся функции времени. Это позволяет прогнозировать изменение параметров системы на основании их изменения в прошлом. Так, периодические замеры и расчеты значений пластовых давлений, давлений на устье скважины, расхода газа позволяют проследить изменение эквивалентного коэффициента сопротивления системы "пласт – скважина" $B_c = A/g + B$, где A и B – фильтрационно-гидравлические коэффициенты сопротивления; g – некоторое фиксированное значение дебита скважины. Довольно точно удается прогнозировать изменение пластового давления, приведенных коэффициентов сопротивления шлейфов и пр.

Сущность решения задачи контроля с использованием ЭВМ заключается в следующем:

1) на основании имеющейся информации проводится адаптация, т.е. расчетным путем определяются все параметры модели, что обеспечивает ее адекватность реальному процессу;

2) на основании полученной информации решается задача контроля параметров путем сравнения их значений с результатами расчета по математической модели.

Задачу решают, используя программы расчета технологических режимов работы скважин и шлейфов месторождения Медвежье.

4.1.5

Технология и техника добычи газа

Анализ состояния и эффективности применяемой технологии и техники добычи газа

Эксплуатационные скважины на месторождении размещены в своде структуры, что обеспечивает небольшую протяженность газосборных коллекторов и безгидратные условия работы внутрипромысловой системы сбора газа с температурным запасом относительно равновесных параметров гидратообразования в 7 – 17 °С до настоящего времени. Во многом

этому способствует применение лифтовых труб увеличенного диаметра. Так, в 209 скважинах спущены лифтовые трубы диаметром 168 мм; в 30 — 127 мм и в 29 скважинах применена комбинированная колонна.

Данное обстоятельство, наряду с высокими коллекторскими свойствами продуктивного пласта, в начальный период разработки обеспечивало высокие дебиты — от 780 до 2300 тыс. $м^3$/сут при сравнительно небольших потерях пластовой энергии (1,5—2,62 МПа). В настоящее время в связи с падением уровней годовой добычи потери от пласта до устья уменьшились до 0,54—0,48 МПа при дебитах 331—508 тыс. $м^3$/сут. Скважины дополнительного фонда оснащены 114-миллиметровыми лифтовыми трубами, в которых потери энергии от пласта до устья значительно выше. В частности, в районе новых скважин на участке 8а при текущем дебите 468 тыс. $м^3$/сут они составляют 13,0÷1,27 МПа.

Анализ работы эксплуатационных скважин за период 1988—1994 гг. показал, что около 30 % их работали с межколонными газопроявлениями различной интенсивности.

Нарушения герметичности скважин обусловливают опасность утечек газа в атмосферу, в вышележащие водоносные пласты и образование вторичных залежей, а при резко повышенной интенсивности газопроявлений — опасность прогрессирующего ухудшения герметичности крепления скважин и нарушения прискважинной зоны потоком газа. Поэтому эксплуатация с межколонными газопроявлениями рассматривается как временное состояние перед проведением соответствующих ремонтных работ.

ПО "Надымгазпром" силами цеха подземного и капитального ремонта последовательно проводит работы по ликвидации межколонных газопроявлений на скважинах действующего фонда.

Для ликвидации межколонных газопроявлений применялись различные методы: смена уплотнительных колец, раскрытие и смена пакеров, закачка герметизирующих смесей. Положительный результат капитального ремонта получен при спуске эксплуатационных пакеров и переобвязке устья, а также при закачке герметизирующих жидкостей в затрубное пространство.

Вскрытие продуктивных отложений на месторождении осуществляется перфорацией с плотностью от 6 до 12 и более отверстий на метр. Для определения влияния плотности перфорации на продуктивность рассмотрены две группы скважин.

В первой группе — 192 скважины со средней плотностью 6 отверстий на метр. Во второй группе (58 скважин) — плотность отверстий 12 и более на метр. Остальные скважины имеют различную плотность перфорации и при анализе не использовались.

Совместная обработка результатов эксплуатации двух групп скважин показала, что ощутимого эффекта двойная плотность перфорации не дает и ее следует применять лишь для вскрытия плотных коллекторов с пониженной газонасыщенностью. В процессе анализа установлено также, что увеличение мощности интервала перфорации свыше 30 м не приводит к увеличению дебитов скважин.

Качественный и количественный анализ динамики песчаных пробок по 53 эксплуатационным скважинам показал, что рост последних наблюдается только в тех скважинах, где ближайший к забою перфорированный интервал оказывается неработающим. Характерным примером может служить скв. 202. В этой скважине рост пробки не наблюдался в течение пяти

лет. При капитальном ремонте нижний газоотдающий интервал был засыпан, после чего начался ее рост. Обратная картина после проведения капитального ремонта и освоения нижележащего продуктивного интервала наблюдалась на скв. 417.

Из всего сказанного выше следует, что практика вскрытия толщи продуктивных отложений с неоднородными пропластками (по типу месторождения Медвежьего) единым фильтром не оправдывает себя, так как не всегда удается при этом освоить нижележащие пропластки. Это приводит к неоправданным капитальным ремонтам и снижает коэффициент готовности всего фонда скважин.

Обоснование конструкции лифтовых подъемников

Для обоснования диаметра лифтовых труб дополнительного эксплуатационного фонда анализировались потери давления в НКТ различного диаметра в зависимости от дебита и скорости газового потока на забоях, а также фактические геолого-промысловые данные по эксплуатации скважин на Уренгойском, Ямбургском и Вынгапуровском месторождениях. Анализ и обобщение имеющихся материалов позволили установить определенные закономерности между величиной рабочих дебитов и диаметров лифтовых труб. В частности, для диапазона дебитов 800—1000 тыс. $м^3$/сут и выше технологически оправдан диаметр НКТ 168 мм, который использован в конструкциях скважин Ямбургского, Уренгойской площади Уренгойского месторождений и в скважинах основного фонда Медвежьего месторождения. При дебитах 750—800 тыс. $м^3$/сут диаметр лифтовой колонны уменьшается до 114 мм. Такие конструкции скважин применяются на Вынгапуровском и Северо-Уренгойском месторождениях.

Учитывая невысокие дебиты скважин дополнительного фонда и активное внедрение пластовых вод в процессе разработки, одним из основных критериев при обосновании диаметра лифтовой колонны, кроме затрат пластовой энергии, считают скорость газового потока на забоях, необходимую для выноса скапливающейся жидкости.

Наибольшие скорости газового потока соответствуют лифтовой колонне диаметром 114 мм. Такая конструкция лифтового подъемника заложена в проекте на бурение, по которому велось добуривание Медвежьего месторождения.

Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин

Основными факторами, осложняющими работу эксплуатационных скважин, являются:

1) возможность гидратообразования из-за сравнительно невысоких устьевых температур:

2) водопескопроявления как следствие внедрения в продуктивные отложения пластовых вод, снижающих прочностные свойства коллектора. Первый из перечисленных факторов имеет ограниченные масштабы распространения, поскольку текущий температурный запас в 10,7 °С (УКПГ-9) — 17 °С (УКПГ-2, 6) относительно равновесных температур гидратообразования обеспечивает безгидратные условия эксплуатации скважин. Тем не менее его полностью исключать не следует, особенно при вводе скважин

дополнительного фонда и скважин, выходящих из ремонта на технологический режим. Расчеты показывают, что в этом случае первые 1—3 часа эксплуатации устьевые температуры не обеспечат безгидратные режимы работы. Данное обстоятельство обусловливает необходимость использования антигидратного ингибитора. Предотвращение пескопроявления обеспечивается соответствующим технологическим режимом, устанавливаемым путем регулярного проведения специальных газодинамических исследований комплексами "Надым-1" и "Надым-2". При этом следует иметь в виду, что во времени технологический режим будет изменяться в сторону снижения дебита и депрессии на пласт. Последнее обусловлено зависимостью между предельной депрессией и величиной текущей обводненности, показывающей закономерное их уменьшение с ростом объемов внедряющейся пластовой воды. В случае невозможности регулирования технологического режима рекомендуется использовать фильтры, в частности стеклопластиковые, опыт применения которых имеется уже в настоящее время.

Наиболее простым способом удаления скапливающейся на забоях скважин жидкости являются периодические продувки. Однако этот путь ведет к неоправданным потерям газа и загрязнению окружающего воздушного бассейна. Поэтому более рациональным представляется использование для этих целей ПАВ различных модификаций.

Существенную долю (23 %) в общем балансе действующего фонда в настоящее время составляют самозадавливающиеся скважины (потенциальные претенденты на капитальный ремонт).

Анализ геолого-промысловой информации показывает, что основными видами ремонтов этой категории скважин являются:

1) дострелы в газовой среде (14 скважин);

2) очистка забоев от жидкостных и песчаных пробок в тех случаях, когда они перекрывают в зоне фильтра высокогазонасыщенные песчаные пласты (12 скважин);

3) сложные капитальные ремонты в скважинах с низким качеством цементирования обсадных колонн. Простая очистка забоев здесь не гарантирует долговременную эксплуатацию скважин с повышенными дебитами. Для исключения перетоков жидкости по некачественному цементному кольцу в таких скважинах необходимо устанавливать цементные экраны выше отметки текущего ГВК. Всего таких скважин 11.

Применяемая в настоящее время периодическая продувка самозадавливающихся скважин эффективна только при наличии конденсационной жидкости на забоях и качественного цементирования эксплуатационных колонн. В противном случае интенсивные продувки могут иметь негативные последствия, в частности подтягивание по некачественному цементному камню конуса подошвенных вод и отсечение продуктивных пластов в зоне фильтра.

Для обеспечения надежной работы эксплуатационного фонда в период доразработки месторождения при планировании капитальных ремонтов рекомендуется предусмотреть предотвращение пескопроявлений путем установки песчано-гравийных фильтров (например, конструкции ВНИИГАЗа) для борьбы с водопроявлениями изоляции источников водопритоков; создание условий для эффективного подъема жидкости до устья с минимальными потерями давлений, обеспечение режима эксплуатации с минимально допустимым количеством извлекаемой воды.

При этом возможны следующие технические решения: применение ПАВ различных модификаций; замена лифтовых труб (переход на меньший диаметр) или применение хвостовиков меньшего диаметра; оснащение скважин устьевым оборудованием для периодического удаления скапливающейся на забое жидкости; применение плунжерных лифтов.

4.1.6

Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, подготовке и компримированию газа

Внутрипромысловый сбор и компримирование газа

Сбор газа от кустов эксплуатационных скважин на Медвежьем месторождении осуществляют по лучевой схеме с подключением нескольких скважин к одному шлейфу. Данная схема обладает достаточной эксплуатационной надежностью и рекомендуется для дальнейшего использования. Для скважин дополнительного фонда допустима индивидуальная система сбора. Во всех рассматриваемых вариантах с учетом геокриологических и ландшафтных условий шлейфы сооружаются двумя способами — надземным и подземным. На вечномерзлых и малопросадочных грунтах рекомендуется подземная прокладка с гидроизоляцией в траншеи на глубину 0,8 м, на участках с просадочными грунтами, уклоном больше 5°, на торфяниках, а также при переходе через естественные преграды применим подземный способ прокладки. Термодинамические режимы работы индивидуальных шлейфов, как показывают расчеты, будут достаточно жесткими и зависящими от протяженности и диаметра шлейфа, массы транспортируемого газа.

По гидравлическим параметрам оптимальным является диаметр 219 мм, при котором потери давления находятся в пределах 0,1 — 0,4 МПа, а температурные режимы обеспечивают безгидратный транспорт до 7 км и более. В то же время при увеличении диаметра до 325 мм в период до 1995 — 2000 гг. режим работы соответствует гидратному. Для предотвращения гидратообразования потребуется ежесуточная подача в каждый шлейф 0,5 — 0,75 т метанола. Схема производства метанола приведена на рис. 4.9.

Компримирование газа на всех УКПГ Медвежьего месторождения осуществляется ДКС первой очереди, оснащенных компрессорными агрегатами ГТН-6, за исключением ДКС-9, где установлены агрегаты ГПА-Ц-16. В 1993 г. введен в эксплуатацию первый цех ЦДКС с 10 агрегатами ГПА-Ц-16, который принял на себя функцию второй очереди.

Для дальнейшей разработки месторождения как по первому, так и по второму варианту с 1996 г. был рекомендован второй цех ЦДКС с аналогичным набором технологического оборудования. Параметры работы ЦДКС показывают, что в этом случае суммарные мощности двух цехов ЦДКС и ДКС первой очереди достаточны для компримирования всего объема добываемого газа до конца расчетного срока эксплуатации. Тем не менее на ряде ДКС в период с 1998 по 2001 г. рекомендовано провести

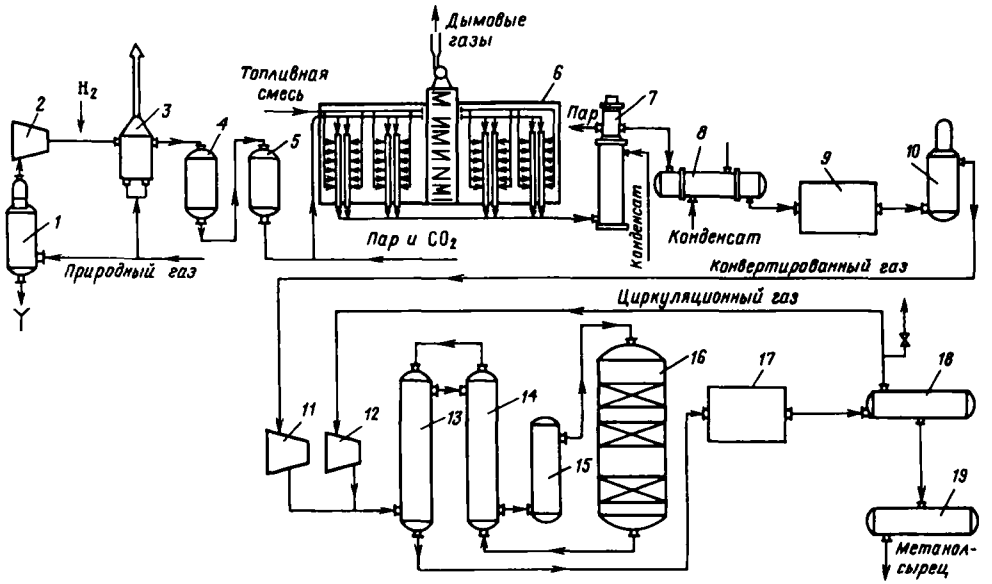


Рис. 4.9. Схема производства метанола при 4–6 МПа:
1, 10 и *18* — сепараторы; *2, 11* и *12* — компрессоры; *3* — подогреватель; *4* — аппарат для гидрирования соединений серы; *5* — адсорбер; *6* — трубчатая печь; *7* — котел-утилизатор; *8, 13* и *14* — теплообменники; *9* и *17* — холодильники-конденсаторы; *15* — подогреватель; *16* — колонна; *19* — сборник

смену нагнетателей и перейти на более высокие степени сжатия. Такие замены было рекомендовано провести на УКПГ-7 в 1999 г. (степень сжатия 1,45), а также на ДКС-6 в 1998 г. (степень сжатия 1,3) и 2001 г. (степень сжатия 1,45).

Подготовка газа к дальнему транспорту

Подготовка газа к дальнему транспорту на Медвежьем месторождении осуществляется по схеме адсорбционной осушки газа (УКПГ-1, 3, 4, 5, 6) и абсорбционной осушки (УКПГ-2, 7, 8, 9). В целом они обеспечивают подготовку всего объема добываемого газа до требуемой стандартом кондиции. Однако фактический режим разработки, первоначальное неравномерное распределение отборов по площади газоносности, а также размещение части дожимных компрессорных мощностей после установок подготовки газа привели к значительным изменениям параметров технологии на УКПГ и неравномерным объемам подготавливаемого на установках газа. Причем существующие схемы переброски газа по поверхности между площадками (кроме УКПГ-6, 9) до конца обеспечивают оптимальное распределение объемов подготавливаемого газа. Поэтому производительность установок в настоящее время и в перспективе значительно различается.

Подготовка газа к дальнему транспорту осуществляется по следующей схеме: сбор газа от скважин, первичная сепарация на сепараторах-пылеуловителях ДКС, компримирование на ДКС, охлаждение на АВО ДКС, сепарация газа на УКПГ, осушка, транспорт газа по межпромысло-

вому коллектору, компримирование на ЦДКС, подача газа в магистральный газопровод.

Регенерацию адсорбентов на адсорбционных промыслах производят циркуляцией части осушенного газа, отобранного с выхода УКПГ, и сбросом на вход ДКС за счет перепада давления, создаваемого на ДКС. Компрессоры газа регенерации, предусмотренные по проекту, в настоящее время отключены. Циркуляция газа регенерации осуществляется по следующей схеме: печь огневого нагрева, адсорбер, АВО газа регенерации, сепаратор газа регенерации, линия осушки перед сепараторами-пылеуловителями.

Регенерация абсорбента на установках гликолевой осушки ведется по схеме вакуумной регенерации и включает: выветриватель, теплообменник регенерации, десорбер, испаритель, АВО рефлюкса, вакуум-насос, трубопроводы и насосный парк.

Комплекс расчетов по прогнозу параметров работы установок показывает, что температура газа, входящего на установки, в перспективе может понизиться до 5—7 °С, температура газа, подаваемого после АВО на ДКС, будет составлять от 25 до 18—20 °С. Давление на установках составит от 0,5 до 0,1÷0,15 МПа в конце эксплуатации и зависит от давления в межпромысловом коллекторе, т.е. от режимов работы ЦДКС и ДКС.

Технологический режим газосборной сети всех УКПГ как в настоящее время, так и в перспективе будет безгидратным, поэтому осложнений в технологии подготовки газа в связи с подачей метанола не ожидается, кроме возможных частных случаев. Увеличение удельного выноса пластовой воды приведет к росту нагрузки по жидкости в сепараторах-пылеуловителях.

Установки адсорбционной осушки газа

Суммарная нагрузка по парам воды, несмотря на значительное снижение расходов по адсорбционным процессам, в настоящее время составляет 80—90 %, а по УКПГ-4 около 110 %. В перспективе суммарная нагрузка по влаге уменьшится до 10—50 % из-за значительного уменьшения суточных расходов.

Гидравлические режимы работы линии осушки адсорбционных установок находятся в пределах проектных режимов. Однако ожидаются значительные увеличения линейных скоростей в схеме регенерации и в линии осушки (и в адсорберах), что отрицательно повлияет на процесс подготовки газа. В ближайшие годы могут наблюдаться осложнения процессов осушки и регенерации, в частности, по УКПГ-1, 4 из-за недостаточного времени на регенерацию адсорбента.

Расчеты параметров печей огневого нагрева и АВО газа подтверждают их надежную работоспособность. Но при этом ожидается превышение линейных скоростей газа более 15 м/с в разные годы по УКПГ-1, 4, 5, 6.

Установки абсорбционной осушки

На УКПГ-2, 7, 8, 9 в качестве абсорбента применяют диэтиленгликоль высокой концентрации (не ниже 99,0—99,3 %). Регенерация насыщенного раствора диэтиленгликоля производится на установках вакуумной регенерации. В качестве теплоносителя применяется пар, получаемый в котель-

ных установках. Многолетний опыт эксплуатации этих установок показал их весьма надежную работу.

При подготовке газа существенное значение имеет качественная первичная сепарация пластового газа, так как ее показатели влияют на нагрузку установок по влаге, минерализацию ДЭГа, работу ГПА и в целом на степень осушки газа.

Первичную очистку природного газа от жидкости и механических примесей на УКПГ производят в пункте сепарации пластового газа.

Пункты сепарации пластового газа (ПСПГ) УКПГ-2, 7, 8 имеют одноступенчатую систему очистки, на УКПГ-9 — двухступенчатую ПСПГ. УКПГ-2 состоит из четырех пылеуловителей, модернизированных по чертежам ЦКБН ГПР 476.00.000 и обвязанных параллельно. Согласно прогнозным расчетам параметров работы промысла, аппараты обеспечат эффективную работу до конца эксплуатации.

Однако из-за большой протяженности газопровода (около 700 м) от ПСПГ до ДКС-2 во всасывающем коллекторе накапливается конденсационная влага.

ПСПГ ДКС-7 имеет одноступенчатую систему и состоит из 12 параллельно соединенных сепараторов С-1, модернизированных по чертежам ЦКБН ГПР 433.00.000. Аппараты работают с минимальной нагрузкой по газу и обеспечат эффективную очистку газа до конца эксплуатации газового промысла.

ПСПГ ДКС-8 имеет одноступенчатую систему и состоит из 6 параллельно обвязанных пылеуловителей, модернизированных по чертежам ТюменНИИГипрогаза МПУ-3.05.000.

ПСПГ ДКС-9 имеет двухступенчатую систему очистки газа: на первой ступени четыре пылеуловителя ГП 144.00.000 с пятью циклонами; на второй — пять фильтр-сепараторов ГП 605.01.00.000. Ранее проведенные исследования и расчеты показывают, что до конца эксплуатации обеспечивается их эффективная работа.

В связи с тем, что в процессе доразработки месторождения будет увеличиваться удельное содержание пластовой и конденсационной воды в газе и возможны залповые поступления жидкости в аппараты, потребуется дальнейшее совершенствование сепарационного, массообменного оборудования и блока очистки ДЭГа от солей и механических примесей.

В целом прогнозные расчеты параметров работы газовых промыслов позволяют сделать следующие выводы:

1) несмотря на снижение объемов подготавливаемого газа, в работе адсорбционных УКПГ будут осложнения;

2) необходимо предусмотреть внедрение комплекса мероприятий, которые обеспечат стабильную работу УКПГ до конца их эксплуатации;

3) установки абсорбционной осушки газа обеспечат подготовку газа согласно ОСТ 51.40.93 при соблюдении требуемых параметров ведения процесса (t = 10 — 15 °С, концентрация ДЭГа 99,5 — 99,7 %, расход ДЭГа 10 — 18 кг/тыс. м^3);

4) при снижении давления газа в абсорберах ниже 3 МПа (30 кгс/см^2), концентрации регенерированного ДЭГа менее 99 — 99,3 %, температуре контакта выше 20 — 25 °С возможно ухудшение качества осушки газа;

5) необходимое количество регенерированного ДЭГа для осушки планируемого объема газа на УКПГ-2, 7, 8 достигается работой одной установки вакуумной регенерации на весь период эксплуатации, а на

УКПГ-9 — одной или двумя установками в зависимости от необходимого количества циркулируемого ДЭГа;

6) потребуется реконструкция (модернизация) АВО газа ДКС для достижения температуры контакта "Газ—ДЭГ" в абсорберах в пределах 10—15 °С;

7) на существующих установках вакуумной регенерации ДЭГа УКПГ-2, 7, 8, 9 достигается концентрация 99,0—99,5 % (массовая доля), в дальнейшем по мере падения пластового давления потребуется совершенствование технических решений, позволяющих достичь концентрации ДЭГа в пределах 99,5—99,7 %.

4.2
Разработка Уренгойского месторождения

Уренгойское месторождение (Уренгойская, Ен-Яхинская и Песцовая площади) расположено на территории Пуровского и Надымского районов Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области. Ен-Яхинская, Песцовая, северная часть Уренгойской площади находятся за Полярным кругом.

4.2.1
Геологическая характеристика сеноманской залежи

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения юры, мела, палеогена и четвертичной системы, залегающие на палеозойском складчатом фундаменте. Общая толщина осадочного чехла на месторождении около 7 км.

Меловая система подразделяется на две литологические формации:

нижнемеловую, состоящую в нижней части (до баррема включительно) в основном из чередования пластов (иногда линзовидных) глин и аргиллитов с алевролитами и песчаниками, а в верхней части (апт-сеноман) преимущественно из песчаных образований толщиной до 100 м;

верхнемеловую, сложенную глинами, являющимися региональной покрышкой сеноманского продуктивного горизонта. Толщина покрышки достигает 700 м.

С верхней частью нижнемеловых и нижней частью верхнемеловых образований (апт-сеноман) связан основной продуктивный горизонт — сеноманский. Горизонт залегает на глубинах 950—1250 м. Его общая толщина составляет около 100 м.

В разрезе сеноманской толщи отчетливо проявляется цикличность, являющаяся неотъемлемой особенностью всех осадочных образований и отражающая смену обстановок осадконакопления во времени.

Установленная цикличность разреза нижнего мела Западной Сибири позволила разработать и предложить принципиально новый подход к детальным исследованиям продуктивной толщи сеномана крупнейших газо-

вых месторождений севера Западной Сибири. За базовую основу для детальных исследований были взяты месторождения Медвежье и Уренгойское. Здесь применили и опробовали методику фациально-циклического анализа на генетической основе, предложенную В.И. Ермаковым (1976–1985 гг.).

В разрезах продуктивной толщи по данным БКЗ, стандартного каротажа, каверно- и радиометрии выделили четыре основных типа пород:

1) хорошо проницаемые ($k_{пр} > 0{,}5 \cdot 10^{-12}$ м^2);

2) проницаемые породы ($k_{пр} = (0{,}5 \div 0{,}1) \cdot 10^{-12}$ м^2), представленные песчаниками, разно- и мелкозернистыми алевролитами;

3) слабопроницаемые породы ($k_{пр} < 0{,}1 \cdot 10^{-12}$ м^2): алевролиты мелкозернистые и пачки тонкого переслаивания алевролитов и глин;

4) непроницаемые глинистые породы.

Песчаники и проницаемые алевролиты слагают, как правило, русловые фации, приуроченные к началу каждого цикла.

Алевритоглинистые породы составляют пойменные, болотно-пойменные и озерные фации, завершающие цикл осадконакопления.

Все сеноманские залежи севера Тюменской области относятся к субмассивному типу. Отсутствие сплошных глинистых экранов, разделяющих залежь по площади и этажу газоносности, не позволяет относить их к пластово-массивному типу. С другой стороны, наличие изменчивых линзовидных прослоев, иногда большой протяженности и площади, отличает их от залежей массивного типа, для которых характерно вторжение пластовых вод как по напластованию, так и по вертикали. Рассматриваемые залежи водоплавающие. Контакт газ – вода имеет слабый наклон в субмеридиональном направлении.

По существу, система структур, составляющих собственно Уренгойскую антиклиналь и примыкающие к ней поднятия (Ен-Яхинское, Песцовое), объединяет одну крупнейшую залежь с единой плоскостью газоводяного контакта. От собственно Уренгойской залежи эти структуры отделяются различными по ширине и высоте седловинами. В пределах Ен-Яхинской залежи по новым данным газоводяной контакт прослеживается на отметках минус 1193–1199 м. Наклон плоскости ГВК отмечается в северо-восточном направлении. Уточнен контур газоносности.

Газ сеноманской залежи Уренгойского месторождения по химическому составу весьма сходен с газом других сеноманских залежей севера Тюменской области. Он имеет в основном метановый состав (от 95,4 до 99,3 %). Максимальное содержание углеводородов $C_{2+\text{высшие}}$ не превышает 1 %.

Относительная плотность газа по воздуху колеблется от 0,557 до 0,563.

Критические параметры приведены ниже:

Среднекритическое давление	4,64 МПа
Среднекритическая температура	190,5 К
Низшая теплотворная способность	7648–7972 ккал/м^3 (в среднем – 7883 ккал)

Среднее содержание компонентов, входящих в состав газа (молярная доля, %), следующее:

CH_4	98,28	$C_{5+\text{высшие}}$	0,0006	He	0,013
C_2H_6	0,15	CO_2	0,35	Ar, Kr + Xe	0,023
C_3H_8	0,002	H_2	0,02	H_2S	Следы
C_4H_{10}	0,0014	N_2	1,16		

Выход конденсата – 0,03–0,05 см^3/м^3.

По фракционному составу конденсат соответствует нормам на топливо для быстроходных дизелей (ГОСТ 4749—49), в том числе арктическому дизельному топливу марки ДА, предназначенному для эксплуатации двигателей при температуре воздуха ниже минус 30 °С. Однако из-за большого содержания в конденсате нафтеновых углеводородов метановое число его невелико и равно 36, что несколько больше, чем предусмотрено ГОСТом на арктическое дизельное топливо. Вязкость этого конденсата 4,66 $см^2/с$. По указанным причинам конденсат сеноманской залежи можно рассматривать как компонент арктического дизтоплива.

4.2.2

Этапы проектирования

Проектирование разработки Уренгойского месторождения велось в несколько этапов в связи с расширением изученности и пересмотром запасов газа залежи, изменением заданий на проектирование, отставанием бурения скважин и обустройства промысла.

На месторождении, уникальном по запасам газа и расположенном в труднодоступной местности, уже в первых проектах рассмотрена принципиально новая система разработки и обустройства: кустовое размещение вертикальных эксплуатационных скважин увеличенного диаметра в наиболее продуктивных зонах; дебиты, в несколько раз превышающие ранее полученные на газовых промыслах страны; дифференцированная система вскрытия продуктивного горизонта; установки комплексной подготовки газа (УКПГ) повышенной производительности и др. Особое внимание было уделено (в условиях ограниченной информации) определению продуктивной характеристики скважин, технико-экономическому обоснованию оптимального дебита и конструкции скважин, количеству скважин в кусте и суммарной производительности куста скважин и др.

Результаты анализа фактического состояния разработки месторождения, проводимого в порядке авторского надзора в течение всего периода эксплуатации, подтвердили обоснованность принятых решений. Вместе с тем отставание сроков ввода УКПГ, эксплуатационного и наблюдательного фонда скважин, ДКС, значительное превышение годовых отборов из сеноманской залежи Уренгойской площади приводило к необходимости внесения корректив в проектные показатели. Хронология такова:

1973, 1974, 1975 гг. — проекты разработки залежи Уренгойской площади составлены до ввода в эксплуатацию месторождения на запасы 1970 г.; годовой отбор на период постоянной добычи соответственно 30 (ОПЭ), 60, 100 млрд. $м^3$;

1978 г. — месторождение введено в эксплуатацию;

1979 г. — проект разработки залежи Уренгойской и Ен-Яхинской площадей на запасы 1970 г.; годовой отбор 160 млрд. $м^3$ (соответственно 130 и 30 млрд. $м^3$);

1981 г. — проект разработки Уренгойского месторождения (без Песцовой площади) на объем годовой добычи 250 млрд. $м^3$ (в том числе Северо-Уренгойское месторождение — 15 млрд. $м^3$; запасы 1974 г.) составлен в связи с увеличением ГКЗ в 1979 г. запасов газа; планировалось в 1984—1985 гг. завершить бурение и ввод эксплуатационных, наблюдательных

скважин и обустройство месторождений (ввод ДКС проектировался с 1986 г.);

1983 г. — дополнения к проекту (показатели разработки Таб-Яхинского участка; годовой отбор 10 млрд. м^3);

1985 г. — коррективы проектных показателей разработки в связи с увеличением планируемой годовой добычи и отставанием ввода в эксплуатацию Ен-Яхинской площади и Северо-Уренгойского месторождения (годовой отбор 250 млрд. м^3 осуществлялся только из залежи Уренгойской площади);

1991 г. — проект разработки Уренгойского месторождения — корректировка показателей разработки Уренгойской (в том числе Таб-Яхинский участок) и Ен-Яхинской площадей в связи с неподтверждаемостью запасов газа ГКЗ 1989 г. по фактическим данным разработки, отставанием обустройства (Таб-Яхинский участок) и сроков ввода ДКС;

1991 г. — проект разработки залежи Песцовой площади на объем годовой добычи 27,5 млрд. м^3; запасы ГКЗ 1989 г.;

1996 г. — проект разработки Уренгойского месторождения — корректировка уровней добычи Уренгойской (в том числе Таб-Яхинский участок) и Ен-Яхинской площадей в связи с рассмотрением ЦКЗ б. РАО "Газпром" запасов газа, оцененных по фактическим данным разработки (и рекомендацией принять их для расчета прогнозных показателей), и отставанием сроков ввода ДКС;

1996 г. — принят проект разработки Северо-Уренгойского месторождения, составленный в 1994 г. в связи с увеличением ГКЗ в 1991 г. запасов газа.

4.2.3

Состояние разработки. Сопоставление проектных и фактических показателей

На 01.01.98 разработка сеноманской залежи месторождения велась на основании проекта разработки сеноманской залежи Уренгойского месторождения, утвержденного в 1996 г.

Динамика проектных и фактических показателей разработки за весь период эксплуатации (годового отбора газа, среднего дебита скважин, эксплуатационного и действующего фонда скважин, суммарной добычи газа) Уренгойской и Ен-Яхинской площадей и Северо-Уренгойского месторождения приведена на рис. 4.10—4.13.

Основная добыча на 01.01.98 приходится на залежь Уренгойской площади — 85,3 % от суммарной добычи месторождения.

Годовой отбор газа из залежи Уренгойского месторождения составил 178,8 млрд. м^3 (ниже проектного на 7,9 %).

Условия освоения и характер разработки месторождения и его отдельных участков обусловили формирование текущего поля пластовых давлений. Характер распределения пластового давления свидетельствует о хорошей газодинамической связи как по площади, так и по разрезу продуктивных отложений и позволяет рассматривать процесс отработки залежи как единой газодинамической системы.

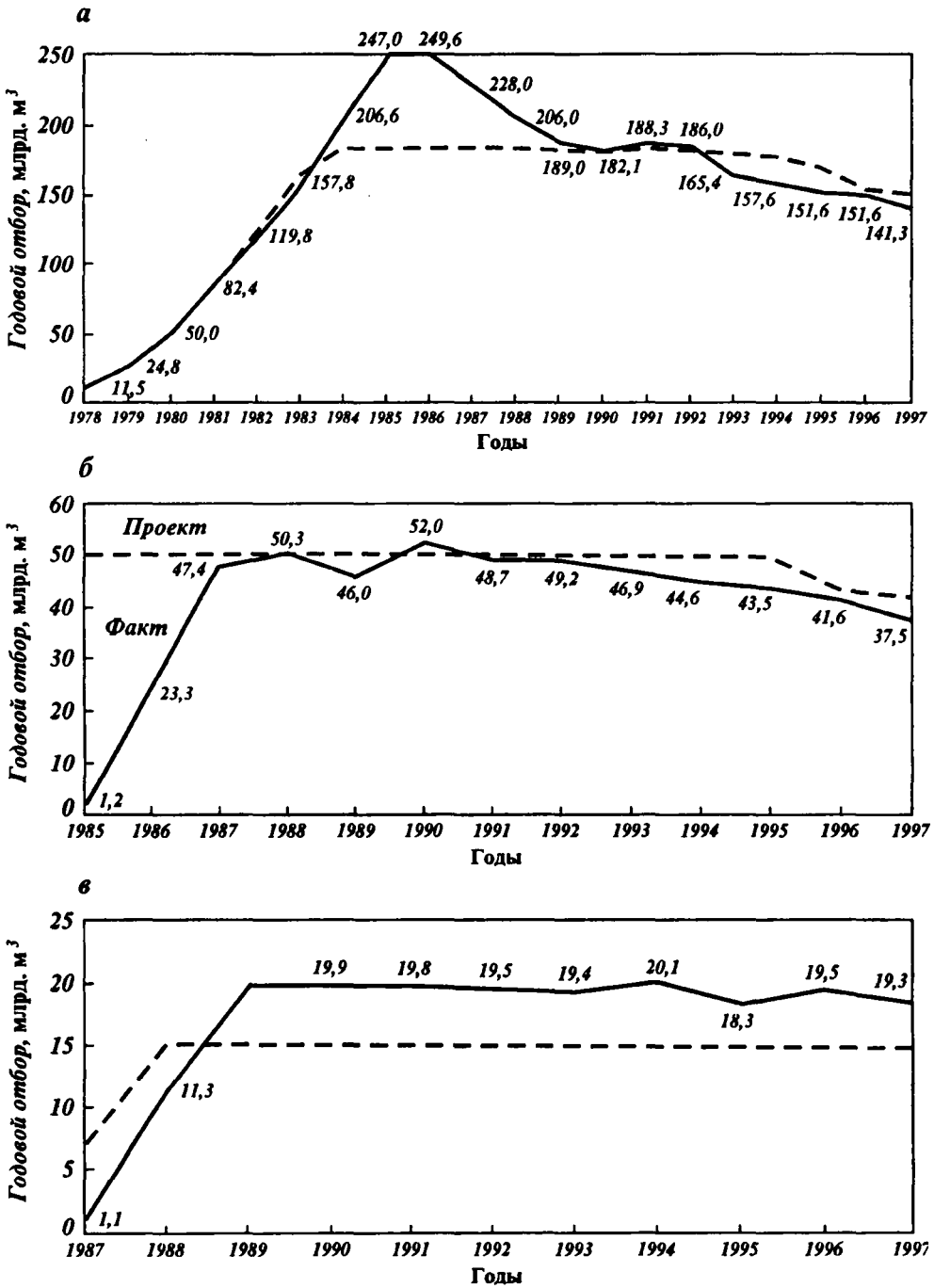


Рис. 4.10. Динамика годовой добычи газа:
а — Уренгойская площадь; *б* — Ен-Яхинская площадь; *в* — Северо-Уренгойское месторождение

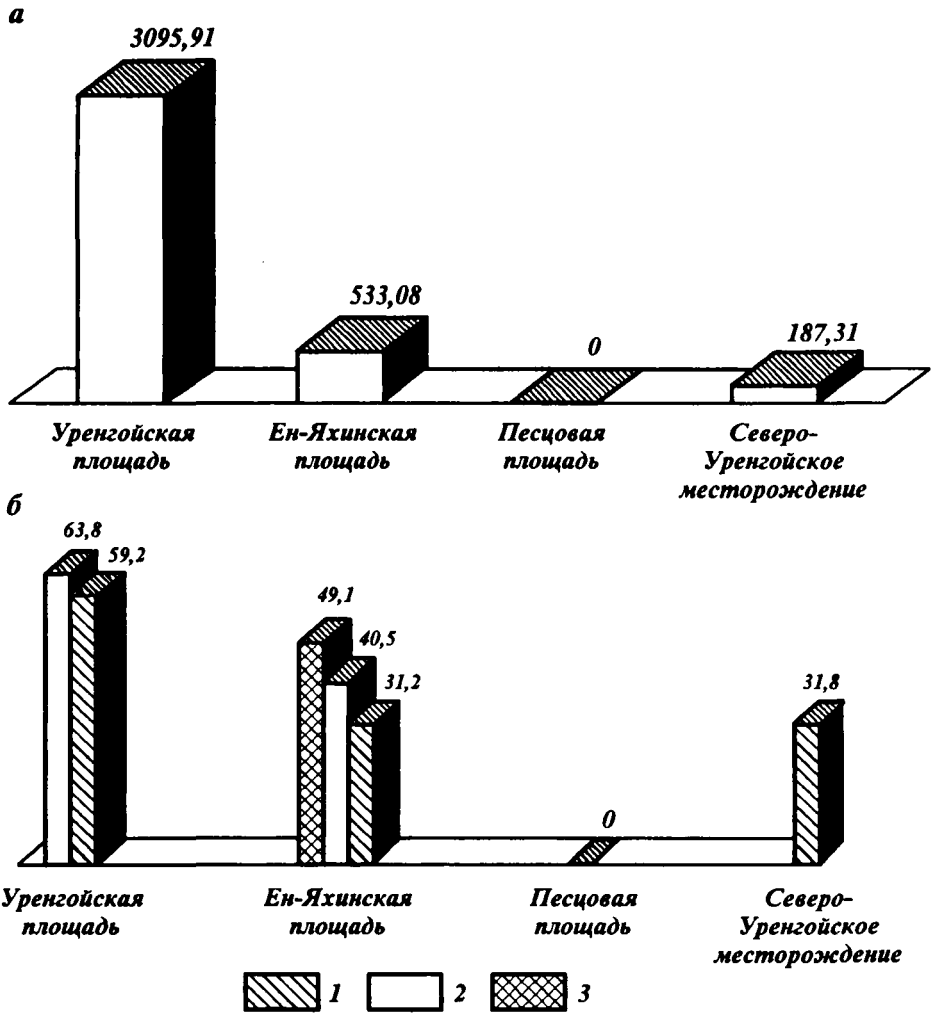


Рис. 4.11. Суммарный отбор газа, млрд. м^3 (*а*), отношение суммарного отбора газа площади к ее начальным запасам, % (*б*):
1 — запасы по ГКЗ; *2* — запасы по ЦКЗ; *3* — ВНИИГАЗ, расчет показателей разработки

На Уренгойской площади на 01.01.98 минимальное давление отмечено в районе эксплуатационных скважин УКПГ-3 ÷ 6 — среднее давление в этой зоне снизилось относительно начального на 7,0 ÷ 7,2 МПа, или на 59 ÷ 61 %.

На неразрабатываемом Таб-Яхинском участке пластовое давление снизилось относительно начального на 2,7÷ 4,7 МПа в связи с перетоками в зону УКПГ-10.

Глубина текущей воронки депрессии по Уренгойской площади — разница между минимальным (куст № 47) и максимальным (скв. № 177а на юге) давлениями составляет 3,9 ÷ 4,8 МПа.

На Ен-Яхинской площади среднее пластовое давление в зоне УКПГ-12

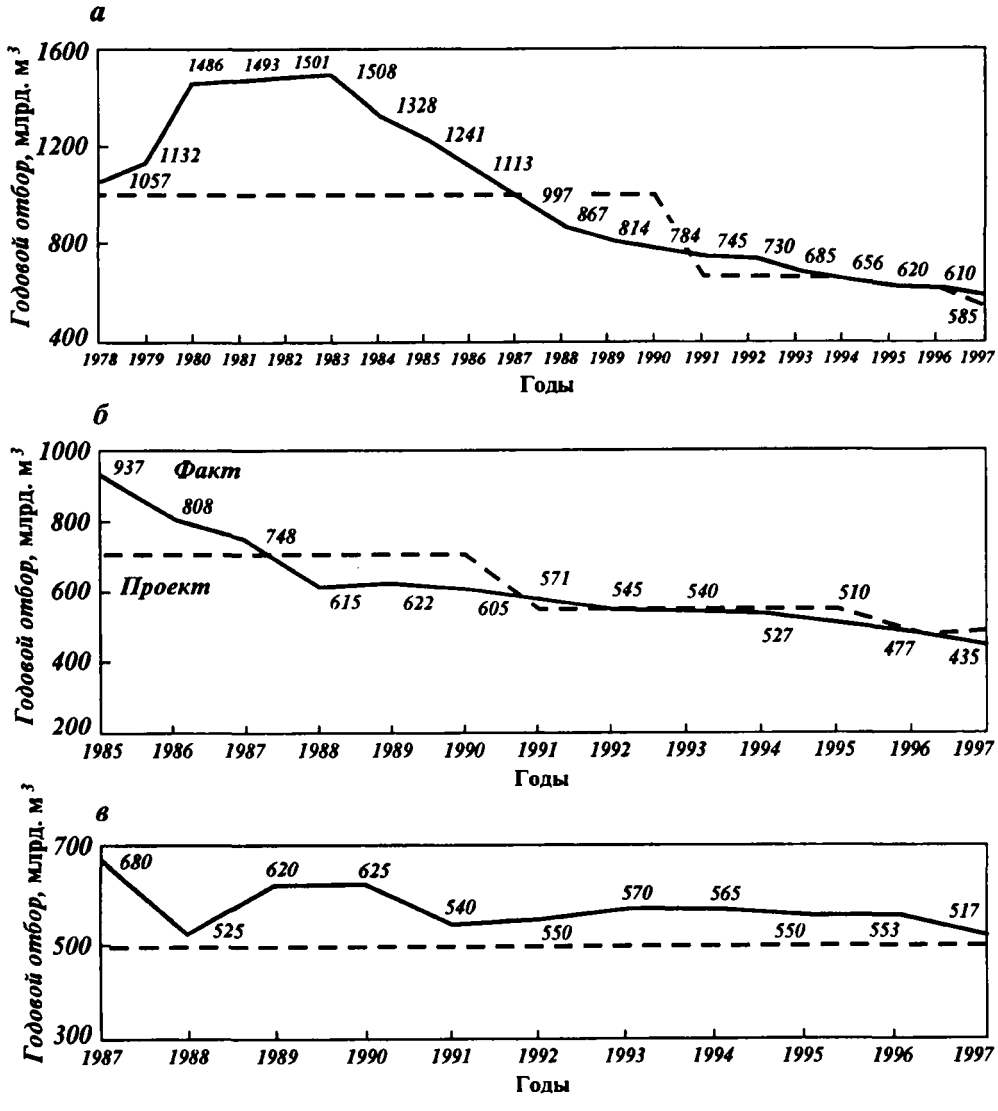


Рис. 4.12. Динамика дебитов скважин:
а — Уренгойская площадь; *б* — Ен-Яхинская площадь; *в* — Северо-Уренгойское месторождение

соответствует проектному; в зонах УКПГ-11, 13 — выше проектного (на 0,3 ÷ 0,4 МПа). Минимальное давление — в зоне эксплуатационных скважин УКПГ-12; максимальное — на УКПГ-13.

Среднее пластовое давление снизилось по скважинам УКПГ-11 на 41,8 % от начального, УКПГ-12 — на 50 %, УКПГ-13 на 41 %.

По Северо-Уренгойскому месторождению пластовое давление на 01.01.98 снизилось на 38,5 % от начального и составляет 7,3 МПа. Минимальное давление в зоне эксплуатационных скважин 6,9 МПа.

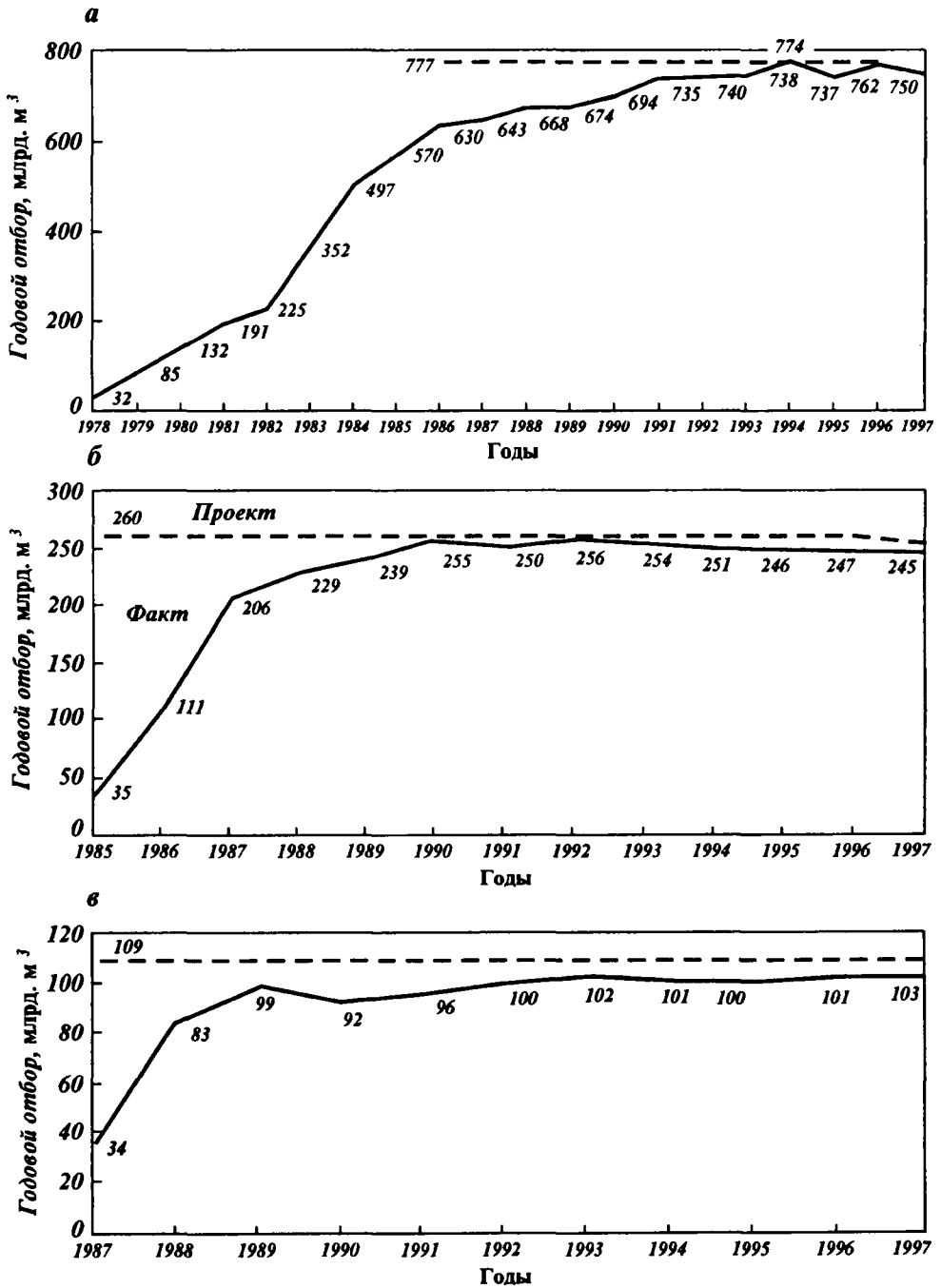


Рис. 4.13. Динамика фонда действующих скважин:
а — Уренгойская площадь; *б* — Ен-Яхинская площадь; *в* — Северо-Уренгойское месторождение

Устьевые давления, МПа, средние по УКПГ на 01.01.98, следующие:
Уренгойская площадь — 3,3 (УКПГ-5) ÷ 4,4 (УКПГ-10);
Ен-Яхинская — 4,2 (УКПГ-12) ÷ 4,4 (УКПГ-13);
Северо-Уренгойское месторождение — 4,8.

Компрессорный период эксплуатации на Уренгойском месторождении — с 1987 г. Сроки ввода ДКС в силу различных причин неоднократно корректировались, что привело к существенному отклонению реальных условий эксплуатации УГКМ от первоначально определенных проектом разработки месторождения.

Строительство I очереди ДКС закончено в I кв. 1996 г. (УКПГ-2); ДКС II очереди введены на УКПГ-1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12.

Отставание ввода ДКС приводило к тому, что значительный фонд скважин в течение длительного времени работал на режиме p = const, так как давление на устье ограничивалось давлением в коллекторе, в связи с чем были снижены годовые отборы в зонах отдельных УКПГ.

4.2.4

Анализ результатов исследований скважин при стационарном режиме фильтрации. Уточнение продуктивной характеристики "средней" скважины зон УКПГ

С целью определения текущей продуктивной характеристики скважин, необходимой для правильного установления технологического режима, и регулирования отборов газа по отдельным скважинам, кустам, УКПГ на Уренгойском и Северо-Уренгойском месторождениях в течение всего периода разработки проводились испытания при стационарных режимах фильтрации по стандартной методике.

Учитывая, что эксплуатационные скважины оборудованы пакерами и забойными клапанами-отсекателями (проектировалось для обеспечения надежности эксплуатации), обработку результатов испытаний проводили по формуле $\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_y^2 \cdot e^{2s}$ при заданном дебите Q. При этом определяется коэффициент сопротивления призабойной зоны пласта A и коэффициент $(B+\theta)$, где θ характеризует суммарные потери давления в лифтовой колонне и забойном оборудовании.

С целью уменьшения затрат на промысловые испытания скважин и сокращения потерь газа в атмосферу во ВНИИГазе разработали и с 1985 г. внедряют на Уренгойском месторождении методику испытаний на одном рабочем режиме. Анализ результатов исследований 637 скважин Уренгойской площади по стандартной методике за 12 лет с начала эксплуатации показал, что зависимость $p_{пл}^2 - p_y^2 \cdot e^{2s}$ от Q конкретной скважины практически постоянна во времени. В связи с этим было рекомендовано шире применять замеры дебита и устьевого давления на рабочем режиме в качестве контрольной точки на индикаторной линии $p_{пл}^2 - p_y^2 \cdot e^{2s}$ как функции Q (использовать данные разновременных стандартных исследований конкретной скважины).

Исследования скважин на одном рабочем режиме и сегодня актуальны в связи с законом об окружающей среде и рациональном использовании природных ресурсов, ограничивающем выпуск газа в атмосферу. В то же время эти исследования и исследования без выпуска газа в атмосферу за последние годы (1992—1997 гг.) резко сокращены.

Для достоверной оценки забойного давления, депрессии и коэффициента B необходимо знать и достоверное значение θ. Начиная с 1981 г. на месторождении проводят исследования скважин с применением глубинных приборов, которые позволили определить забойные давления и депрессии на рабочих режимах, а также коэффициенты λ и θ. Фактические значения θ конкретных скважин изменяются в широком диапазоне, и величина их зависит от внутреннего диаметра лифтовой колонны (сужений ее в интервале установки пакера, дополнительных сопротивлений в соединениях, различной толщины стенок отдельных секций и др.), седла пакера и клапана-отсекателя.

Распределение на площадях количества скважин по фактическим диаметрам и процентное отношение их к общему эксплуатационному фонду приведены в табл. 4.3.

Как отмечалось в проекте, в скважинах с лифтовой колонной диаметром 168 мм значение θ изменяется в диапазоне $(20 \div 80)\cdot 10^{-5}$. Среднее значение θ, определенное для группы скважин, в которых проводились глубинные исследования до установки клапана-отсекателя и после, составляет соответственно $35\cdot 10^{-5}$ и $55\cdot 10^{-5}$. Значение θ "средней" скважины $60\cdot 10^{-5}$.

По номограмме, приведенной в проекте, оценивалась абсолютная ошибка $\delta\theta$, дающая погрешность в 0,1 МПа для забойного давления и депрессии при заданных значениях $p_{заб}$ и Q. Так, при $Q = 1000$ тыс. м^3/сут и $p_{заб} = 10$ МПа может быть допущена та же погрешность в 0,1 МПа при $\delta\theta = 20\cdot 10^{-5}$. При снижении $p_{заб}$ влияние точности определения θ на расчетную величину $p_{заб}$ и депрессию увеличивается, и на конец периода постоянной добычи ($p_{заб} = 5$ МПа) при том же дебите $\delta\theta$ составит уже $10\cdot 10^{-5}$.

Анализ результатов исследований показал, что в эксплуатационных скважинах с лифтовой колонной диаметром 168 мм для практической оценки забойного давления, депрессии, коэффициента B по результатам стационарных исследований может быть использовано значение θ, определенное по глубинным исследованиям. В то же время в скважинах с лифтовой колонной диаметром 114 мм и ниже влияние $\delta\theta$ на $p_{заб}$ и депрессию существенно.

В проекте при расчете технологических показателей "средней" скважины с лифтовой колонной диаметром 114 мм принята $\theta = 250\cdot 10^{-5}$. Фактическое ее значение по результатам глубинных исследований кон-

Таблица 4.3

Месторождение	Диаметр лифтовой колонны, мм		
	168	114	127; 102; 89; 73
Уренгойское:			
Уренгойская площадь	604/53	118/10	52/5
Ен-Яхинская площадь	–	240/22	21/2
Северо-Уренгойское	–	81/7	17/1
Итого:	604/53	439/39	90/8

кретных скважин изменяется в основном от $100 \cdot 10^{-5}$ до $600 \cdot 10^{-5}$. Для лифтовых колонн одного диаметра (с однотипным забойным оборудованием) и близкими по величине дебитами следует ожидать одинаковых значений θ. Однако анализ глубинных исследований за период 1990 – 1996 гг. конкретных скважин с лифтовой колонной диаметром 114 мм (УКПГ-11 ÷ 13,15) показывает изменение θ в широком диапазоне при близких дебитах.

Отклонение θ скважины от средней величины составляет $\pm 150 \cdot 10^{-5}$ (клапан-отсекатель извлечен) и более. Таким образом, использование средних значений θ для расчета $p_{заб}$, Δp, B по результатам стационарных исследований конкретной скважины с лифтовой колонной диаметром 114 мм и меньше может привести к существенным ошибкам.

Проектные значения коэффициентов фильтрационного сопротивления и пласта, и призабойной зоны "средней" скважины УКПГ, используемой для расчета технологических показателей разработки, рассчитывались в зависимости от эффективной мощности интервала перфорации $h_{э.п}$. До ввода в разработку сеноманских залежей эта зависимость определялась по результатам исследований разведочных скважин месторождений севера Тюменской области, $h_{э.п}$ которых не превышала 20 % от общей эффективной мощности, и трех специальных скважин, где перфорирована практически вся $h_{э.п}$. В связи с тем, что весь фактический фонд эксплуатационных скважин был оснащен забойным оборудованием, корректировка кривых в проекте проводилась по результатам исследования 100 эксплуатационных скважин месторождения Медвежье до установки в них забойного оборудования.

Сопоставление показало, что коэффициенты A и B по данным исследований скважин эксплуатационного фонда при одной и той же величине $h_{э.п}$ несколько меньше, чем по разведочным.

Эти зависимости были использованы для обоснования необходимой и достаточной величины эффективной мощности в интервале перфорации эксплуатационных скважин Уренгойской площади.

Методический подход для определения проектных значений коэффициентов A и B "средней" скважины по эффективной мощности в интервале перфорации можно считать обоснованным, а продуктивная характеристика призабойной зоны пласта и скважины Уренгойской площади соответствует проектной.

В то же время для расчета прогнозных показателей разработки "средней" скважины УКПГ необходимо использовать коэффициенты A и $(B + \theta)$, характеризующие весь эксплуатационный фонд, включая скважины с диаметром лифтовой колонны 114 мм (и меньше) и с ухудшенной продуктивной характеристикой.

В настоящей работе $(B + \theta)$ оценивались также и по устьевым (p_y) параметрам работы УКПГ по состоянию на начало 1997 г., которые практически совпадают с проектными для всего фонда эксплуатационных скважин Уренгойской площади.

4.2.5

Контроль за разработкой

В проекте 1981 г. контроль за разработкой Уренгойской и Ен-Яхинской площадей предусматривалось осуществлять с помощью 212 наблюдательных скважин, специально пробуренных или переоборудованных из разведочного фонда, в которых рекомендовалось проводить наблюдения за динамикой ГВК, пластового давления в газовой залежи и статических уровней в водоносной части пласта.

С целью уточнения структурного плана, дополнительного изучения продуктивной толщи и ее водонапорного бассейна, петрофизической характеристики разреза и объемных параметров пород-коллекторов для уточнения запасов газа проектировалось осуществить опережающее бурение наблюдательных скважин, в том числе 19 специальных — 17 оценочных и 2 для определения объемных параметров.

Контроль за изменением пластового давления в газовой залежи проектировалось осуществлять в скважинах как эксплуатационного фонда, так и наблюдательных, специально пробуренных или переведенных из разведочного фонда.

На Уренгойском месторождении рекомендовалось для этих целей переоборудовать 39 разведочных скважин и пробурить 7 новых наблюдательных скважин на периферии залежи. Кроме того, планировалось использовать пять скважин, расположенных на куполах в районе УКПГ-7, 8, 11, 12, 13 и предназначенных для наблюдения за давлением в приконтактной зоне залежи; две скважины, расположенные на периферии Уренгойской площади, для наблюдений за ГВК в газовой среде и давлением; 16 оценочных скважин. Всего для контроля за изменением пластового давления в газовой залежи проектировалось использовать 69 наблюдательных скважин.

Контроль за динамикой ГВК в газовой залежи проектом предусматривалось осуществлять по всей площади газоносности специально пробуренными наблюдательными скважинами.

Контроль за давлением в законтурной области и под газовой залежью проектом предусматривалось осуществлять системой гидропьезометрических скважин, включающей в себя три поперечных профиля (два на Уренгойской площади и один на Ен-Яхинской) и один продольный по оси Уренгойского и Северо-Уренгойского месторождений. Кроме того, с целью получения систематических сведений о пластовых водах и их начальных статических уровнях в разрабатываемой части месторождения, изучения характера влияния водонапорного бассейна на газовую залежь в процессе разработки был запроектирован в районе УКПГ-8 куст из трех скважин для гидрогеологических исследований, в которых водоносный пласт вскрывался ниже ГВК сеноманской газовой залежи на 50, 150 и 300 м. Всего на Уренгойском месторождении проектировалось 36 гидропьезометрических скважин, в том числе 14 намечалось переоборудовать из разведочных.

Для наблюдения и контроля за растеплением околоствольного пространства, а также с целью уточнения строения и изучения температурного режима толщи многолетнемерзлых пород проектировалось бурение 14 скважин глубиной до 600 м.

Фактически на начало 1985 г. разрабатывалась только залежь собственно Уренгойской площади, но и здесь отмечалось отставание обустройства — фонд эксплуатационных скважин составлял около 75 % от проектного на данной площади, наблюдательных — 50 %, причем последние располагались в зоне эксплуатационного разбуривания.

В связи с неудовлетворительной организацией контроля за разработкой и необходимостью доразведки периферийных частей залежи Уренгойского месторождения было принято решение дополнительно к заранее запроектированным пробурить 72 наблюдательные скважины.

Таким образом, после внесения корректив фонд наблюдательных скважин увеличился на 43 единицы, в том числе на Уренгойской площади на 26; на Ен-Яхинской площади на 17.

Скорректированное количество проектных скважин для контроля за разработкой и обслуживания промысла Уренгойского месторождения (Уренгойская и Ен-Яхинская площади) составляло 287 скважин, в том числе наблюдательных за ГВК, пластовым давлением и гидропьезометров — 241, включая 2 для оценки объемных параметров; наблюдательных за растеплением мерзлоты — 14; нагнетательных для промстоков — 32.

В проекте 1991 г. отмечалось, что по состоянию на 01.01.91 бурение проектного эксплуатационного фонда на Уренгойском месторождении практически закончено. Однако бурение наблюдательных и переоборудование разведочных скважин выполнено всего на 50 %.

В связи с создавшимся состоянием фонда наблюдательных скважин, сокращением финансирования бурения, а также с тем, что необходимость в ряде наблюдательных скважин отпала (в частности, в большом количестве гидропьезометров), в проекте были даны предложения по сокращению фонда наблюдательных скважин с одновременной корректировкой местоположения части оставшихся недобуренных скважин для контроля за разработкой и с целью доразведки периферийных частей залежи.

При рассмотрении проекта разработки 1991 г. с целью получения надежной информации для подсчета запасов газа было принято решение завершить в 1992—1993 гг. бурение 42 проектных наблюдательных скважин в соответствии с уточненной схемой их размещения.

Таким образом, общее количество наблюдательных скважин по проекту 1991 г. должно было составить 166.

Контроль за разработкой Северо-Уренгойского месторождения

На Северо-Уренгойском месторождении проектом 1981 г. рекомендовалось для контроля за разработкой пробурить 14 скважин за ГВК, в том числе 7 на крыльевых частях.

Также рекомендовалось переоборудовать из разведочного фонда 11 скважин для наблюдения за пластовым давлением, из них 9 на периферии.

В первую очередь намечалось бурение скважин по контролю за ГВК.

Общий фонд наблюдательных скважин (за давлением, ГВК и пьезометрических) по проекту составлял 31 единицу.

Так же, как и по Уренгойскому месторождению, наблюдательные скважины рекомендовалось вводить раньше или одновременно с эксплуатационными.

Для наблюдения и контроля за растеплением пород проектировалось

бурение семи скважин в зоне кустов, из них шесть глубиной 150 м и одна со вскрытием полной мощности многолетнемерзлых пород (400 – 500 м).

В "Коррективах..." 1985 г. число наблюдательных скважин, предусмотренных на Северо-Уренгойском месторождении, не пересматривалось. Месторождение введено в эксплуатацию в 1987 г.

Скорректированный позднее проектный фонд наблюдательных скважин составлял 27 единиц, в том числе 11 разведочных.

В проекте 1991 г. Северо-Уренгойское месторождение не рассматривалось, так как в это время пересматривались запасы газа сеноманской залежи.

Незначительное количество наблюдательных скважин в периферийных частях привело к тому, что информации по контролю за разработкой за пределами эксплуатационного поля недостаточно.

Проектом 1998 г. планировался ввод в разработку восточного купола Северо-Уренгойского месторождения. Для контроля за ГВК и давлением рекомендовалось дополнительно пробурить две наблюдательные кустовые скважины и одну скважину на периферии. Вместе с ними проектный фонд наблюдательных скважин составляет 30 единиц (из них 11 – разведочные).

Контроль за разработкой Песцовой площади Уренгойского месторождения

Рекомендации по контролю за разработкой Песцовой площади были даны в проекте, выполненном в 1990 г.

В основу размещения сети наблюдательных скважин положена схема, состоящая из двух профилей, пересекающих месторождение по линии разведочных скважин.

Контроль за пластовым давлением в зоне кустов осуществляется замерами по фонду эксплуатационных скважин. В периферийных частях для этой цели предусматривается максимальное использование разведочного фонда, для чего предлагается вывести из консервации девять разведочных скважин. Для полного и равномерного охвата периферийных частей наблюдением за полем давления дополнительно предусматривается бурение четырех скважин. В совокупности со скважинами разведочного фонда они образуют замкнутое кольцо вокруг зоны эксплуатационного разбуривания с одинаковым расстоянием между наблюдательными скважинами.

Таким образом, проектная схема контроля за разработкой Песцовой площади предполагает наличие 23 скважин, в том числе 9 для контроля за ГВК, 13 за распределением давления в периферийной зоне и 1 глубокую пьезометрическую скважину. Из них подлежали бурению 14 скважин. Все наблюдательные скважины бурятся вертикальными с отбором керна в разрезе продуктивных отложений.

Состояние фонда наблюдательных скважин

На Уренгойском месторождении общее количество наблюдательных скважин по проекту 1991 г., предназначенных для контроля динамики ГВК, пластового давления в газовой залежи и пьезометров, по разрабатываемым площадям должно было составлять 166 единиц (126 – на Уренгойской площади, 40 – на Ен-Яхинской).

По состоянию на 01.01.98 их количество должно было достичь 178 единиц:

128 на Уренгойской площади; из них для наблюдения за ГВК – 63 (в том числе в кустах эксплуатационных скважин и одиночных в зоне отбора – 58), за пластовым давлением – 27, пьезометры – 38;

50 на Ен-Яхинской площади (в том числе 6 на Песцовой площади); из них для наблюдения за ГВК – 19 (в том числе кустовых и одиночных в зоне эксплуатационного разбуривания – 15), за пластовым давлением – 23 (из них 5 на Песцовой площади), пьезометры – 8 (из них 1 на Песцовой площади).

Из рекомендованных проектом 1991 г. к бурению 42 скважин (на Уренгойской площади – 24, на Ен-Яхинской – 18) на 01.01.98 пробурены и приняты на баланс ПО "Уренгойгазпром" 36 скважин.

На Ен-Яхинской площади пробурена и принята на баланс ПО "Уренгойгазпром" 21 скважина.

После внесенных корректив на 01.01.98 общий фонд наблюдательных за ГВК, давлением и пьезометрических скважин на Уренгойском месторождении (без Песцовой площади) должен составлять 170 (по Уренгойской площади – 128, по Ен-Яхинской – 42).

На Песцовой площади с целью доразведки Санского (Северо-Песцового) участка ПО УГП дополнительно пробурены в 1994–1996 гг. и приняты на баланс в качестве наблюдательных за давлением шесть скважин.

Для контроля за давлением используется также разведочная скв. 3-р.

На Северо-Уренгойском месторождении фонд наблюдательных скважин на 01.01.98 – 18; из них: за ГВК – 7 (в том числе 6 кустовых), за пластовым давлением – 7, пьезометры – 4.

Проектный фонд наблюдательных скважин 30 единиц (в том числе 11 разведочных). Сравнение проектных и фактических данных по количеству и назначению наблюдательных скважин показывает их несоответствие: часть скважин пробурена или переоборудована вне проектных рекомендаций, не переоборудованы разведочные скважины. В результате и в настоящее время на значительной площади периферии информация по контролю за разработкой ограниченная.

Рекомендации по контролю за разработкой

Основной задачей контроля за разработкой является обеспечение комплексного наблюдения за процессом эксплуатации газовой залежи с целью:

оценки эффективности принятой системы разработки и проводимых отдельных геолого-технических мероприятий;

принятия решений по регулированию процесса разработки и планированию мероприятий по его совершенствованию для достижения сбалансированности между максимальной конечной газоотдачей и оптимальными экономическими затратами.

Контроль за разработкой осуществляется комплексом геолого-промысловых, промыслово-геофизических и гидрохимических исследований.

4.2.6

Анализ эксплуатации скважин с водо- и пескопроявлениями

В период промышленной разработки сеноманских залежей Уренгойского месторождения рабочие депрессии на пласт в некоторых случаях составляли 0,5—0,6 МПа, дебиты скважин превышали 1,5 млн. $м^3$/сут, поддерживались условия для выноса с забоя жидкости и механических примесей (песка), при этом не происходило разрушения призабойной зоны и выноса песка из скважин.

Последние годы во многих скважинах происходит разрушение призабойной зоны скважин при рабочих депрессиях на пласт 0,1—0,2 МПа. Отрицательное влияние песка на работу скважин проявляется за счет накопления песка в интервале перфорации на забое скважин, в технологических трубопроводах и аппаратах, абразивном разрушении скважинного оборудования, запорной арматуры на устье скважины и установках сбора и подготовки газа, в создании аварийных ситуаций.

За 12 мес 1995 г., например, при проведении ежегодных ревизий аппаратов осушки газа и разделителей Е-310 из них было извлечено в общей сложности более 118 т песка.

Наличие в потоке транспортируемого газа песка и жидкости приводит к повышенному износу фасонных деталей трубопроводов. За 12 мес 1995 г. наблюдалось десять случаев отказов газопромыслового оборудования по причине эрозионного износа запорной арматуры и фасонных деталей обвязки (проедание отводов, задвижек, термокарманов — на УКПГ-1, 8, 7, 10).

Разрушение призабойной зоны пласта в первую очередь связывают с поступлением в пласт конденсационной или пластовой воды. Вода, поступающая в пласт за счет обратной фильтрации, ослабляет существующие механические связи между частицами песка, скелет пласта разрушается, а песок выносится потоком газа из пласта в скважину.

НТЦ ПО "Уренгойгазпром" в 1995—1996 гг. проведены исследовательские работы.

Основные выводы этих работ:

увеличение влагонасыщенности призабойной зоны скважины снижает прочностные свойства породы;

устойчивость коллектора призабойной зоны нарушается независимо от природы выносимой воды (остаточная, конденсационная, пластовая, техногенная);

устойчивость коллектора зависит от продолжительности воздействия воды на породу;

по обводненным скважинам разрушение коллектора происходит при самых минимальных депрессиях (менее 0,1 МПа).

Постоянный, индивидуально подобранный режим (когда в пласте все стабилизируется) является условием работы скважины без разрушения призабойной зоны.

Аналогичный вывод о выносе песка в течение первых нескольких часов после выхода на очередной режим эксплуатации делают авторы одной из работ по исследованиям скважин хадумского горизонта Северо-Ставро-

польского месторождения, объясняя это образованием в пласте каверны, т.е. увеличением поверхности фильтрации и уменьшением градиента давления на частицы породы, прилегающие к стволу скважины.

Смена режимов работы скважин приводит также к процессу обратной фильтрации в пласт жидкости, скапливающейся на забое и в стволе скважины, которая увлажняет породу и способствует ее разрушению.

С другой стороны, сами коллекторы сеноманской залежи Уренгойского месторождения характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, обусловливающими низкие прочностные качества. Интервалы перфорации всех скважин, в которых проведены специальные газогидродинамические исследования, вскрывают наряду с "просто" коллекторами "суперколлекторы", т.е. коллекторы с наиболее высокими значениями коэффициентов пористости, газонасыщенности и проницаемости. Именно "суперколлекторы" в условиях сеноманской залежи, когда все скважины выносят воду, наиболее подвержены разрушению.

Геофизические исследования показали, что в этих скважинах движение флюидов осуществляется в основном из "суперколлекторов" интервала перфорации или выше (ниже) его.

Поэтому проблема выноса песка далее будет еще более актуальной и, видимо, должна решаться с помощью технических средств.

Специальные газодинамические исследования будут продолжены для определения условий разрушения коллектора призабойной зоны с использованием результатов геофизических исследований и анализа полной геолого-промысловой информации, включая и результаты ревизий технологических ниток, с выдачей конкретных рекомендаций по технологическим режимам эксплуатации скважин. При проведении исследований следует обратить внимание на длительность отработки скважины на одном режиме, а также на изменение количества выносимых механических примесей во времени с начала исследований. Исследования необходимо проводить на нескольких скважинах, конструкция и условия работы которых могут наиболее полно характеризовать действующий фонд.

4.2.7

Рекомендации по усовершенствованию технологии подготовки газа к транспорту

Специалистами ВНИИГАЗа разработаны технические решения, направленные на повышение эффективности работы УКПГ в заключительный период разработки месторождений с учетом влияния размещения ДКС на показатели.

Повышение надежности работы ДКС. С размещением ДКС перед установками осушки газа возникает необходимость в защите агрегатов от попадания в них механических примесей и минеральных солей. Рекомендуется осуществлять промывку газа во входном сепараторе ДКС. В качестве орошения целесообразно использовать водный конденсат, получаемый в блоке регенерации гликоля. Для реализации этого предложения не требуется разработки нового оборудования, так как имеются сепараторы с массообменными секциями (разработка ДАО "ЦКБН").

Осушка газа при низких температурах контакта. На основании опыт-

ных и опытно-промышленных исследований установлены преимущества процесса абсорбционной осушки газа при низких температурах контакта. Из них можно указать следующие:

возможность увеличения пропускной способности УАОГ, что особенно важно в зимний период, когда увеличивается потребность в газе;

уменьшение количества воды, поглощаемой из газа гликолем, что снижает затраты на регенерацию насыщенного раствора;

для осушки газа достаточно использовать раствор ДЭГа концентрацией не более 90 – 97 % (массовая доля). Следовательно, отпадает необходимость в регенерации насыщенного раствора под глубоким вакуумом. Это в свою очередь позволит свести к минимуму возможность окисления гликоля (за счет подсоса воздуха в систему) и его термическое разложение. Одновременно снижаются количество циркулирующего в системе гликоля и связанный с этим расход энергии на работу насосов на перекачку регенерированного раствора гликоля;

применение раствора низкой концентрации для осушки газа в совокупности с низкой температурой контакта обеспечивает снижение потерь гликоля за счет капельного уноса (несколько граммов на 1000 $м^3$ газа). Потери гликоля за счет растворимости в газовой фазе при низких температурах контакта снизятся в несколько раз;

при низких температурах контакта будет обеспечена надежная осушка газа до точки росы минус 20 °С и ниже без особых затруднений, что однозначно решает вопрос о соответствии газа требованиям ОСТ 51.40 – 93;

сводится к минимуму количество жидкой фазы, образовавшейся в газотранспортной системе и т.д.

В зависимости от режима эксплуатации систем добычи и сбора газа технология осушки газа при низких температурах контакта может осуществляться по двум вариантам.

Первый вариант предпочтителен при предварительном ингибировании газа раствором метанола. Этот вариант предусматривает подачу в АВО раствора метанола для предотвращения гидратообразования в системе.

Второй вариант рекомендуется применять в случае отсутствия в системе сбора газа условий гидратообразования, т.е. когда сырьевой газ не содержит пары метанола. В этом варианте для предотвращения гидратообразования в АВО подается раствор ДЭГа. Такой вариант может быть реализован по схемам, приведенным на рис. 4.14 и 4.15.

Принципиальная технологическая схема рекомендуемого варианта подготовки газа к транспорту

В обоих вариантах предполагается охлаждать газ с использованием АВО в зимний период до температур +5...+10 °С и ниже, далее подавать газ на доосушку по существующей схеме.

Реализация схемы по рис. 4.14 может быть осуществлена только при решении вопроса о равномерном распределении раствора гликоля в потоке газа на входе в АВО.

Технологическая схема, приведенная на рис. 4.15 (предложение ПО "Уренгойгазпром"), в настоящее время реализуется на УКПГ-3. Суть этого варианта сводится к тому, что за счет контактирования с насыщенным раствором ДЭГа производится предварительная осушка газа. Обозначим остаточное влагосодержание газа на выходе из фильтра B_1. В этом случае

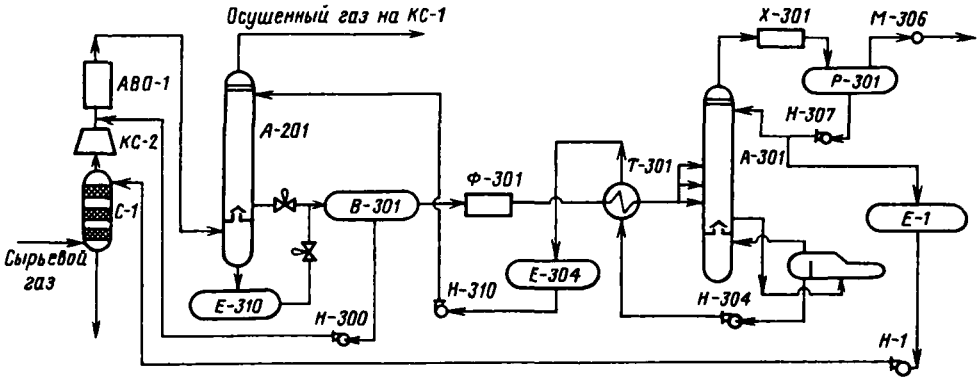


Рис. 4.14. Схема подготовки газа к транспорту при обеспеченном равномерном распределении гликоля в потоке газа на входе в АВО

на АВО газ охлаждается до температуры, при которой в заданном давлении равновесная влагоемкость газа не должна быть меньше значения B_1. Это позволит избежать гидратообразования в системе при охлаждении газа. После АВО производится доосушка газа по проектной схеме.

Реализация такой схемы может быть осуществлена с соблюдением условия, когда из входного сепаратора не уносятся механические примеси. Для сведения к минимуму уноса механических примесей с газом, как было указано выше, рекомендуется предусмотреть промывку газа с использованием рефлюксной жидкости.

Очистка раствора гликоля от минеральных солей. Опыт эксплуатации ДКС показывает, что часть жидкости в виде тумана все же проходит через компрессорные агрегаты с газом. Следовательно, и в этом случае неизбежно попадание в абсорберы капельной воды, содержащей минеральные соли.

Одновременно в растворе ДЭГа будут накапливаться также тяжелые

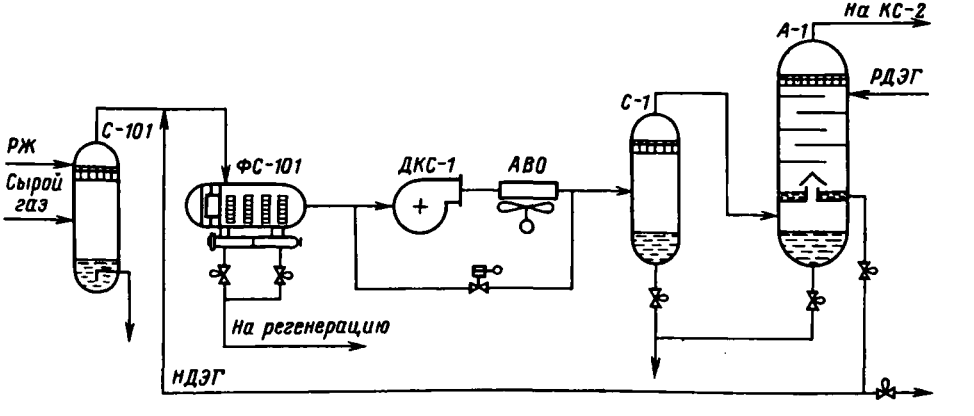


Рис. 4.15. Реализуемая на УКПГ-3 схема подготовки газа к транспорту

углеводороды, продукты коррозии и разложения, осмоления самого гликоля и т.д.

Это подтверждается фактическими показателями эксплуатации внутрипромысловых газопроводов и ГКС Уренгойского ГКМ, где в трех цехах за год улавливается до 3500 т раствора ДЭГа. Эти факты указывают на необходимость строительства установки по очистке раствора гликоля от различных примесей.

Благодаря внедрению новых технических решений в схеме установки возможно практически полное выделение гликоля и воды из загрязненного раствора при температурах ниже температуры разложения гликоля.

Одним из способов повышения эффективности работы абсорберов УАОГ при высоких температурах контакта может стать использование триэтиленгликоля (ТЭГ) вместо ДЭГа в качестве осушителя.

Основными показателями, характеризующими осушающую способность гликолей, являются: депрессия по точке росы газа по влаге, их удельные потери на установке осушки, регенерируемость насыщенного раствора и т.д. По всем указанным показателям ТЭГ имеет преимущество перед ДЭГом.

Опыт эксплуатации установок осушки газа на Западно-Таркосалинском месторождении показал, что по итогам 1997 г. средние потери ТЭГа составили 8,5 г/1000 $м^3$.

Перевод установок на ТЭГ возможен при использовании в качестве теплоносителя водяного пара с температурой примерно 210...220 °С. Производство пара с такой температурой невозможно при использовании действующих котлов.

Другим вариантом может быть включение в схему УКПГ огневого блока регенерации, что требует больших капитальных вложений.

В настоящее время прорабатывается вопрос о включении в схему промысловых ДКС котлов-утилизаторов. Реализация этого предложения позволила бы производить водяной пар с температурой 320 °С. В этом случае отпала бы необходимость в огневых блоках регенерации.

Таким образом, использование ТЭГа в качестве осушителя, включение в схему УКПГ огневых блоков регенерации, модернизация и ремонт котлов и производство водяного пара с использованием энергии дымовых газов должны рассматриваться в едином блоке, с учетом снижения объемов добычи газа. Для решения этих вопросов необходимо выполнить соответствующее ТЭО.

В 1998 г. планируется завершить монтажные работы на УКПГ-5 по строительству огневого блока регенерации с термосифонами. После ввода этой установки в эксплуатацию для осушки газа можно использовать раствор ТЭГа. Это позволит накопить соответствующий опыт в условиях низкого давления и при высоких температурах контакта (в летние месяцы). На основе полученных данных можно оценить экономическую эффективность использования ТЭГа.

4.2.8

Технологические показатели разработки

Действующий на 01.01.98 проект разработки по Уренгойской и Ен-Яхинской площадям был выполнен ВНИИГАЗом и в 1996 г. принят Комиссией по месторождениям и ПХГ б. РАО "Газпром". Показатели по Уренгойской и Ен-Яхинской площадям утверждены до 1997 г. Уровень годовых отборов по Уренгойской площади 154 млрд. $м^3$, эксплуатационный фонд 777 скважин; по Ен-Яхинской площади 43 млрд. $м^3$, эксплуатационный фонд – 261 скважина.

Проект разработки Северо-Уренгойского месторождения выполнен ТюменНИИгипрогазом в 1996 г. и принят на заседании Комиссии по месторождениям и ПХГ. Уровень годовых отборов 18,9 млрд. $м^3$, эксплуатационный фонд – 104 скважины.

Проект разработки сеноманской залежи Песцового месторождения (ТюменНИИгипрогаз) принят на заседании ЦКР б. ГГК "Газпром" в 1991 г. Уровень годовых отборов 27,5 млрд. $м^3$, эксплуатационный фонд – 145 скважин.

На 01.01.98 разрабатывались Уренгойская, Ен-Яхинская площади и Северо-Уренгойское месторождение.

В настоящей работе приводятся расчеты показателей разработки.

В силу того, что Песцовая и Северо-Песцовая площади не разрабатываются и давление на них близко к начальному, в настоящее время переток газа оттуда оказывает существенное влияние на формирование депрессионной воронки на Ен-Яхинской площади. Так, на конец 2025 г. по всем вариантам переток газа с Песцовой и Северо-Песцовой площадей превысит 62 млрд. $м^3$. Следует отметить, что после планируемого ввода в разработку Песцовой площади в 2000 г. величина годового перетока в Ен-Яхинскую площадь уменьшается.

Бурение дополнительных скважин и расширение зоны размещения скважин приводит к увеличению газоотдачи. На конец 2025 г. текущая газоотдача по вариантам составит 89,3–89,5 % (в базовом варианте – 87,3 %).

Для всех УКПГ Ен-Яхинской площади в силу разных причин перетоки газа существенно влияют на газоотдачу. Так, для УКПГ-11 и 13 газоотдача, определенная по суммарной добыче, оказывается выше, чем определенная по остаточным запасам, а по УКПГ-12 – наоборот.

Результаты моделирования разработки Уренгойской площади на период до 01.01.2025 по вариантам с бурением новых скважин и без него приведены в табл. 4.4.

Сравнение распределения пластового давления по УКПГ по вариантам показывает, что бурение периферийных скважин не приводит к заметному улучшению отработки объекта разработки. Так, значительное увеличение эксплуатационного фонда на УКПГ-1АС приводит к незначительному снижению остаточных запасов (на 1,3 млрд. $м^3$). По другим УКПГ также не происходит заметного роста газоотдачи периферии за счет ввода новых скважин.

Вместе с тем наличие большого числа скважин, где по прогнозам возможно обводнение как за счет подъема ГВК, так и вследствие низкого качества заколонного цемента, требует расширения объема работ по капи-

Таблица 4.4

Результаты расчетов показателей разработки Уренгойской площади по вариантам

Показатели	Уренгой	УКПГ-1АС	УКПГ-1	УКПГ-2	УКПГ-3	УКПГ-4	УКПГ-5	УКПГ-6	УКПГ-7	УКПГ-8	УКПГ-9	УКПГ-10	Таб-Яхин. пл.
Вариант 1													
Фонд скважин	794	73	58	64	64	63	63	60	88	87	88	63	24
Годовой отбор, млрд. м^3	14,7	1,09	0,81	0,76	0,24	0,24	0,86	0,96	1,44	0,92	2,37	2,43	2,62
Накопленная добыча, млн. м^3	4 537	372,8	387	339,6	370,8	358,2	350	350,2	495,5	418,3	549,8	439,4	105,4
Остаточные запасы, % от начальных	6,5	5,3	4,9	5,8	5,8	5,3	4,9	4,6	5,1	6,4	4,5	6,8	16,4
Среднее давление, атм	20,9	26,4	14,7	11,6	11,4	11,6	11,8	13,8	16,1	17,4	17,5	27,3	45,3
Вторжение воды, млн. м^3	18 842	2 141	1865,7	1308,8	1284,3	1412,3	1469,6	1487,6	1550,1	1559,4	1377,1	2035,7	1350,9
в т. ч. в зоне отбора	11 130	1143,1	666,8	903,6	968,6	988,5	825,1	805,8	1174,8	1258,3	1087,1	985	323,2
Вариант 2													
Фонд скважин	892	97	72	74	68	65	71	74	94	87	94	73	24
Годовой отбор, млрд. м^3	14,7	1,09	0,81	0,76	0,24	0,24	0,86	0,96	1,44	0,92	2,37	2,43	2,62
Накопленная добыча, млн. м^3	4 537	372,8	387	339,6	370,8	358,2	350	350,2	495,5	418,3	549,8	439,3	105,4
Остаточные запасы, % от начальных	6,5	5,0	4,9	6,0	6,0	5,5	5,1	4,7	5,2	6,5	4,6	6,6	16,0
Среднее давление, атм	21	25,3	15,2	12,5	12,2	12,3	12,3	14,1	16,3	17,7	17,9	26,9	44,8
Вторжение воды, млн. м^3	18 846	2 150	1862,6	1304,8	1280,9	1410,2	1468,6	1487,2	1549,6	1556,9	1372,5	2041,2	1361,5
в т.ч. по зоне отбора	12 299	1439,1	898,1	899,9	1032,2	986,4	875,4	999	1283	1255,5	1163,9	1140,4	326,2

тальному ремонту скважин. Учитывая, что вследствие неоднородности геологического строения продуктивной толщи сеномана при отключении отдельных скважин могут ухудшаться условия отработки продуктивной толщи на поздней стадии, необходимо поддерживать эксплуатационный фонд на проектном уровне путем проведения капитального ремонта (включая забуривание вторых стволов и бурение дублеров взамен ликвидируемых скважин).

Уточнение технологических показателей разработки Северо-Уренгойского месторождения

Сеноманская залежь Северо-Уренгойского месторождения вошла в проект "Уренгой-250" как УКПГ-15. По этой причине самостоятельные проектные документы по данному месторождению отсутствовали. В 1996 г. ТюменНИИгипрогазом подготовлены "Коррективы к проекту разработки сеноманской залежи Северо-Уренгойского месторождения", утвержденные секцией по разработке Комиссии по месторождениям и ПХГ б. РАО "Газпром" по варианту 3а, предусматривающему разработку месторождения с проектным фондом скважин в режиме предельной депрессии на пласт. Несмотря на форсированный режим разработки на месторождении, только 13 скважин из 101, действующей на 01.01.97, имели ограничения из-за выноса механических примесей и жидкости. Наличие пластовой воды в различных смесях с конденсационной водой по результатам гидрохимических исследований на 01.10.97 отмечено в 20 скважинах. При этом в двух скважинах (15142, 15281) ее присутствие обусловлено близостью текущей плоскости ГВК. В остальных 18 скважинах основной причиной является некачественное цементирование обсадной колонны.

В целом сопоставление фактических и проектных показателей указывает на возможность дальнейшей эксплуатации залежи в режиме предельных депрессий. Поэтому корректировка показателей разработки выполнялась с учетом текущего состояния эксплуатации, сохранения проектной динамики отборов газа и мощности ДКС на сеточной газодинамической модели, адаптированной по данным истории разработки в двух вариантах.

Первый вариант не предусматривал изменение первоначальных проектных решений по фонду скважин и набору технологического оборудования по подготовке и компримированию газа. Результаты расчета показывают, что до 2007 г. уровни годовых отборов будут определяться предельной депрессией на пласт, равной 0,86 МПа. В дальнейшем ограничивающими факторами в динамике годовых отборов становятся суммарная мощность рабочих агрегатов двух цехов ДКС и выбытие скважин из-за обводнения. При том же сроке разработки, что и в ранее выполненных "Коррективах" (2040 г.), из залежи будет отобрано 83,6 % от утвержденных запасов при обводнении 50,1 % порового объема западного купола. По этой причине из действующего фонда выйдут 32 % эксплуатационных скважин.

Существенным недостатком первого варианта является слабая степень дренирования запасов газа восточного купола. Так, согласно карте изобар, к 2015 г. пластовое давление в этой части залежи снизится до 10,3–10,5 МПа, а суммарный переток газа в зону текущего эксплуатационного поля составит 16,2 млрд. м^3. На конечный год разработки при пластовом давлении 8 МПа объем перетекшего газа возрастет до 32,3 млрд. м^3. По-

этому во втором варианте с 2003 г. в эксплуатацию вводится восточный купол, где предлагается разместить 14 наклонно направленных скважин, сгруппированных в 7 кустов по две скважины в каждом. Максимальный объем годовой добычи на восточном куполе 1,8 млрд. м^3 планируется получать с 2005 г. в течение 6 лет с последующим снижением до 0,66 млрд. м^3 к 2040 г. Ввод восточного купола позволит в течение 2003—2005 гг. поддерживать объем годовой добычи по месторождению в целом на уровне 15,0 млрд. м^3. Поскольку в начальный период устьевые давления по скважинам восточного купола будут высокими, весь объем добываемого на восточном куполе газа после установки первичной подготовки газа (УППГ) по внутрипромысловому коллектору будет подаваться на УКПГ без дополнительного компримирования до 2008 г. В последующий период предлагается смешивать потоки газа восточного и западного купола с помощью эжектора для его компримирования без увеличения мощности ДКС.

В этом варианте суммарный отбор газа к 2040 г. составит 90,9 % от начальных запасов. Ввод восточного купола обеспечит более равномерное снижение пластового давления по площади газоносности. Анализ карт изобар показывает, что в 2015 и 2040 гг. перепад пластовых давлений не превысит соответственно 3,5 и 1,5 МПа против 6 и 7 МПа по первому варианту.

По результатам технико-экономических расчетов к внедрению рекомендован первый вариант разработки, предусматривающий эксплуатацию западного купола в режиме предельных депрессий. Целесообразность ввода восточного купола и сроки его разбуривания будут зависеть от уточнения его геологических запасов и времени начала освоения нижнемеловых залежей Северо-Уренгойского месторождения.

Некоторые показатели разработки сеноманской залежи Большого Уренгоя

Основная доля добычи газа в стране приходится на ПО "Уренгойгазпром", который в 1996 г. обеспечил 43 % от общего отбора по РФ, в том числе из сеноманских отложений 38 %.

Сеноманская залежь Уренгойского месторождения введена в разработку в апреле 1978 г., и по состоянию на 01.01.97 отобрано около 56 % от утвержденных запасов газа.

Основные результаты выполненного во ВНИИГАЗе анализа сводятся к следующему.

1. Нарастающий и постоянный периоды добычи газа (1978—1992 гг.) характеризовались благоприятным уровнем ТЭП, кроме периода 1991—1992 гг., когда начали вводиться свободные цены. Удельные затраты (капитальные вложения и себестоимость) в добычу газа в это время были ниже проектных в 2,1—2,4 раза, производительность труда оказалась выше в 1,5 раза.

Проектный уровень годовой добычи газа 250 млрд. м^3 (в том числе 15 по Северо-Уренгойской площади) был достигнут "минимальным пусковым комплексом" за счет максимального использования созданных производственных мощностей и их резервов, что и способствовало снижению затрат в добычу газа в первоначальный период.

Постепенное освоение планируемого объема капитальных вложений в бурение и обустройство промысла, создание социальной инфраструктуры

привело к относительному ухудшению ТЭП разработки месторождений и приближению их к проектному уровню.

Главным фактором улучшения фактического уровня ТЭП по сравнению с проектным в начальный период явилось значительное превышение темпов роста добычи газа над темпами освоения капитальных вложений, что благоприятным образом отразилось на удельных показателях затрат. На момент достижения проектного уровня (1985 г.) была обустроена только Уренгойская площадь, где эксплуатировалось 11 УКПГ вместо 15 УКПГ по проекту, с учетом Ен-Яхинской площади (3 УКПГ) и Северо-Уренгойского месторождения (1 УКПГ).

Немаловажным обстоятельством, обеспечившим благоприятный уровень достигнутых ТЭП, явилось внедрение прогрессивных научно-технических решений, обоснованных при проектировании разработки месторождений севера Тюменской области: применение скважин увеличенного диаметра и повышенного дебита, кустовое расположение скважин; дифференцированная система вскрытия пласта, УКПГ повышенной производительности и т.д. привели к тому, что месторождение было выведено на проектную мощность ускоренными темпами и с минимальными затратами. Проведенные экономические исследования показали, что только использование скважин с повышенным дебитом ежегодно увеличивало фондоотдачу в среднем на 12 %, себестоимость добычи при этом снижалась на 10 %.

2. Начиная с 1993 г. добыча газа из сеноманских залежей падает, что вызвано запаздыванием ввода ДКС. Основной особенностью периода разработки 1993—1996 гг. является ухудшение всех технико-экономических показателей, что непосредственно связано со временем проведения экономических преобразований в стране.

Переход на рыночные отношения и введение свободных цен на энергоносители предопределили резкий (скачкообразный) рост стоимости основных фондов и годовых эксплуатационных затрат и соответственно удельных показателей: фондоемкости и себестоимости добычи газа.

Стоимость основных промышленно-производственных фондов (ОППФ) для разработки сеноманской залежи Уренгойского месторождения в 1997 г. возросла по отношению к 1989 г. более чем в 6 тысяч раз. Увеличение стоимости ОППФ вызвано прежде всего четырехкратной переоценкой фондов (по состоянию на 01.07.92; 01.01.94; 01.01.95 и 01.01.96), которая производилась на основе разработанных коэффициентов. Однако многократная переоценка основных фондов ОФ с помощью индексного метода приводила к искажению и, в большинстве случаев, к превышению реальной стоимости ОФ.

В результате экспертной оценки, проведенной в 1-м полугодии 1997 г., стоимость ОФ по УГПУ снижена.

3. Кроме существенного роста ежегодных эксплуатационных расходов и соответственно себестоимости добычи газа, коренным образом изменилась их структура. Помимо собственных затрат на добычу газа в себестоимость продукции включаются и обязательные отчисления в виде налогов и платежей.

В условиях рыночных отношений добывающие предприятия облагаются налогом за пользование недрами. Они производят также отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), которые составляют соответственно 16 и 10 % от стоимости реализованной продукции. Кроме

того, введены налоги на имущество, на поддержание образования, транспортный налог и т.д.

Анализ собственных затрат на газ (без учета налогов) показал, что начиная с 1991 г. самой весомой долей затрат являются "Прочие расходы", которые составляли от 17 до 59 %, а в 1992–1993 гг. достигли 80 %. По указанной статье затрат учитываются услуги транспортных и сторонних организаций, содержание дорог, плата за кредит и т.д.

Изменение структуры эксплуатационных расходов привело к снижению удельного веса амортизационных отчислений за период с 1989 по 1996 г. с 75 до 45 %. Расходы на оплату труда за это время возросли с 4,6 до 7,3 %.

Рассмотрение полных издержек на газ (с учетом налогов и выплат) показало, что структура их меняется. Второе место после прочих расходов, наряду с амортизацией, занимает плата за право пользования недрами (10–27 %), и общая сумма налогов в структуре затрат занимает 25–44 %. В 1996 г. доля амортизации увеличилась по сравнению с 1995 г. с 21 до 30 %, что является следствием возросшей стоимости ОФ в результате переоценок. После исправления искаженной стоимости ОФ в сторону уменьшения величина амортизационных отчислений на реновацию в 1997 г. также обоснованно снижена примерно в 1,3÷1,4 раза по сравнению с 1996 г.

На основании анализа фактических данных о затратах на добычу газа, сравнения базовых нормативов затрат, заложенных в проекты (разработки и обустройства), и с учетом коэффициентов удорожания были выполнены коррективы нормативной базы для расчета перспективного уровня капитальных и эксплуатационных затрат.

Укрупненные нормативы затрат для расчета капитальных вложений и эксплуатационных расходов были введены с учетом уровня цен по состоянию на 01.10.97, и в дальнейшем нормативы предполагалось пересматривать в зависимости от изменения политики цен, достижений научно-технического прогресса и других факторов.

4.3
Разработка Ямбургского месторождения

Ямбургское месторождение расположено на Тазовском полуострове (территория Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области). Это северная часть Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области.

4.3.1
Геологическая характеристика сеноманской залежи

Основные запасы газа приурочены к сеноманской продуктивной толще. Эта газовая залежь массивного типа вскрыта в интервале глубин 997,6–1210,0 м. Размеры залежи по площади 85×45 км, высота более 220 м.

Сеноманская продуктивная толща представляет собой сложный полифациальный комплекс прибрежно-морских и аллювиально-дельтовых континентальных отложений и характеризуется значительной изменчивостью литологического состава, сильной расчлененностью и неоднородностью пластов-коллекторов, которые выклиниваются и замещаются по разрезу и по площади.

Построенные карты эффективных газонасыщенных толщин, средневзвешенных значений эффективной пористости и абсолютной проницаемости коллекторов и их доли в газонасыщенной толще сеномана позволили уточнить закономерности распространения газонасыщенных пород-коллекторов и изменения их фильтрационно-емкостных параметров на площади месторождения. Большее внимание было уделено наименее изученной северной части месторождения, районам УКПГ-7 и особенно УКПГ-4, где в 1996–1997 гг. дополнительно пробурено несколько разведочных скважин.

Анализ выполненных графических построений показывает, что на территории месторождения выделяются несколько крупных участков с повышенными толщинами газонасыщенных коллекторов. В пределах этих участков породы-коллекторы характеризуются также более высокими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с соседними районами.

В южной половине месторождения прослеживаются два таких участка. Наиболее крупный по размерам, основной участок, в котором наблюдаются наибольшие в пределах месторождения толщины газонасыщенных коллекторов, приурочен к купольной части Ямбургского поднятия. Эффективные газонасыщенные толщины в нем изменяются от 90 до 175 м. Максимальные их значения установлены в скв. 2099 и 2120, пробуренных в своде поднятия.

Породы-коллекторы основного участка характеризуются очень высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В его пределах средневзвешенная эффективная пористость газонасыщенных пород-коллекторов составляет 24–31,5 % и лишь на отдельных периферийных участках уменьшается до 20–22 %. Средневзвешенная абсолютная проницаемость коллекторов изменяется от $1 \cdot 10^{-12}$ до $2{,}11 \cdot 10^{-12}$ м^2, и только вблизи границ участка местами снижается до $0{,}5 \cdot 10^{-12}$ м^2. Максимальные значения средневзвешенной эффективной пористости и абсолютной проницаемости наблюдаются в сводовой скв. 2120.

Второй участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов меньших размеров выделяется на пологом восточном крыле структуры. В его пределах эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 80 до 107 м. Максимальные их значения установлены в скв. 6100 и 6055. Средневзвешенные значения эффективной пористости и абсолютной проницаемости пород-коллекторов соответственно составляют 22–26 % и $(0{,}5 \div 1{,}14) \cdot 10^{-12}$ м^2. В зоне, отделяющей первый основной участок от второго, эффективные газонасыщенные толщины уменьшаются до 60–75 м, эффективная пористость коллекторов – до 18,5–20,5 % и абсолютная проницаемость – до $(0{,}32 \div 0{,}34) \cdot 10^{-12}$ м^2.

В северной части месторождения, на территории УКПГ-4 и УКПГ-7 прослеживаются четыре участка повышенных толщин газонасыщенных коллекторов: западный, Анерьяхский, восточный и центральный.

Западный участок выделяется на северной периклинали поднятия, в

южной части площади УКПГ-4. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в нем от 40 до 60 м (скв. 4044), из которых на долю высокопроницаемых пород I—III классов приходится более 50 % толщин, что составляет 24—49 м. На картах эффективной пористости и абсолютной проницаемости этот участок также характеризуется высокими значениями фильтрационно-емкостных параметров: средневзвешенная эффективная пористость составляет 18—26 % и абсолютная проницаемость (0,3÷0,9) · 10^{-12} м^2.

На границе УКПГ-3 и УКПГ-4 западный участок отделяется от основного участка повышенных толщин южной части месторождения зоной пониженных толщин широтного простирания.

К северу от западного участка прослеживается Анерьяхский участок повышенных толщин, изученный пока небольшим количеством глубоких скважин. В его пределах толщины газонасыщенных коллекторов колеблются от 30 до 44,5—47,5 м (скв. 446, 447). Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов изменяется от 16 до 19,6 %, а абсолютная проницаемость — от 0,22 · 10^{-12} до 0,33 · 10^{-12} м^2. Их максимальные значения наблюдаются в скв. 446.

Анерьяхский участок отделяется от западного зоной, намечающейся в районе скв. 23, в которой толщины газонасыщенных коллекторов уменьшаются до 28,4 м, а средневзвешенная эффективная пористость и абсолютная проницаемость коллекторов не превышают соответственно 15,5 % и 0,18 · 10^{-12} м^2.

Восточный участок повышенных толщин газонасыщенных пород-коллекторов приурочен к северо-восточному структурному носу. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в его пределах от 50 до 84,5 м (скв. 108). Толщины высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов I—III классов достигают 43—60 м. Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов составляет здесь 18—24,5 %, а абсолютная проницаемость (0,25÷1,14) · 10^{-12} м^2. Наибольшими значениями этих параметров коллекторы характеризуются в скв. 7200 и 133.

Центральный участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов, имеющий субмеридиональное простирание, прослеживается на границе УКПГ-4 и УКПГ-7. Он недостаточно изучен, так как вскрыт лишь двумя скважинами (64 и 7014). Эффективные газонасыщенные толщины достигают в нем 49,6—59,6 м, при этом толщина пород-коллекторов III класса составляет 19—36,2 м. Средневзвешенная эффективная пористость здесь не превышает 18—20,6 %, а проницаемость (0,23÷0,27) · 10^{-12} м^2.

Западный, центральный и восточный участки повышенных толщин разделены зонами, где толщины газонасыщенных коллекторов значительно сокращаются и составляют менее 40 м, при этом содержание высокопроницаемых пород в них уменьшается до 7—11 м. В разрезах этих зон присутствуют коллекторы, состоящие в основном из глинистых алевролитов, в связи с чем их средневзвешенная эффективная пористость составляет лишь 15—16 %, а абсолютная проницаемость — менее 0,1 · 10^{-12} м^2.

Как показано выше, толщины высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов в разрезах участков повышенных толщин в несколько раз больше, чем в разделяющих их зонах. Это указывает на то, что значительная часть песчаных и алевролитовых пластов (коллекторы I—III классов), вероятно, выклинивается или замещается слабопроницаемыми глинисто-

алевролитовыми породами в сторону зон пониженных эффективных газонасыщенных толщин.

Газ сеноманской залежи Ямбургской площади состоит в основном из метана (98,32 %). Содержание тяжелых углеводородов в среднем составляет 0,0662 %, сероводород отсутствует. В пробах и по результатам на газоконденсатность углеводороды $C_{5+в}$ не обнаружены. Содержание азота 1,18 %, углекислого газа — 0,382 %. В непромышленных концентрациях отмечены инертные газы (до 0,01 %), водород содержится в количестве 0,038 %.

Относительная плотность газа по воздуху — 0,564, среднее значение низшей теплотворной способности — 7878 ккал/м^3. Начальное пластовое давление 11,39 МПа. Среднекритические параметры составляют: $p_{кр}$ = = 4,487 МПа, $T_{кр}$ = 190,66 К.

4.3.2

Состояние разработки сеноманской залежи

Сеноманская залежь введена в эксплуатацию в 1986 г.

Проектом разработки залежи 1984 г. предусматривалось достижение годовой добычи газа в объеме 185 млрд. м^3 на шестой год отбора запасов. Затем предполагался 13-летний период постоянной добычи газа, к концу которого накопленный отбор достигает 66 % от начальных запасов. Средний рабочий дебит скважин в период постоянной добычи — 1 млн. м^3/сут. Для равномерного дренирования залежи было рекомендовано кустовое размещение наклонных скважин по 4—8 стволов в кусте с забоями в изопахите 50 м. Фонд эксплуатационных скважин, включая резерв, составлял 673 единицы.

Фактические показатели разработки сеноманской залежи сначала из-за задержек в обустройстве промысла, а в последние годы вследствие снижения спроса на газ несколько отставали от проектных. В то же время в районе введенных в эксплуатацию УКПГ фактические отборы газа превышали проектные, что привело к значительному снижению пластового давления.

При составлении действующего проекта разработки предусматривалась отработка периферийных участков залежи проектным фондом скважин. Контроль за отработкой периферийных зон УКПГ должен был осуществляться специальными скважинами. Однако невыполнение проектных рекомендаций по контролю за разработкой привело к тому, что до настоящего времени не контролируется отработка северной и северо-восточной частей сеноманской залежи. Скважина 447, пробуренная в конце 1996 г. на периферийной части УКПГ-4 (Анерьяхинская площадь), показала наличие почти начального пластового давления, тогда как расчетное давление при принятой геологической модели в этой зоне должно быть значительно ниже. Таким образом, фактическое распределение запасов между УКПГ, особенно по УКПГ-4 и 7, отличается от принятого в проекте.

В последние годы существенной особенностью разработки газовых месторождений являются сезонные колебания в добыче газа. Как показал статистический анализ эксплуатации сеноманской залежи, после 1995 г. сезонная неравномерность в течение года распределяется следующим обра-

зом. За первый квартал каждого года отбор газа составляет 27,9 % от годовой его добычи, за второй — 23,6 %, за третий — 21,1 % и за четвертый — 27,4 %. Поэтому при расчетах показателей разработки на ближайшие годы можно пользоваться поквартальным распределением добычи газа. При расчетах на длительный период целесообразно использовать годовой коэффициент неравномерности потребления, равный 0,9.

Первый год разработки сеноманской залежи сопровождался опережающим вводом скважин в эксплуатацию. На конец 1986 г. действующий фонд составил 31 скважину вместо 19 по проекту. Затем до 1996 г. разработка залежи происходила с отставанием эксплуатационного фонда скважин от проекта.

На 01.01.97 месторождение согласно проекту разработки 1984 г. было полностью разбурено эксплуатационным фондом скважин. Общий фонд составил 782 скважины, эксплуатационный фонд — 676 скважин. Действующий фонд насчитывает 668 скважин, сгруппированных в 106 кустов и охватывающих своей сетью в основном центральную часть сеноманской залежи в пределах изопахиты 50 м.

Большинство скважин оборудованы пакерами, эффективность которых оказалась недостаточно высокой. С первых лет разработки залежи появился ряд скважин, работающих с межколонным давлением, превышающим 0,5 МПа. На 01.01.97 на месторождении около 10 % скважин работали с межколонным давлением более 5 МПа (63 скважины). Основные причины межколонных проявлений:

переток по цементному камню;

негерметичность устьевого пакера;

пропуски по резьбовым соединениям эксплуатационной колонны.

У ряда эксплуатационных скважин вскрытые интервалы частично перекрыты песчаными и жидкими пробками. По данным гидрохимического контроля, выносимая многими скважинами вода является конденсационной, пластовой, технической либо смесью этих вод. Средний коэффициент эксплуатации работающих скважин составляет около 0,9.

В 1996 г. на северо-западном участке сеноманской залежи с ухудшенными коллекторскими свойствами продуктивных пород были пробурены три горизонтальные скважины, а также одна вертикальная (район УКПГ-4, куст 401).

Исследования этих вновь пробуренных скважин в 1996 и в 1997 гг. показали, что продуктивные характеристики горизонтальных скважин в отличие от вертикальных со временем улучшаются. Отмечено также, что с уменьшением пластового давления существенно повышается относительная эффективность горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными.

В то же время к неблагоприятным факторам применения горизонтальных скважин относятся механическая неустойчивость коллекторов, наличие подошвенной воды, недостаточный опыт бурения и эксплуатации скважин такого типа на этом объекте добычи газа.

Контроль за разработкой

В процессе контроля за разработкой месторождения производились наблюдения за вторжением и продвижением пластовых вод, изменением пластовых давлений газа и отработкой продуктивного разреза.

За вторжением и продвижением пластовых вод осуществляется наблю-

дение в пределах эксплуатационного поля с помощью специальных наблюдательных скважин в кустах скважин в количестве 61 единицы.

Распределение их неравномерное, наибольшее число таких скважин имеется на УКПГ-1 (12 единиц), УКПГ-5 (10 единиц), а в наименее изученных районах УКПГ-4 и 7 наблюдательный фонд насчитывает всего 6 и 5 скважин соответственно. В проекте предполагалось, что сетка размещения таких скважин должна быть равномерной, одна наблюдательная скважина приходится на 40 – 50 км^2 газоносной площади. Кроме того, намечалось пробурить между кустами шесть одиночных скважин для наблюдения за ГВК. Сейчас их насчитывается 13 единиц, частично это скважины, переведенные из разведочного фонда. Всего число скважин для наблюдения за ГВК составило 73. Периферийные участки УКПГ-3, 4, 7, Анерьяхинская площадь на сегодняшний день еще не охвачены контролем за ГВК.

Весь эксплуатационный фонд скважин не реже одного раза в год исследуют с целью контроля за изменением пластового давления в залежи. При этом используют как исследования в кустах скважин, так и результаты замеров по 16 одиночным скважинам, расположенным в центральной зоне, до изопахиты 50 м; из них 7 скважин используют как наблюдательные за пластовым давлением, остальные – как нагнетательные. Проектом предусматривался контроль за падением пластового давления газа в периферийных частях, в основном по скважинам, переводимым из разведочного фонда; бурение предусматривалось только на восточном крыле.

Всего для наблюдения за пластовым давлением на периферии рекомендовалось оборудовать 11 разведочных скважин.

Фактически эти рекомендации не выполнены, а в настоящее время в основном техническое состояние скважин и некоторые другие обстоятельства не позволяют использовать их для целей контроля за периферийной частью залежи.

Согласно проекту разработки для наблюдения за отработкой продуктивного разреза по вертикали, особенно глубинных его частей, которые не вскрываются эксплуатационными скважинами, было намечено пробурить четыре наблюдательные скважины в сводовой части залежи.

На 25 скважинах была проведена поинтервальная дебитометрия; результаты показали, что наиболее интенсивно отрабатываются нижние горизонты продуктивной сеноманской толщи, представленные пластами с высокими коллекторскими свойствами.

Контроль за растеплением ММП планировалось проводить 35 скважинами; фактически он осуществляется по результатам термометрии "глухих" скважин и скв. 275, забой которой располагается на глубине 550 м.

Динамика пластовых давлений в процессе разработки

Вследствие того, что на месторождении был осуществлен поэтапный ввод УКПГ в разработку, по действующим УКПГ проектный отбор постоянно превышался, а периферийные УКПГ были введены со значительным отставанием, в центральной части месторождения образовалась депрессионная воронка (рис. 4.16).

Средние значения пластового давления в центральной и периферийных зонах приведены в табл. 4.5 и 4.6.

Как видно из приведенных таблиц, из-за невыполнения проектных рекомендаций по контролю за разработкой вся северная и северо-

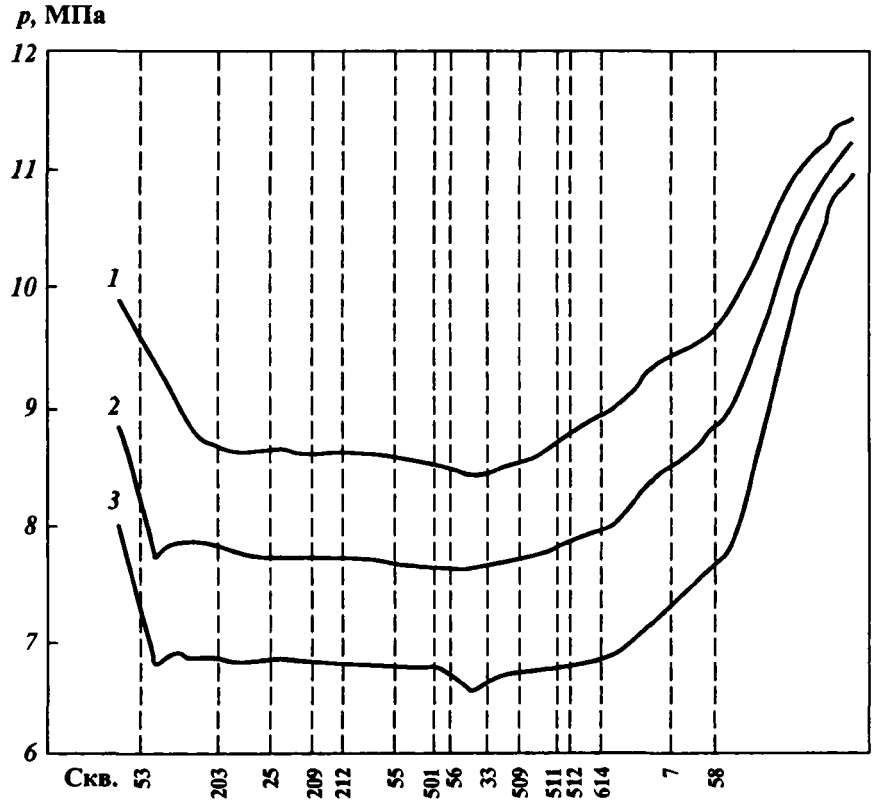


Рис. 4.16. Динамика депрессионной воронки в центральной части сеноманской залежи Ямбургского месторождения.
Годы: *1* — 1992, *2* — 1994, *3* — 1996

восточная части месторождения не освещены замерами давления. То же самое можно сказать и о восточном и западном крыльях месторождения. Пробуренная в 1996 г. разведочная скв. 447 показала наличие в этой зоне практически начального пластового давления. Это не позволяет однозначно говорить о степени отработки периферийных частей УКПГ-4 и 7.

Таблица 4.5

Изменение пластовых давлений по годам: минимального в зоне разбуривания, максимального в периферийной зоне [Ямбургское месторождение (сеноман)]

УКПГ	$p_{пл}$, МПа							
	1993				1994			
	min	max	среднее	Δp	min	max	среднее	Δp
1	8,2	10,0	9,14	18,0	7,71	9,2	8,74	1,49
2	8,04	9,8	8,48	17,6	7,72	9,4	7,92	1,68
3	8,2	10,2	8,61	20,0	7,88	10,0	8,13	2,12
4	9,31	11,4	10,81	20,9	9,03	11,3	10,48	2,27
5	8,1	10,4	8,43	23,0	7,7	10,0	7,95	2,3
6	8,14	10,6	8,92	24,6	7,8	10,4	8,46	2,6
7	9,2	11,2	10,52	20,0	8,63	11,2	9,99	2,57

Продолжение табл. 4.5

УКПГ	$p_{пл}$, МПа							
	1995				1996			
	min	max	среднее	Δp	min	max	среднее	Δp
1	7,3	8,6	8,4	13	6,64	8,2	7,31	1,56
2	7,22	8,8	7,52	1,58	6,69	8,6	7,1	1,91
3	7,3	9,6	7,72	2,3	6,78	9,2	7,27	2,42
4	7,71	11,2	10,11	3,49	7,73	11,0	10,0	3,27
5	7,25	9,8	7,48	2,55	6,79	9,6	7,27	2,81
6	7,22	10,3	7,94	3,08	6,65	10,0	7,56	3,35
7	7,91	11,0	9,9	30,9	7,41	11,0	9,5	3,59

Таблица 4.6

Динамика замеров пластового давления (в МПа) периферийных скважин за 1990–1996 гг. [Ямбургское месторождение (сеноман)]

УКПГ	Номер скважины	1990		1991		1992		1993		1994		1995		1996	
		Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$	Дата	$p_{пл}$
1	52											14.08	9,41	29.11	9,28
2	204					27.05	10,8					12.05	8,99	5.12	8,39
4	447														11,6
5	58					10.12	9,71	19.11	9,42	29.06	9,3	14.11	8,55	31.10	8,18
6	7	23.11	10,69	23.10	10,17	22.09	9,46	16.11	8,96						
7	62							21.10	10,39	9.09	10,08	14.11	9,46	31.10	8,99
	65					27.11	10,81	12.11	10,7	28.9	10,59	13.03	10,46	11.11	9,21

Существенное влияние на изменение давления в южной части месторождения оказывает Харвутинская площадь. Расположенная на ней УКПГ-8 вступила в эксплуатацию в 1996 г. Однако на этот момент пластовое давление на ближайших к УКПГ-1 кустах снизилось до 9 МПа. Этот факт свидетельствует о значительных перетоках газа в сторону УКПГ-1. На 01.01.97 суммарный переток оценивается в 32,6 млрд. $м^3$.

Продвижение пластовых вод

Текущее положение ГВК устанавливалось по данным временных замеров НГК в наблюдательных, пьезометрических, поглощающих и 24 эксплуатационных скважинах. Были учтены замеры на различные даты: по 128 скважинам на 01.01.96, по 144 скважинам на 01.01.97. Необходимо отметить, что информация по периферийной части залежи отсутствует.

Опыт разработки крупных сеноманских залежей свидетельствует о неравномерности подъема ГВК под ними, что и подтверждается на Ямбургском месторождении. В основном неравномерность подъема воды связана со сложным геологическим строением, наличием глинистых пропластков, поэтапным вводом отдельных участков в разработку, сопровождающимся повышенными отборами из этих зон. Диапазон подъема ГВК колеблется в пределах 1–35 м. Максимальный подъем ГВК приурочен к зонам повышенных коллекторских свойств и "литологическим окнам". По зонам УКПГ выделяются отдельные кусты скважин, на которые необходимо обращать внимание при назначении технологических режимов работы.

Ниже приведены данные на 01.01.97 по наибольшему подъему ГВК на

Ямбургском месторождении, который был отмечен в кустах скважин на разных УКПГ:

УКПГ-1 – скв. 104 (21,4 м), 108 (23,2 м), 114 (24,4 м);
УКПГ-2 – скв. 205 (15 м), 208 (13,2 м), 215 (12,4 м);
УКПГ-3 – скв. 302 (20 м), 317 (18 м);
УКПГ-4 – скв. 407 (8,8 м);
УКПГ-5 – скв. 505 (18 м), 511 (16,4 м);
УКПГ-6 – скв. 605 (20 м), 608 (21,2 м), 611 (20,6 м), 612 (20,2 м);
УКПГ-7 – скв. 712 (13,8 м), 719 (12,6 м).

В условиях разработки залежи особое значение имеет расчет количества воды, внедрившейся в продуктивные отложения, который проводился объемным способом.

С учетом существующего темпа подъема ГВК, карт подъема ГВК, распределения пластового давления по площади проведен расчет выбытия из действующего фонда скважин, нижних дыр интервала перфорации которых достигла подошвенная вода. По прогнозу к 2025 г. при годовом отборе 150 млрд. м^3 число обводнившихся скважин по зонам УКПГ составит от 1 (УКПГ-2) до 22, в целом по месторождению 85 скважин, расположенных в 38 кустах.

Согласно прогнозным расчетам, к 2025 г. обводнение газонасыщенного объема сеноманской залежи достигнет 44 % (вариант 3, при годовой добыче 150 млрд. м^3).

4.3.3

Технологические показатели разработки

На основании выполненного анализа разработки сеноманской залежи было установлено, что начиная с 1992 г. годовые отборы газа практически соответствуют варианту разработки залежи в объеме 170 млрд. м^3 газа в год с небольшими отклонениями в ту или другую сторону. Этот вариант под номером 1 будем рассматривать как базовый. Кроме того, при оценке состояния проектирования сеноманской залежи в 1997 г. было решено рассмотреть еще два варианта разработки этой залежи в объеме 160 и 150 млрд. м^3 в год. Это вызвано тем, что постоянно идет отставание ввода ДКС, произошло снижение дебитов скважин, образование глубоких депрессионных воронок, что привело к снижению устьевых давлений. Сложившееся положение не позволит достигать высоких темпов отбора газа на протяжении длительного времени, поэтому вариантами 2 и 3 предусматривается некоторое снижение годового отбора газа, а именно, переход на отбор газа 160 и 150 млрд. м^3 в год соответственно.

При моделировании процесса разработки сеноманской залежи использовались два метода:

метод "средней скважины" на основе уравнения материального баланса;

двухмерная сеточная модель для расчета распределения пластового давления и внедрения пластовой воды в залежь.

Используемый метод материального баланса перспективен на начальной стадии проектирования, когда недостаточно исходной геолого-промысловой информации о пластовом резервуаре. Кроме того, этот ме-

тод часто используется для оперативных расчетов показателей разработки для небольших временных интервалов. Сеточная модель включает в себя информационную и геометрические модели залежи, а также математическую модель фильтрации жидкости и газа. Информационная модель содержит основные геологические характеристики (эффективную толщину, пористость, проницаемость) и технологические показатели разработки (отборы газа, дебиты и число скважин). Геометрическая модель представляет серию необходимых карт полей параметров. Математическая модель включает систему дифференциальных уравнений, полученных исходя из балансовых соотношений газа и воды в поровом объеме и параметров флюидов.

На первом этапе моделирования решались две основные задачи — определение величины дренируемых запасов газа и выявление характера распределения пластового давления по площади газоносности, т.е. глубинных депрессионных воронок при существующей схеме размещения эксплуатационных скважин.

Результаты моделирования сеноманской залежи показали, что дренируемые запасы составляют более 86 % от суммарных запасов. Расчеты показывают, что не следует ожидать активного вторжения пластовой воды. Этот вывод подтверждается и опытом разработки аналогичных месторождений Западной Сибири. Начальные запасы газа по УКПГ подсчитаны как объемным методом, так и по падению пластового давления.

При расчете показателей разработки на сеточной модели используются емкостные характеристики, применяемые для подсчета запасов газа объемным методом. При использовании модели, основанной на методе материального баланса, целесообразно использовать дренируемые запасы газа. Для Анерьяхинской площади дренируемые запасы газа были оценены из условий расположения эксплуатационных скважин в зоне, ограниченной 30-метровой линией изопахит. Фильтрационные коэффициенты получены на основании статистической обработки результатов исследования эксплуатационных скважин и являются средними для эксплуатационной зоны каждой УКПГ. В случае расположения дополнительных эксплуатационных скважин, не входящих в эту зону, необходимо фильтрационные коэффициенты для этих скважин определять по графикам зависимости их от изменения изопахит.

На основании многочисленных специальных исследований было подтверждено, что предельно допустимая депрессия на пласт для "сухих" скважин не должна превышать 0,6 МПа. В случае присутствия на забое скважин конденсационной или пластовой воды рабочая депрессия должна снижаться с целью недопущения разрушения пласта-коллектора.

Газодинамические расчеты показателей разработки проводили по трем основным вариантам (по объемам годового отбора газа):

вариант 1 — 170 млрд. $м^3$ в год;
вариант 2 — 160 млрд. $м^3$ в год;
вариант 3 — 150 млрд. $м^3$ в год.

При этом для каждого варианта определяли необходимое число дополнительных эксплуатационных скважин. Кроме того, вариантами 1А, 2А и 3А предусматривались те же годовые отборы газа, но без учета дополнительного числа эксплуатационных скважин.

На рис. 4.17 показана динамика газоотдачи сеноманской залежи с учетом добуривания дополнительных скважин.

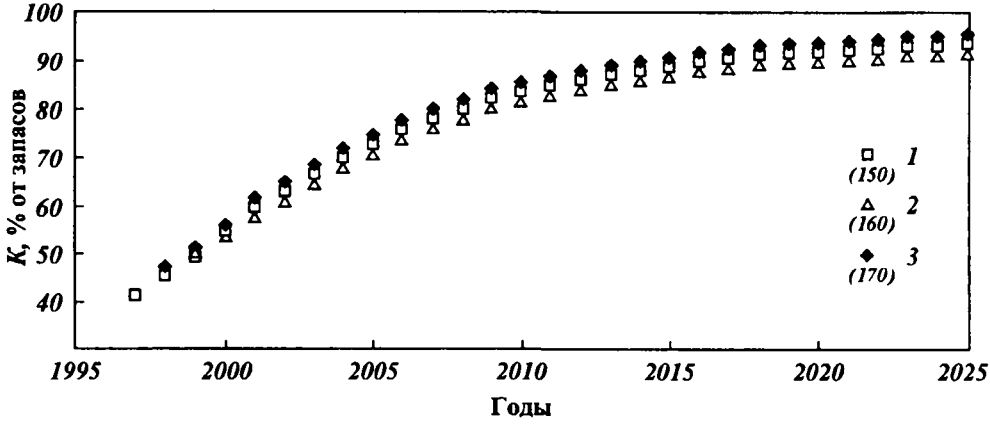


Рис. 4.17. Ямбургское месторождение (сеноман). Текущая газоотдача *K* с учетом добуривания скважин.
Добыча, млрд. м^3/год: *1* — 150, *2* — 160, *3* — 170

На рис. 4.18 приведен график изменения пластового давления с учетом добуривания скважин.

Как показали расчеты, в процессе разработки сеноманской залежи будут происходить перетоки газа между УКПГ из-за существенной разницы в пластовых давлениях. Так, отток газа будет происходить из УКПГ-3, 4 и 7, приток — в УКПГ-1, 2, 5 и 6.

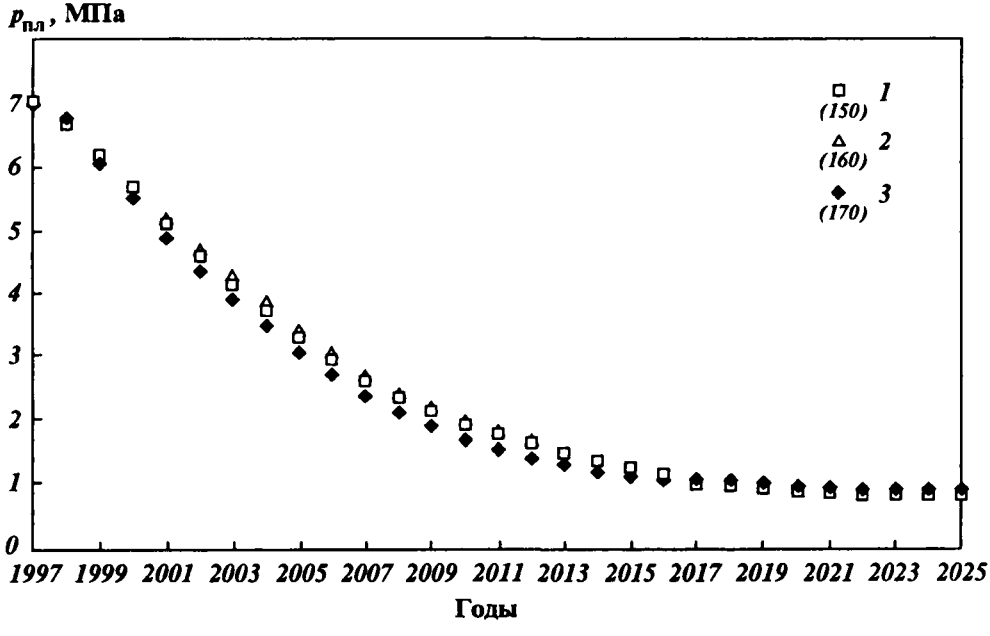


Рис. 4.18. Ямбургское месторождение (сеноман). Изменение пластового давления с учетом добуривания скважин.
Добыча, млрд. м^3/год: *1* — 150, *2* — 160, *3* — 170

Обводненность залежи в зоне эксплуатации по всем вариантам достигает 44,4 %.

Всего к концу разработки обводнится до 88 скважин. Как показали расчеты, до 2000 г. могут выбыть из эксплуатации примерно две скважины. В дальнейшем ежегодно может выбывать из эксплуатации от трех до четырех скважин.

Повышенный темп отбора газа, предусмотренный вариантами 1 и 2, приводит к значительному числу выбывших из эксплуатации скважин из-за снижения их дебитов. В этом случае предпочтение имеет вариант 3, где число выбывших из эксплуатации скважин к концу разработки составит 265, что в 1,5 раза меньше по сравнению с вариантами 1 и 2. В этом случае в период падающей добычи газа годовые отборы будут выше по сравнению с вариантами 1 и 2. В результате это приведет к выравниванию конечных коэффициентов газоотдачи.

Таким образом, с технологической точки зрения вариант 3 остается предпочтительным. Кроме того, снижение суммарной добычи газа до 150 млрд. $м^3$ в год позволит поддерживать на входе в ГКС давление 5,5 МПа. При существующей степени сжатия 1,33 – 1,35 можно будет создавать в начале магистрального газопровода давление до 7,45 МПа.

Основная доля добычи газа в Западной Сибири обеспечивается за счет эксплуатации Уренгойского и Ямбургского газоконденсатных месторождений. В 1996 г. на долю Ямбургского месторождения (сеноман) пришлось 30,1 % суммарной добычи газа по б. РАО "Газпром" и 32,2 % – по Западной Сибири.

Сеноманская залежь Ямбургского месторождения введена в разработку в 1986 г., и по состоянию на 01.01.97 из нее было отобрано свыше 30 % от начальных запасов газа.

Отставание ввода УКПГ и скважин приводило к максимальному использованию созданных производственных мощностей, а порой и к вовлечению в эксплуатацию технологического резерва. В значительной степени это способствовало кратковременному улучшению экономических показателей по сравнению с их проектным уровнем.

Скважины в кустах бурят наклонно направленными с расстоянием их забоев от вертикали до 300 – 400 м.

Кусты располагаются в основном ближе к периферийной части залежи, что значительно расширяет зону эксплуатации.

С целью предотвращения преждевременного обводнения скважин рекомендуется оставлять забой скважин выше ГВК на 25 м, при наличии выдержанных глинистых экранов в зоне ГВК это расстояние может быть уменьшено до 10 – 15 м.

По варианту 3 число обводнившихся в процессе их эксплуатации скважин составит 87 за весь период разработки сеноманской залежи. В этих скважинах необходимо предусмотреть проведение капитального ремонта с целью изоляции обводнившейся части пласта. В случае невозможности или неэффективности таких работ следует проводить дальнейшую их эксплуатацию, например с одновременным извлечением жидкости или переходить на периодическую добычу, т.е. с остановкой скважин для оттеснения жидкости от их забоев. Скважины, отключенные из-за низких дебитов, в дальнейшем могут быть использованы для извлечения низконапорного газа.

4.3.4

Рекомендации по контролю за разработкой

Как отмечалось выше, рекомендации по контролю за разработкой залежи согласно проекту 1984 г. выполнены не в полном объеме. Эксплуатационный фонд скважин сконцентрирован в центральной части сеноманской залежи. Существующая сетка наблюдательных скважин не позволяет осуществлять контроль за отработкой периферийной части, особенно в районе УКПГ-3, 4, 5, 7. Кроме того, учитывая большую площадь газоносности на периферии, литологическую неоднородность строения залежи, следует полагать, что этого числа скважин для наблюдения за всей площадью недостаточно. В связи с этим специалисты ВНИИГАЗа рекомендовали следующее.

1. Увеличить существующее число наблюдательных скважин за пластовым давлением на 7 и пьезометрических скважин — на 6 единиц. В качестве наблюдательных при контроле за пластовым давлением можно использовать пять скважин: 63, 442, 443, 448, 449, запланированных с целью уточнения геологического строения и расположенных в районе Анерьяхинской площади.

2. Для расширения зоны контроля за продвижением ГВК добурить 13 "глухих" скважин, из них 7 на Анерьяхинской площади, приуроченных к кустам эксплуатационных скважин.

3. Обратить внимание промысловиков на контроль за изменением пластового давления в водоносном бассейне по пьезометрическим скважинам, особенно на качество исследований пьезометров, расположенных за контуром газоносности.

4. Проводить систематическое определение пластового, статического, устьевого давлений по всему фонду наблюдательных и эксплуатационных скважин (не реже 2 раз в год).

5. Осуществлять постоянный контроль за положением забоев скважин, за выносом механических примесей и жидкости, гидрохимический контроль за работой скважин.

6. В процессе опытной эксплуатации Анерьяхинской площади провести качественные исследования по определению продуктивных характеристик кустовых скважин и максимально допустимой депрессии на пласт.

7. Все эксплуатационные скважины, ликвидированные по тем или иным причинам, должны рассматриваться на предмет использования их в качестве наблюдательных за разработкой залежи.

По состоянию на 01.01.97 объем внедрившейся в сеноманскую залежь воды значителен в абсолютных величинах, однако не превышает 5 % начального газонасыщенного порового объема.

При анализе геологического строения водоносной части сеномана с учетом опыта разработки аналогичных месторождений (Медвежье, Уренгой, Вынгапур) отмечено, что процесс разработки газовых залежей сопровождается внедрением пластовых вод в продуктивные отложения. Практика показывает, что если к одной водонапорной системе приурочен ряд залежей, то разработка их происходит в условиях взаимодействия. В течение первых лет разработки (от 3 до 5 лет) на всех газовых месторождениях севера Тюменской области начинает проявляться упруговодонапорный режим работы залежи. На момент ввода Ямбургского месторождения в раз-

работке уже длительное время находились соседние месторождения-гиганты Уренгой и Медвежье, которые приурочены к единой водонапорной системе. В связи с этим специалистами ВНИИГАЗа при участии автора сделана оценка влияния их разработки на Ямбургское месторождение.

Группу сеноманских месторождений севера Тюменской области представили как укрупненные скважины, считая каждое из месторождений элементом большой газогидродинамической системы, затем определили радиусы зон распространения упругой волны вокруг залежей на моменты ввода очередного месторождения из этой группы. На момент пуска Уренгойского месторождения зона возмущения вокруг Медвежьего достигла радиуса 111 км и находилась на расстоянии 85 км от контура круговой залежи. На 01.01.86 (пуск Ямбурга) вокруг Медвежьего и Уренгойского месторождений величина продвижения радиусов возмущения составила около 143 и 99 км соответственно при расстоянии между ними 105 км. Максимальное значение падения пластового давления в водоносном бассейне находится в пределах контура газоносности. Расчеты показали, что на современном этапе группа сеноманских месторождений разрабатывается в условиях взаимовлияния, зоны возмущения вокруг них накладываются в периферийных областях. Вследствие этого под сеноманскими залежами Ямбургского, Северо-Уренгойского и Медвежьего месторождений создалась единая депрессионная воронка, а не просто локальные зоны возмущения. Расчетами по принципу суперпозиции сделана оценка влияния разработки соседних месторождений (Уренгойское, Ен-Яхинское и Северо-Уренгойское). На контуре газоносности сеноманской залежи Ямбургского месторождения отмечено падение пластового давления в пределах 0,2 МПа. С этим фактом необходимо считаться при прогнозировании показателей разработки. Для корректного решения поставленных задач необходима сеть пьезометрических скважин, расположенных между месторождениями. Информация по таким скважинам поможет решению целого ряда задач контроля за разработкой группы месторождений.

На основе анализа материалов промыслово-геофизических исследований по контролю за продвижением ГВК ДАО "Газпромгеофизика" выполнен прогноз времени обводнения эксплуатационных скважин сеноманской залежи Ямбургского месторождения в предположении, что продвижение вод в основном вертикальное.

Были построены графики подъема ГВК. При этом использовались материалы по литологическому строению скважин, учтены время обтекания глинистых пропластков и уровни добычи из участков, а также рассчитан средний темп подъема ГВК. Определены скважины, прогнозный темп подъема ГВК и продолжительность подъема газоводяного контакта до нижних дыр интервала перфорации. В зависимости от условий разработки зоны УКПГ эти величины колеблются в пределах от 0,7 до 3,5 м/год, а сроки обводнения — от 0 до 44 лет и более. Сделана разбивка обводняющегося фонда скважин УКПГ по годам. Основное число скважин начнет обводняться с 2006 г. (8), и к концу 2025 г. общее число таких скважин составит 53, расположенные в 41 кусте.

Наибольшее число обводняющихся скважин приходится на район УКПГ-6, где уже в настоящее время в продукции ряда скважин есть пластовая вода. Кроме того, в районах УКПГ-1 и 6 раньше начнется процесс обводнения, в том числе и из-за низкого расположения интервалов перфорации относительно ГВК (вследствие отклонений от рекомендаций проекта

1984 г.). По мере обводнения скважины рекомендуется переводить на капитальный ремонт для проведения гидроизоляционных работ.

Наряду с оценкой геофизиков в процессе адаптации и расчета прогнозных показателей разработки по вариантам был рассмотрен вопрос обводнения скважин по районам УКПГ на геолого-математической модели сеноманской залежи Ямбургского месторождения.

4.3.5

Технология и техника добычи газа

Рекомендации по обследованию и эксплуатации скважин в условиях многолетнемерзлых пород (ММП)

На основе полученных результатов по анализу технического состояния скважин Ямбургского месторождения с учетом мерзлотных условий для обеспечения надежной эксплуатации скважин было рекомендовано следующее.

1. На скважинах, на которых отмечаются осложнения при эксплуатации, связанные с провалом на устье, наличием межколонных газопроявлений, грифонов, рекомендуется доисследовать разрез криолитозоны на льдистость по результатам строительства, бурения скважин на основе специальной обработки имеющихся данных стандартного каротажа, кавернометрии, БКЗ, термометрии и оценить качество цементирования колонн термометодом, в том числе на скважинах, где проведено встречное цементирование колонн с закачкой второй порции цемента в затрубье непосредственно с поверхности.

2. В процессе эксплуатации скважин при развитии каверн до глубин 50—70 м и более в результате оттаивания ММП могут образоваться глубокие провалы, протяженные зазоры вокруг скважин, и для их ликвидации, обеспечения надежной опоры их на окружающие породы, безопасного их обслуживания необходимо предусматривать своевременную отсыпку образующихся провалов, зазоров. Для контроля и предупреждения образующихся провалов, зазоров в процессе теплового взаимодействия скважин с ММП рекомендуется на ряде скважин осуществить спуск до глубин 20—60 м термометрических трубок (ТТ), заглушенных снизу и заполненных дизтопливом, для проведения в них замеров температур и сезонно-действующих охлаждающих устройств (СОУ) до глубин 10—12 м для поддержания пород в мерзлом состоянии.

3. По скважинам с интенсивными межколонными газопроявлениями, грифонами, которые могут сопровождаться деформацией колонн с нарушением их герметичности, рекомендуется провести повторную инклинометрию и сравнить ее результаты с результатами ранее произведенной инклинометрии при строительстве скважины.

4. На скважинах с пониженным рабочим дебитом (менее 400—500 тыс. $м^3$/сут) для предупреждения обвалов пород вокруг скважин, потери устойчивости, межколонных пропусков газа, перекоса арматуры и улучшения условий выноса жидкости с забоя скважин рекомендуется также в опытном порядке реализовать ряд специальных мероприятий.

Рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважин с водо- и пескопроявлениями

В процессе разработки Ямбургского месторождения в эксплуатационных скважинах возможны осложнения, обусловленные скоплениями в скважине конденсационной и пластовой воды. Конденсационная вода выпадает из газа за счет снижения температуры газа от пластовой до устьевой. Количество конденсационной воды пропорционально фактическому дебиту газа и определяется с достаточной точностью по данным диаграмм влагосодержания. Количество минерализованной воды, поступающей из пласта, зависит от положения ГВК, конструкции скважины и фактической рабочей депрессии. Условия образования скоплений жидкости в скважинах сеномана севера Тюменской области сходны по характеру с условиями, сопровождавшими разработку Северо-Ставропольского, Газлинского, ряда мелких месторождений Республики Коми, Саратовской и Самарской областей. На этих месторождениях эксплуатировались скважины по колоннам с внутренним диаметром 150 – 200 мм с депрессиями от 0,01 до 0,20 МПа.

Высота интервала продуктивного пласта из песчаника доходила до 100 – 200 м.

ВНИИГАЗом для Северо-Ставропольского месторождения были разработаны: технология эксплуатации скважин одновременно по лифтовым колоннам и кольцевому межтрубному пространству, технология эксплуатации скважин в условиях разрушения призабойной зоны и автоматические системы для эксплуатации скважин "Ласточка" для реализации этих технологий. Системами "Ласточка" были оборудованы более 40 скважин, они обеспечили нормальную работу скважин одновременно по лифтовым колоннам и кольцевому межтрубному пространству до окончания разработки Северо-Ставропольского месторождения в 90-х годах. Системы "Ласточка-73" успешно применялись на Газлинском и Шебелинском месторождениях.

Скважины Ямбургского месторождения в настоящее время эксплуатируются по лифтовым колоннам различного диаметра. Обобщающая информация приведена в табл. 4.7.

Как следует из данной информации, наибольшее количество скважин оборудовано лифтовыми колоннами 168 мм. В таких скважинах вода скапливается в зоне от фактического забоя до входа в лифтовую колонну. На этом интервале жидкость барботируется газом, поступающим из пласта, и количество ее по длине определяется фактической скоростью газа. Ниже работающих перфорационных отверстий жидкость смешана с песком. На

Таблица 4.7

Номер УКПГ	Количество действующих скважин с лифтовыми колоннами диаметром, мм				
	168	114	102	89	Всего
1	104		–		104
2	90	6	–	–	96
3	108	2	–	–	110
4	30	50	4	–	84
5	96	–	–	–	96
6	96	–	–	–	96
7	80	10		–	90
Всего	604	68	4		676

Таблица 4.8

Базовый дебит $Q_{баз}$, тыс. м³/сут, для скважин с фонтанными колоннами следующих диаметров $d_{вн}$, см								p, МПа
6,2	7,6	8,86	10,03	11,5	12,7	15,4	20	
63,3	105,0	154,5	213,5	296,6	380,2	615,6	1183,2	10,0
56,6	93,9	138,2	191,0	265,3	340,0	550,6	1058,2	8,0
49,0	81,3	119,7	165,4	229,8	294,5	476,8	916,5	6,0
44,8	74,2	109,3	151,0	209,7	268,9	435,3	836,6	5,0
40,0	66,4	97,7	135,1	187,6	240,4	389,3	748,3	4,0
34,7	57,5	84,6	117,0	162,5	208,2	337,2	648,0	3,0
28,3	46,9	69,1	95,5	132,7	170,0	275,3	529,1	2,0

уровне нижних отверстий перфорации или, по крайней мере, в зоне нижних перфорационных отверстий давление на забое за счет столба жидкости превышает пластовое. Это способствует оттоку жидкости в пласт.

Для эксплуатации скважин в этих условиях можно использовать различные технологические приемы, обеспечивающие оптимальные рабочие дебиты скважин.

Результаты расчетов предельных дебитов газа, меньше которых в лифтовых колоннах и ниже их башмака будет накапливаться вода, ограничивающая приток газа, приведены в табл. 4.8.

Во ВНИИГАЗе были проведены исследования условий выноса жидкости на стенде. Результаты расчетов и экспериментов хорошо согласуются с промысловыми исследованиями на скважинах. На основе информации о скважинах Ямбургского месторождения и динамике изменений рабочих дебитов и отборов газа произведена прогнозная оценка технологических ситуаций, обусловленных уменьшением рабочих дебитов скважин на период до 2028 г. по всем УКПГ.

Установлено, что на забоях большинства скважин Ямбургского месторождения в интервалах от нижних перфорационных отверстий до входа в лифтовые колонны в трубах диаметром 219 мм оптимальные условия для выноса жидкости и песка не обеспечивались в 1997 г. и позднее;

в лифтовых колоннах диаметром 168 мм оптимальные условия для выноса жидкости сохранятся на Ямбургском месторождении в основном до 2010 – 2013 гг.

Возможные технические решения

1. Для подъема жидкости из скважин с лифтовыми колоннами диаметром 100 – 168 мм жидкость и песок с забоя можно удалять, продувая скважину в атмосферу, используя вспенивающие поверхностно-активные вещества в сочетании с продувкой в атмосферу или в газосборный коллектор. Рекомендуется также доспуск НКТ глубже нижних отверстий интервала перфорации.

2. Заменить лифтовые колонны на колонны из насосно-компрессорных труб с меньшим диаметром (60, 73 или 89 мм и т.п.) для эксплуатации скважин по одному или одновременно по двум каналам, лифтовой колонне и кольцевому межтрубному пространству (214,3 – 73,0(60,0)).

3. Оборудовать скважины с лифтовыми колоннами 168,3 мм дополнительными лифтовыми колоннами из труб диаметром 60 или 73 мм для эксплуатации скважин по одному, двум или трем каналам, лифтовой колонне и кольцевым межтрубным пространствам (168,3 – 73,0(60,0) и 168,3 – 214,5).

4. Оборудовать скважины с лифтовыми колоннами 168,3 мм устьевым оборудованием для периодического удаления скоплений жидкости с забоя и из лифтовых колонн с использованием "Комбигазлифта" с передвижными или стационарными лебедками.

5. Применять технологию удаления скоплений жидкости с применением плунжерного лифта. Плунжерный лифт может использоваться в скважинах, оборудованных лифтовыми колоннами из труб с внутренним диаметром 50—62—76 мм, для продления периода эксплуатации с выносом жидкости.

Основные выводы и рекомендации по интенсификации притока газа к забою и освоению скважин

1. По данным ГИС, расходометрии и газодинамических исследований следует, что в значительной части скважин за счет первичного и вторичного вскрытия на глинистом растворе эксплуатируемые интервалы имеют неработающие пропластки. В целом же объекты эксплуатации освоены лишь на 47—63 % и существует большая вероятность того, что степень освоения объекта тем меньше, чем меньше средневзвешенная по его толщине проницаемость. По отдельным скважинам за промежуток времени около одного года произошло увеличение степени освоения, например в скв. 2140 — с 7,4 до 17,9 %, в скв. 7014 — с 46,7 до 54,7 %. Однако процесс естественного освоения довольно длительный.

Для повышения продуктивности отдельных скважин рекомендуется вторичное (дополнительное) и повторное вскрытие объекта эксплуатации перфорацией осуществлять в газовой или, что менее предпочтительно, в водоспиртовой и конденсатной среде с использованием малогабаритных перфораторов, спускаемых через лифтовую колонну, если башмак ее располагается у (или выше) кровли эксплуатируемого интервала. Для вторичного (дополнительного) и повторного вскрытия пласта в скважинах ВНИИГАЗом совместно с НИМИ разработана перфорационная система ПЛТ-75.

2. Технологическая эффективность работ с целью разглинизации и очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) от фильтрата бурового раствора за предшествующий период составила 83 %.

Для повышения их эффективности и, в частности, максимально возможного охвата ПЗП воздействием восстанавливающими его проницаемость реагентами применяемая технология должна совершенствоваться. В первую очередь рекомендуется проводить циклическое нагнетание восстанавливающих реагентов с использованием способов временного тампонирования наиболее проницаемых пропластков.

В перспективе рекомендуется проводить мини-гидроразрывы с образованием вертикальной трещины протяженностью, несколько превышающей протяженность зоны поражения приствольной части пласта буровым раствором, для восстановления и повышения продуктивности скважин в зонах залежи с относительно пониженной проницаемостью.

3. Мировой опыт свидетельствует, что применение часто используемого способа изоляции притока в скважину воды различной природы цементными растворами как на водной, так и на углеводородной основе нецелесообразно. Технологическая эффективность таких работ не превышает 15—20 %. С точки зрения экономической эффективности они, как правило, убыточны.

В настоящее время — в период вхождения в завершающую стадию разработки залежи — необходимо апробировать несколько способов селективного ограничения и изоляции притока вод с применением нескольких легко фильтрующихся в поровую среду реагентов и выбрать из этих способов и реагентов наиболее эффективные и технологичные для массового применения в условиях залежи.

4. Специальными исследованиями предприятия "Ямбурггаздобыча" в значительном числе сеноманских скважин выявлено пескопроявление. При этом некоторые скважины работают с превышением норм по выносу песка вследствие активного разрушения породы в ПЗП. Для предупреждения разрушения скелета пласта в зонах с естественной слабой сцементированностью коллектора необходимо проведение работ по более полному освоению эксплуатируемых интервалов, что позволит в будущем снизить депрессии без снижения отборов газа.

В случае пескопроявлений, обусловленных обводнением отдельных пропластков объекта эксплуатации контурной водой, рекомендуется проведение селективной изоляции притока этих вод для устранения их разрушающего влияния на скелет породы пласта.

При этом рекомендуется проводить работы по укреплению призабойной зоны реагентами, намывке в ПЗП гравийно-песочных фильтров и оборудованию хвостовика лифта проволочными, керамическими и другими фильтрами.

5. Для расширения арсенала жидкостей, предназначенных для предотвращения поглощения жидкости глушения пластом, во время проведения ремонтных работ рекомендуется апробировать меловые растворы и пакерующую жидкость с повышенными вязкоупругими свойствами.

6. Для оптимального проектирования и проведения технологических операций по оптимизации работы скважин, выявлению положительных и отрицательных факторов, влияющих на исход операций, отбору наиболее эффективных технологий рекомендуется перед работами на каждой скважине и после их окончания проводить полный известный комплекс их исследования.

4.3.6

Модернизация системы сбора и промысловой подготовки газа в процессе доразработки сеноманской залежи

Система сбора газа Ямбургского газоконденсатного месторождения состоит из 7 УКПГ, газ из которых подается в систему межпромысловых коллекторов, соединяющих УКПГ с двумя головными компрессорными станциями.

Каждая УКПГ на ЯГКМ включает от 90 до 110 скважин, соединенных в кусты, шлейфы, а также оборудование по сепарации и осушке газа.

В процессе разработки месторождения на работу системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа оказывают влияние следующие причины.

1. Технологические — когда в процессе движения газа от забоя по

скважинам и шлейфам до УКПГ в результате изменения термобарических условий происходит конденсация водной фазы. Тогда в зависимости от режима работы скважины и шлейфов конденсационная вода либо практически полностью выносится газовым потоком (истинное влагосодержание не оказывает заметного влияния на гидравлику), либо часть ее накапливается в нижних точках трассы шлейфа с последующим образованием жидких пробок, что приводит к значительному возрастанию гидравлических потерь в шлейфе и снижению его пропускной способности.

2. Конструктивные — к ним следует отнести профиль трассы, диаметры и протяженности шлейфов.

Чтобы оценить влияние этих факторов на работу системы сбора газа, при дальнейшем анализе гидравлических режимов работы шлейфов была выбрана УКПГ-4, где газ транспортируется по шлейфам диаметром 530 мм.

Для оценки влияния различных технологических параметров на работу шлейфа участки промысловых трубопроводов были ранжированы на несколько групп: по длине (2 км, 5 км, 10 км); по расходу газа, что определяется количеством скважин, работающих в один шлейф (4, 6, 8 скважин); по количеству воды, поступающему в шлейф, — в одном случае это равновесное влагосодержание по условиям в пласте, в другом — наличие жидкости в количестве, обеспечивающем наличие свободной жидкой фазы β_1 ($\beta_1 > 0$).

Цель расчетов состояла в том, чтобы выяснить, как снижение отборов газа и давлений на устье скважин по годам разработки месторождения будет влиять на режим транспорта газа в шлейфах, другими словами, когда в шлейфах будет происходить накопление жидкости, т.е. будет осуществляться пробковый режим течения смеси. Для оценочного расчета режима течения газа в шлейфе предлагается упрощенная формула

$$V = D^2 p_y / (Q T_y (0{,}9901 - 1{,}75 \cdot 10^{-3} p_y)),$$

где D — внутренний диаметр трубопровода, м; p_y — устьевое давление, МПа · 10; T_y — устьевая температура, К; Q — расход газа в шлейфе, млн. м^3/сут.

При $V > 0{,}0174$ реализуется пробковый режим течения смеси, при $V < 0{,}0174$ — кольцевой режим.

Анализ рельефа местности позволяет считать участок длиной до 2 км горизонтальным, длиной более 2 км — состоящим последовательно из трех участков: нисходящего, горизонтального и восходящего (с углом наклона трассы 5°).

При расчете режимов течения смеси технологическую схему разбивали на расчетные участки:

1) по количеству скважин:
   по УКПГ-4 для шлейфа диаметром 530 мм:
   1 группа — 4 скважины;
   2 группа — 6 скважин;
   3 группа — 8 скважин;
2) по длине шлейфов:
   1 группа — до 2 км;
   2 группа — до 5 км;
   3 группа — до 10 км.

Расчеты проводились по годам разработки месторождения с учетом изменяющихся дебитов и устьевых давлений ($Q_{скв}$ и p_y соответственно) для зимнего и летнего периодов с выносом пластовой воды и без нее.

Из результатов расчетов (табл. 4.9) видно, что на УКПГ-4 режим течения смеси для шлейфа диаметром 530 мм не зависит от его длины, а определяется только количеством скважин, работающих в шлейф.

Следует отметить, что при условии соблюдения режима течения смеси, т.е. при кольцевом течении и в случае транспорта чистого газа, гидравлические потери в шлейфах не превышают в среднем 0,1 МПа. В том случае, когда режим течения — пробковый, происходит накопление жидкости в полости трубопровода и гидравлические потери возрастают. На наиболее протяженных участках при наличии переходов ожидается увеличение гидравлического сопротивления до 0,7 МПа.

Таким образом, чтобы добиться требуемого режима работы трубопровода, необходимо поддерживать производительность на определенном

Таблица 4.9

Режим течения смеси в шлейфах диаметром 530 мм на УКПГ-4 в зависимости от производительности скважин по годам разработки

Период	Год	$Q_{скв}$, тыс. м³/сут	$p_у$, МПа	Число скважин								
				1 – 2 км			1 – 5 км			1 – 10 км		
				4	6	8	4	6	8	4	6	8
1а	1997	645	5,95	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2000	501	4,35	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2002	501	2,80	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ
	2001	430	4,61	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2005	430	2,14	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ
	2004	375	2,19	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2006	259	1,64	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2010	158	1,31	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2009	147	1,27	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2012	109	1,10	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2011	107	1,18	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2011	102	1,07	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2009	57	0,87	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2015	54	0,79	"	"	"	"	"	"	"	"	"
1б	1997	645	5,95	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2000	501	4,35	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2002	501	2,80	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2001	430	4,61	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2005	430	2,14	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2004	375	2,19	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2006	259	1,64	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2010	158	1,31	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2009	147	1,27	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2012	109	1,10	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2011	107	1,18	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2011	102	1,07	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2009	57	0,87	п	п	п	п	п	п	п	п	п
	2015	54	0,79	п	п	п	п	п	п	п	п	п
2а	1997	645	5,95	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2000	501	4,35	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ
	2002	501	2,80	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2001	430	4,61	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2005	430	2,14	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2004	375	2,19	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2006	259	1,64	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2010	158	1,31	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2009	147	1,27	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2012	109	1,10	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2011	107	1,18	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2011	102	1,07	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2009	57	0,87	"	"	"	"	"	"	"	"	"
	2015	54	0,79	"	"	"	"	"	"	"	"	"

Продолжение табл. 4.9

Период	Год	$Q_{скв}$, тыс. м³/сут	$p_у$, МПа	Число скважин								
				1 – 2 км			1 – 5 км			1 – 10 км		
				4	6	8	4	6	8	4	6	8
2б	1997	645	5,95	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2000	501	4,35	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2002	501	2,80	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2001	430	4,61	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2005	430	2,14	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2004	375	2,19	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2006	259	1,64	к	к	к	к	к	к	к	к	к
	2010	158	1,31	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2009	147	1,27	п	к	к	п	к	к	п	к	к
	2012	109	1,10	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2011	107	1,18	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2011	102	1,07	п	п	к	п	п	к	п	п	к
	2009	57	0,87	п	п	п	п	п	п	п	п	п
	2015	54	0,79	п	п	п	п	п	п	п	п	п

Примечания. к – кольцевой режим течения смеси, газ – транспорт чистого газа, п – пробковый режим течения смеси; 1а – зимний период без выноса пластовой воды, 1б – зимний период с выносом пластовой воды, 2а – летний период без выноса пластовой воды, 2б – летний период с выносом пластовой воды.

уровне. Этого можно достичь, объединяя большое число кустов скважин, работающих в шлейф, либо проводя мероприятия по очистке шлейфов от жидкости и механических примесей.

Сопоставляя полученные результаты, можно проанализировать работу шлейфов на каждом из УКПГ месторождения.

В период падающей добычи одним из основных факторов, определяющих энергоемкость добычи газа, является эффективность работы внутрипромысловой транспортной системы, поскольку дополнительные потери давления в ней приводят к увеличению энергозатрат на компримирование газа.

Анализ работы межпромысловых коллекторов

Основными причинами снижения эффективности системы промысловых коллекторов являются накопление жидкой фазы (конденсат, вода, гликоль) и неоптимальное распределение потоков.

По технологическим режимам за 1995 и 1996 гг. был проведен анализ гидравлической эффективности участков межпромыслового коллектора. Полученные результаты показывают, что в среднем эффективность составляет 0,7 – 0,8, а на отдельных участках эффективность падает до 0,4 – 0,5. В первую очередь это относится к трубопроводам диаметром 1420 мм, примыкающим к УКПГ-4 и 7.

Для оценки сезонной неравномерности потребления газа и ее влияния на режимы работы УКПГ были собраны фактические данные за 1994 – 1996 гг.

Анализ этих данных позволяет сделать следующие выводы:

максимальное потребление газа приходится на I квартал года и составляет 27 % от годового потребления;

минимальное потребление газа приходится на III квартал года и составляет 23 % от годового потребления;

потребление газа во II и IV кварталах составляет 24 и 26 % соответственно.

Указанные данные сезонной неравномерности потребления газа приняты для гидравлических расчетов межпромысловых коллекторов на период до 2010 г.

Для определения необходимых давлений газа на выходе из УКПГ в рассматриваемый период с учетом сезонной неравномерности потребления газа произведен гидравлический расчет межпромысловых коллекторов.

Результаты гидравлических расчетов межпромысловых коллекторов по определению выходных давлений из УКПГ с учетом сезонной неравномерности на период 1997 – 2010 гг. показали следующее.

1. Гидравлические потери в шлейфах составят в среднем 0,1 МПа при условии соблюдения кольцевого режима течения смеси. На большинстве участков этого можно достичь объединением большего числа кустов скважин, работающих в шлейф.

2. Отдельные участки межпромыслового коллектора работают с пониженной эффективностью. Рекомендуется проводить профилактические мероприятия по очистке межпромысловых коллекторов от жидкости и механических примесей.

Основные технические решения по промысловой обработке газа

Подготовка газов сеноманских залежей к транспорту ведется на семи УКПГ, имеющих одинаковые технологические схемы. УКПГ укомплектованы отечественным оборудованием.

В состав каждой УКПГ входят девять (восемь рабочих, одна резервная) однотипных технологических ниток по осушке газа с проектной производительностью 10 млн. м^3/сут каждая. С целью исключения растепления грунтов вдоль трассы газопроводов предусмотрено охлаждение газа до температуры 0... – 1 °С перед подачей его на транспортировку.

Фактический среднесуточный расход газа через одну технологическую нитку в течение года меняется от 5,3 до 8,3 млн. м^3 в летний период и от 8,2 до 10,0 млн. м^3 в зимний период. Средняя производительность УКПГ составляет летом 48÷75,0 млн. м^3/сут, зимой – 73,4÷90,0 млн. м^3/сут. Давление газа на входе в УКПГ равно 5,6÷7,2 МПа, входная температура изменяется в пределах от 6,6 до 15,3 °С. Такие низкие температуры контакта создают благоприятные условия для осушки газа и уменьшения потерь гликоля с осушенным газом.

Точка росы по воде на выходе из установки составляет – 21... – 7 °С в зимний период и – 14... – 17 °С – в летний период. Специалистами ВНИИГАЗа разработан ряд рекомендаций по повышению эффективности работы УКПГ в компрессорный период разработки месторождения. Ниже приводится краткое содержание этих рекомендаций.

Повышение надежности работы ДКС. С вводом дожимной компрессорной станции (ДКС) возникает проблема по обеспечению надежности эксплуатации компрессорных агрегатов. Это связано с тем, что конструкция и режим работы входных сепараторов не обеспечивают стопроцентного отделения жидкой фазы из газа. Часть капельной жидкости попадает в компрессорные агрегаты. Эта жидкость, как правило, содержит механические примеси и минеральные соли.

При компримировании газа часть примесей осаждается на лопатках компрессоров, что приводит к их износу, поэтому приходится часто останавливать компрессорные агрегаты для проведения ремонтно-профилактических работ.

В связи с этим нами рекомендуется техническое решение по снижению попадания различных примесей на компрессорные агрегаты. Суть решения заключается в промывке газа от примесей во входном сепараторе ДКС. Этот процесс особенно целесообразен в случае применения различных ПАВ для интенсификации добычи газа, так как их попадание в абсорбер может способствовать вспениванию раствора ДЭГа, что приведет к увеличению потерь гликоля с осушенным газом. В случае применения ПАВ на промысле необходимо провести исследования по технологической совместимости их с растворами гликолей, в первую очередь с ДЭГом.

На установках абсорбционной осушки газа для промывки газа рекомендуется использовать рефлюксную жидкость, получаемую в блоке регенерации гликоля (БРГ). Реализация этого способа защищена авторским свидетельством СССР № 965486 (авторы А.М. Сиротин и др.).

Промывка газа рефлюксной жидкостью, практически не содержащей солей и механических примесей, позволит снизить концентрацию этих примесей в капельной воде, уносимой с газом из входного сепаратора. Следовательно, при сохранении степени сепарации на проектном уровне уменьшится концентрация солей в капельной жидкости, поступающей в компрессорные агрегаты, что повысит надежность их эксплуатации. Кроме того, будет достигнут еще один положительный результат — сведение к минимуму накопления примесей пластовой продукции в растворе гликоля.

При постоянном значении концентрации примесей в первичной капельной жидкости между количеством примесей, уносимых в абсорбер и поглощаемых раствором гликоля, и расходом орошения имеется практически прямая зависимость. Например, при уносе капельной жидкости из сепаратора в количестве 30 мл/тыс. $м^3$ подача орошения в том же количестве позволит уменьшить концентрацию примесей в уносимой жидкой фазе в 2 раза. Если учесть, что количество орошения будет на порядок больше, то и скорость накопления примесей в растворе гликоля будет также на порядок меньше.

Разработка нового поколения аппаратов воздушного охлаждения (АВО). Важным вопросом при размещении ДКС перед установками осушки газа является обеспечение более глубокого использования потенциала энергии воздуха, особенно в зимний период.

Опыт эксплуатации УКПГ Медвежьего месторождения показывает, что в зимний период не удается использовать потенциал энергии воздуха и охлаждать газ до достаточно низких температур с применением АВО.

Конструкция АВО такова, что изменение расхода воздуха в аппаратах производится только за счет поворота жалюзей. Температура воздуха, поступающего в трубный пучок, не контролируется, а следовательно, не контролируется и температура стенок труб. Нижняя, наиболее уязвимая часть трубного пучка (часто выходит из строя) не защищена от сильных ветров, которые резко увеличивают расход воздуха через нижний ряд труб и приводят к переохлаждению стенок труб.

Следует также отметить, что имеющиеся на промыслах жалюзи неработоспособны, их крайне трудно повернуть вручную (а в зимний период времени невозможно). Отсутствие привода надежной конструкции не поз-

воляет обеспечить дистанционное оперативное управление, которое требуется в условиях Крайнего Севера.

При отрицательной температуре окружающего воздуха вследствие гидратообразования газа необходимо обеспечить определенный контролируемый расход воздуха в АВО при фиксированной температуре. Расход воздуха зависит от расхода природного газа, при этом необходимо измерять температуру стенки трубы в первом ряду снизу на выходе, при подаче воздуха вверх.

Это можно обеспечить за счет рециркуляции воздуха и плавного изменения частоты вращения вентилятора.

С учетом изложенного выше М.П. Игнатьевым (ДАО "ЦКБН") определены основные направления повышения эффективности и надежности АВО. Из них можно указать следующие:

создание конструкции жалюзей с электроприводом и с возможностью проводить рециркуляцию воздуха в зимний период;

разработка системы измерения температуры стенок труб с выдачей результата на пульт дистанционного управления;

разработка системы автоматического регулирования работы жалюзей, вентилятора и т.д.

Осушка газа при низких температурах контакта. Использование в схемах УКПГ АВО новой конструкции, которые могут работать при отрицательных температурах, обеспечит охлаждение сырого и дожатого газа до более низких температур. При этом в зимний период осушку газа можно вести при низких температурах контакта с использованием раствора гликоля более низкой концентрации.

Возможность проведения процесса осушки газа при низких температурах контакта подтверждена результатами опытных и промысловых исследований.

Этот процесс применительно к проектной схеме может быть реализован в двух вариантах. Первый вариант предпочтителен в случае использования метанола для предварительного ингибирования; он предусматривает подачу в АВО раствора метанола для предотвращения гидратообразования.

Второй вариант целесообразен при отсутствии в системе сбора газа условий гидратообразования. В этом варианте в АВО подается раствор ДЭГа. Применение этого варианта обусловливает предварительное решение задачи равномерного распределения раствора гликоля по всем рабочим трубкам АВО.

Независимо от применяемого варианта технология осушки газа при низких температурах контакта имеет следующие преимущества:

благодаря ведению процесса осушки газа, при низких температурах контакта возможно увеличение пропускной способности установок осушки газа, что особенно важно в зимний период, когда увеличивается потребность в газе;

для осушки газа достаточно использовать раствор ДЭГа концентрацией не более 95 % (массовая доля). К примеру, при температуре контакта 5 и 10 °С достаточно использовать растворы ДЭГа концентрацией 93 и 95 % соответственно. В то же время при температуре контакта 25 °С этот показатель равен 99 %. При температуре контакта 0... −1 °С можно использовать 90...92 %-ный раствор. В этих условиях отпадает необходимость в регенерации насыщенного раствора под вакуумом, а это позволит снизить

расход энергии в блоке регенерации и свести к минимуму возможность окисления гликоля (за счет подсоса воздуха в систему) и его термического разложения. Одновременно снижаются количество циркулирующего в системе гликоля и связанный с этим расход энергии на работу насосов на перекачку регенерированного раствора гликоля;

применение раствора низкой концентрации для осушки газа в совокупности с низкой температурой контакта обеспечивает снижение равновесных потерь гликоля не менее 2,5 мг/м^3. Однако общие потери гликоля будут значительно ниже, так как имеются соответствующие предпосылки (меньшая дисперсность, предварительное выделение из газа тяжелых компонентов конденсата, ведение процесса регенерации гликоля без вакуума и т.д.);

при низких температурах контакта будет обеспечена надежная осушка газа до точки росы минус 20 °С и ниже без особых затруднений, что однозначно решает вопрос о соответствии газа требованиям ОСТ 51.40—93;

из-за уменьшения растворимости гликоля в паровой фазе и снижения его уноса в виде капель сводится к минимуму количество жидкой фазы, образовавшейся на участках газотранспортных систем.

Предполагается коммуникации установки обвязать таким образом, чтобы их можно было эксплуатировать по схемам обоих вариантов, а также в проектном режиме.

О целесообразности переобвязки фильтр-сепараторов на головной КС Ямбург. На УКПГ перед подачей в МГ предусмотрено охлаждение осушенного газа. При этом в жидкую фазу выделяется некоторое количество ДЭГа как за счет коагуляции мелкодисперсных капель, так и из-за изменения равновесных условий системы. Не исключено образование в системе и жидкой углеводородной фазы.

По проекту на установках комплексной подготовки газа отделение образовавшейся жидкой фазы перед подачей в межпромысловый коллектор не предусмотрено. Следовательно, жидкая фаза вместе с газом поступает на головную КС Ямбург. Здесь перед компрессорными агрегатами установлены входные сепараторы. При работе в проектном режиме жидкая фаза из газа должна выделяться на КС Ямбург.

В зимний период на КС Ямбург охлаждение производится с использованием АВО. В летний период для этого должна быть использована пропановая холодильная установка, ввод которой предполагается только в 2000 г. Следовательно, в летний период отсутствует возможность охлаждения газа до низких температур. В этих условиях во избежание подачи в МГ теплого газа в летние месяцы КС не эксплуатируется. При этом не производится выделение жидкой фазы из газа на КС, так как входные сепараторы КС жестко завязаны с компрессорными агрегатами. Газ через сепараторы может пройти только при работе компрессорных агрегатов.

Таким образом, жидкость, имеющаяся в системе, транспортируется от УКПГ до КС Ныда в потоке газа и выделяется из него во входных сепараторах этой компрессорной станции.

Наличие жидкости в потоке газа ухудшает гидравлическую характеристику газопроводов. Кроме того, на КС Ныда возникают проблемы по утилизации выделяющейся из газа жидкой фазы.

Рекомендуется проработать возможность переобвязки входных сепараторов КС Ямбург с целью обеспечения их автономной работы. В этом случае можно из газа выделять жидкую фазу и транспортировать газ, минуя компрессорные агрегаты на КС Ныда.

В зимние месяцы, когда эксплуатируется КС Ямбург, во входных сепараторах выделяется жидкая фаза, состоящая из метанола, воды, гликоля и углеводородов. Количество жидкой фазы временами доходит до 6... 8 м^3/сут. На КС не предусмотрены мероприятия по утилизации этой жидкости.

Рекомендуется построить продуктопровод от компрессорной станции Ямбург до УКПГ-1 и возвращать жидкую фазу для обработки и утилизации. При этом можно использовать один из резервных блоков регенерации гликоля или блок регенерации метанола.

Благодаря обработке этой жидкости в блоке регенерации, из нее можно выделить гликоль для повторного использования.

Об использовании триэтиленгликоля (ТЭГа) на установках осушки газа. Размещение ДКС перед установками осушки газа обеспечивает оптимальный гидравлический режим работы технологического оборудования и снижает эксплуатационные затраты на подготовку газа к транспорту. В то же время возникают проблемы, в том числе повышение температуры контакта в летние месяцы года.

Для достижения глубокой осушки газа требуется более концентрированный раствор. Кроме того, с повышением температуры увеличиваются потери гликоля с осушенным газом.

Одним из способов повышения эффективности работы абсорберов при высоких температурах контакта является использование триэтиленгликоля (ТЭГа) вместо диэтиленгликоля (ДЭГа) в качестве осушителя.

В настоящее время для осушки природных газов в системе ОАО "Газпром" применяется только ДЭГ. Только на одном месторождении (Западное Таркосалинское) с осени 1996 г. начали использовать раствор ТЭГа. За первые 4 месяца 1997 г. удельные потери ТЭГа на объекте составили около 12 мг/м^3, что в 2 раза меньше, чем потери ДЭГа на аналогичных установках.

Основными показателями, характеризующими гликоли как осушитель, являются депрессия точки росы газа по влаге, потери с осушенным газом, регенерируемость насыщенного раствора и т.д. Практически по всем этим показателям ТЭГ имеет преимущество перед ДЭГом.

Очистка раствора гликоля от различных примесей. Для очистки растворов гликолей от минеральных солей, механических примесей и других ингредиентов, попадающих в абсорбент на установках осушки газа, рекомендовано внедрить дистилляционный способ очистки раствора гликоля от минеральных солей и механических примесей, разработанный во ВНИИГАЗе.

Предлагаемая схема реализации этого способа включает в себя ряд элементов на уровне "ноу-хау". Благодаря внедрению новых технических решений в схеме установки возможно практически полное выделение гликоля и воды из загрязненного раствора при температурах ниже температуры разложения гликоля. Способ одинаково успешно может быть применен для очистки растворов ДЭГа и ТЭГа.

Во всех случаях количество воды, подаваемой на вход насоса, выбирается таким образом, чтобы обеспечить на выходе из испарителя режим, соответствующий полному переходу раствора в паровую фазу.

Интенсивная технология обеспечивает получение раствора гликоля, практически полностью очищенного от различных примесей.

Одновременно интенсивная технология имеет дополнительное пре-

имущество по экологическим показателям: количество промстоков многократно меньше по сравнению с базовой технологией.

На установке очистки в качестве сырья можно использовать также раствор гликоля, выделенного из газа на КС Ямбург. Срок окупаемости данной установки по экспертной оценке составит менее полугода.

4.3.7

Основные выводы по особенностям разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения

1. К сеноманской продуктивной толще Ямбургского месторождения приурочены основные запасы газа месторождения. Она представлена континентальными песчано-алевролитовыми, часто слабосцементированными породами с подчиненными прослоями глин и пропластками углей. Песчаники и алевролиты характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Газовая залежь подстилается пластовой водой по всей площади ее распространения и является субмассивной. Газоводяной контакт ее находится на абсолютных отметках минус 1158,4 – 1176,0 м и имеет наклон в северо-восточном направлении. На уровне ГВК начальное пластовое давление в залежи соответствует гидростатическому.

Залежь вскрыта в интервале глубин 997,6 – 1210,0 м.

2. Уточнение геологической модели и фильтрационно-емкостных свойств сеноманской залежи проведено по состоянию на апрель 1997 г. При этом проанализированы и учтены результаты исследований на эту дату поисково-разведочных, эксплуатационных и других категорий скважин, а также детальных сейсмических исследований.

3. Разработка сеноманской залежи осуществляется с 1986 г. на основании проекта, выполненного ВНИИГАЗом в 1984 г. В соответствии с проектом залежь должна разрабатываться 672 наклонно направленными скважинами, сгруппированными в 106 кустов. Число УКПГ составило 7. Выход на проектную добычу в объеме 185 млрд. $м^3$ в год предполагался в течение 5 лет. Однако за это время было введено 5 УКПГ, которые эксплуатировались со значительным превышением их проектной производительности. Последние УКПГ-4 и 7 были введены с опозданием на три года, что не позволило выйти на проектную производительность.

4. По состоянию на 01.01.97 из залежи Ямбургского поднятия отобрано 33 % от запасов, утвержденных в 1996 г.

Текущее пластовое давление снизилось до 6,64 – 8,09 МПа (по проекту 7,06÷8,09 МПа).

Снижение пластового давления по Харвутинской площади, отмеченное еще до ввода ее в эксплуатацию, связано с дренированием части ее запасов работающими УКПГ Ямбургского поднятия.

5. В настоящее время месторождение полностью разбурено эксплуатационным фондом. Общий фонд составил 782 скважины, эксплуатационный фонд – 676 скважин. Действующий фонд насчитывает 668 скважин, сгруппированных в 107 кустов и охватывающих своей сетью в основном центральную часть сеноманской залежи в пределах изопахиты 50 м. Большин-

ство скважин, оборудованных пакерами, работало с превышением давления в затрубном пространстве, что говорит о низкой эффективности забойного оборудования. Кроме того, около 10 % скважин эксплуатируются с межколонным давлением более 0,5 МПа.

6. По результатам специальных исследований установлено, что в значительном количестве сеноманских скважин наблюдается пескопроявление (178 скважин), а некоторые скважины работают с превышением норм по выносу песка вследствие активного разрушения породы в ПЗП.

Для предупреждения разрушения скелета пласта в зонах с естественной слабой сцементированностью коллектора необходимо снизить депрессии, что эффективно можно реализовать после проведения работ по более полному освоению эксплуатируемых интервалов.

В случаях пескопроявлений, обусловленных обводнением ПЗП пластовой водой, рекомендуется проведение селективной изоляции притока этих вод.

7. Наряду с этим рекомендуется в перспективе проводить работы по укреплению призабойной зоны реагентами, намывке в ПЗП гравийно-песчаных фильтров и оборудовать хвостовики лифтов проволочными, керамическими и другими фильтрами.

Контроль за разработкой сеноманской залежи осуществляется в следующих направлениях. Газодинамические исследования проводятся на всех эксплуатационных скважинах не реже одного раза в два года и используются для определения фильтрационных параметров, на основании которых осуществляется распределение дебитов при совместной подаче газа в один шлейф, а также для уточнения технологических режимов работы скважин. Замеры пластовых давлений проводятся в скважинах 1 раз в квартал.

В специально оборудованных "глухих" вертикальных скважинах, расположенных, как правило, внутри куста и забой которых находится ниже ГВК на 70 м, осуществляется контроль за подъемом воды в процессе эксплуатации.

8. Уточнение профилей притока и параметров газоотдающих интервалов осуществляется на основании динамического каротажа в специально оборудованных скважинах, имеющихся на всех УКПГ. В результате этих исследований установлено, что газоотдающая толщина в среднем составляет 54 %.

В результате обобщения опыта эксплуатации сеноманских залежей севера Тюменской области было отмечено, что в течение первых лет (до 5—7 лет) их разработка осуществляется по газовому режиму, только затем наблюдается слабое проявление упруговодонапорного режима и внедрение воды в залежь. Оценка объемов внедрения пластовой воды в сеноманскую залежь проводилась с помощью карт подъема ГВК и на моделях.

Подсчет внедрившейся воды в залежь выполнен на начало каждого года эксплуатации, начиная с 1990 г.

На 01.01.97 объем воды, внедрившейся в залежь, составил около 5,0 % от газонасыщенного объема залежи.

9. По данным геофизической оценки, скважины начнут обводняться с 2006 г. (8 ед.) и к концу 2025 г. общее число таких скважин составит 53; они располагаются в 41-м кусте. Наибольшее число обводнившихся скважин приходится на район УКПГ-6, где уже в настоящее время в продукции ряда скважин есть пластовая вода.

В ходе прогнозных расчетов показателей разработки был рассмотрен

вопрос обводнения залежи на геолого-математической модели. По прогнозу к 2025 г. число обводнившихся скважин по зонам УКПГ составит от 1 до 22, в целом по месторождению — 85 скважин, расположенных в 38 кустах. К концу разработки обводнение сеноманской залежи составит 44 %.

10. На основании выполненного анализа результатов газогидродинамических исследований эксплуатационных скважин за период 1993—1996 гг., а также за первую половину 1997 г. были отобраны представительные результаты исследований и на их основе по известным методикам рассчитаны средние фильтрационные параметры для всех УКПГ, которые в 1,5—2,0 раза отличаются от проектных 1984 г. в сторону их ухудшения.

11. В силу того, что имеются значительные перепады давлений между периферийными участками и зонами эксплуатации, а также между различными УКПГ, происходит перераспределение давления между этими зонами, вызванное перетоками газа из зон с высокими давлениями в зоны с пониженными давлениями. Объем перетоков из зон УКПГ-3, 4 и 7 в зоны с пониженными давлениями на 01.01.97 составил 148,4 млрд. м^3. Кроме того, из Харвутинского участка (УКПГ-8) в зону УКПГ-1 перетекло 32,6 млрд. м^3 газа. Менее всего задренированы запасы газа в зонах УКПГ-4 (64,4 %) и УКПГ-7 (70,2 %).

12. Решением секции по разработке Комиссии по месторождениям и ПХГ б. РАО "Газпром" от 18 марта 1997 г. было решено рассмотреть три варианта разработки сеноманской залежи с годовыми отборами 170, 160 и 150 млрд. м^3. Исходя из необходимости поддержания постоянного отбора газа из отдельных зон УКПГ, а также из условий предотвращения обводнения скважин и разрушений призабойной зоны пласта, рассчитали необходимое число дополнительных эксплуатационных скважин для каждого варианта, которое составило 131, 86 и 47 единиц соответственно.

13. Анализ расчетов технологических показателей разработки сеноманской залежи по рассматриваемым вариантам показал следующее. В результате ввода в эксплуатацию дополнительного числа скважин период постоянной добычи газа увеличивается всего на один год. При этом происходит заметное снижение депрессии на пласт, что уменьшает вероятность обводнения скважин и образования песчаных пробок. Коэффициент газоотдачи увеличивается до 3 % в основном за счет ввода дополнительного числа эксплуатационных скважин на УКПГ-4 и 7.

Как показали расчеты, в процессе разработки сеноманской залежи будут происходить перетоки газа между зонами УКПГ из-за существенной разницы в их пластовых давлениях. Так, отток газа будет происходить из зон УКПГ-3, 4 и 7, приток — в зоны УКПГ-1, 2, 5 и 6, в том числе из Харвутинского участка.

14. На основании технико-экономических показателей к внедрению на сеноманской залежи был рекомендован вариант с годовой добычей газа 150 млрд. м^3. Для реализации данного варианта потребуется на УКПГ-4 пробурить 15 эксплуатационных скважин, а на УКПГ-7 — 32 скважины с целью обеспечения запланированной добычи газа и увеличения коэффициента газоотдачи.

Из трех рассмотренных вариантов разработки лучшие ТЭП и максимальное значение критериального показателя (ЧДД) получены по варианту с годовым отбором газа 150 млрд. м^3.

Наиболее существенным фактором, определяющим стратегию разработки месторождения в период падающей добычи, является изменение

экономических условий его функционирования. Это прежде всего снижение ставки налогов и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Основные рекомендации по контролю за разработкой сводятся к следующему:

увеличение числа наблюдательных скважин для контроля за пластовым давлением на 7 и пьезометрических на 6, с размещением их в периферийных участках залежи;

для расширения зоны контроля за продвижением ГВК добурить 13 "глухих" скважин, из них 7 на Анерьяхинской площади;

все скважины, вышедшие из эксплуатации, должны рассматриваться на предмет их дальнейшего использования в качестве наблюдательных для контроля за разработкой:

15. Технологическая политика газодобывающего предприятия в области геологии, охраны недр и окружающей среды должна основываться на принципах инженерно-геологического мониторинга, включающего в себя наблюдение и управляющее воздействие на процессы, возникающие в ходе производственной и социальной деятельности. С целью исключения или уменьшения неблагоприятных воздействий объектов добычи газа на воздушную и водную среды, земную поверхность и почву, растительный и животный мир, недра и социальную среду предусматриваются специальные мероприятия по их защите.

Реализация рекомендуемого варианта на разрабатываемой сеноманской залежи

Как уже отмечалось, к внедрению предлагается вариант 3, предусматривающий годовой отбор газа в объеме 150 млрд. м^3. Этот вариант позволяет учесть некоторое отставание ввода в эксплуатацию ДКС. Дело в том, что в летнее время газ подается в магистральный газопровод под собственным давлением не менее 5,5 МПа. Снижение отборов газа по отдельным УКПГ обеспечивает на некоторое время такую возможность.

В ходе разработки сеноманской залежи из-за разности пластовых давлений в различных зонах УКПГ происходят перетоки газа между этими участками. При реализации варианта 3 будет также осуществляться переток газа в зону УКПГ-1 из Харвутинской площади (УКПГ-8). На 01.01.97 величина перетока составила 32,6 млрд. м^3.

К 2020 г. переток газа из этого участка практически прекратится и в сумме составит около 79 млрд. м^3.

Для предлагаемого варианта, как указано выше, потребуется в эксплуатационной зоне УКПГ-4 пробурить 15 скважин, в зоне УКПГ-7 — 32 скважины. Уже сейчас добыча газа из указанных зон не обеспечивается существующим числом скважин. Поэтому ввод этих скважин целесообразно осуществить в ближайшие 2—3 года.

5

Повышение газоконденсатоотдачи продуктивного пласта

Важнейшей проблемой разработки углеводородсодержащего продуктивного пласта является достижение максимально возможной газоконденсатоотдачи. Теоретические и экспериментальные исследования, проводившиеся автором на протяжении многих лет, в большей или меньшей степени затрагивали эту проблему. В сотрудничестве с коллегами были созданы методы разработки газовых и газоконденсатных месторождений, обеспечивающие повышение углеводородоотдачи пласта. Многие из этих методов прошли промысловую апробацию на месторождениях России и Украины. Ряд методов был внедрен или реализуется в настоящее время в промышленном масштабе.

Основные из предложенных методов повышения газоконденсатоотдачи описываются в настоящем разделе.

5.1

Метод повышения эффективности извлечения газового конденсата

При разработке месторождений углеводородов газоконденсатного типа с высоким начальным содержанием конденсата (фракции C_{5+}) наиболее сложной проблемой является достижение достаточно высоких коэффициентов конденсатоотдачи пласта. Практика разработки показывает, что на месторождениях с содержанием в пластовой смеси C_{5+} более 250 – 300 г/м^3, как правило, удается отобрать не более 30 – 40 % этой фракции. В результате основная масса начальных запасов высокомолекулярных углеводородов образует неизвлекаемые пластовые потери. Так, только в недрах Вуктыльского ГКМ к концу разработки на режиме истощения (единственном, применявшемся до последнего времени в отечественной газопромысловой практике) пластовые потери конденсата составят около 100 млн. т.

При разработке на режиме истощения по мере снижения пластового давления и выпадения конденсата возрастают фильтрационные сопротивления в призабойных зонах добывающих скважин, что негативно влияет и на газоотдачу пласта (см. раздел 3). В условиях низкопроницаемых коллекторов (с проницаемостями порядка 10^{-15} м^2) снижение газоотдачи может составлять десятки процентов от запасов.

Таким образом, для достижения достаточно высоких значений газоконденсатоотдачи в низкопроницаемых коллекторах при начальном содержании конденсата более 250 – 300 г/м^3 в пластовом газе необходимо разработку объекта осуществлять с воздействием на пласт. Воздействие на начальном этапе отбора запасов путем поддержания пластового давления на уровне, равном или близком к давлению начала конденсации пластовой смеси, позволяет обеспечить наиболее полное извлечение как газа, так и конденсата; известны примеры из зарубежной практики, когда такой сайклинг-процесс давал возможность отобрать более 90 % газа и более 80 % конденсата от запасов. Однако, как правило, воздействие на пласт для длительного поддержания давления в несколько десятков мегапаскалей по технико-экономическим показателям нецелесообразно.

Газоконденсатные месторождения России, в том числе с высоким содержанием конденсата, разрабатываются на режиме истощения. К настоящему времени многие из крупных ГКМ вступили в завершающую стадию отбора запасов углеводородов или близки к этому состоянию. В связи с этим существует объективная потребность создания методов воздействия на газоконденсатный пласт, позволяющих существенно повысить коэффициенты извлечения газа и особенно жидких углеводородов, причем таких методов, которые практически несложно было бы реализовать при относительно невысоких пластовых давлениях, т.е. относительно легко технически осуществимых, требующих минимальных финансовых и материальных затрат.

Автор с сотрудниками, основываясь на результатах выполненной обширной многолетней программы экспериментального и теоретического исследования массообменных процессов в разрабатываемом газоконденсатном пласте, в том числе с воздействием на залежь, предложили комплекс методов повышения эффективности отбора запасов газа и конденсата из недр эксплуатируемого ГКМ. Методы предусматривают воздействие на пласт путем нагнетания газообразных и жидких растворителей и дают возможность увеличить степень извлечения пластовых углеводородов, вовлекая в активную разработку ретроградный конденсат призабойных зон скважин и межскважинной области пласта. Физической основой методов является принудительное смещение равновесия в двухфазной газоконденсатной системе в сторону либо жидкой, либо газовой фазы, в зависимости от конкретных физико-химических свойств газоконденсатной смеси и термобарических особенностей пласта. Целью смещения равновесия в сторону жидкой фазы является придание подвижности (либо увеличение подвижности) этой фазе при достаточно высокой насыщенности порового пространства пласта выпавшим конденсатом и относительно высоком пластовом давлении. Целью смещения равновесия в сторону газовой фазы является испарение части выпавшего конденсата в нагнетаемый газ, который по первоначальному составу должен быть сугубо неравновесным по отношению к пластовой жидкой фазе. Таким образом, при смещении равновесия в системе в сторону как жидкой, так и газовой фазы происходит

вовлечение в процесс фильтрации по меньшей мере части ретроградного конденсата. Физическое и математическое моделирование, а также промысловые испытания свидетельствуют, что в результате воздействия на частично истощенный газоконденсатный пласт можно извлечь не менее 10—15 % ретроградной жидкой фазы из межскважинной зоны пласта и на 10—20 % повысить продуктивность добывающих скважин.

Термогидродинамические исследования и практика разработки ГКМ свидетельствуют о тесной связи интенсивности межфазных массообменных процессов в газоконденсатном пласте с составом углеводородной смеси, в частности с содержанием промежуточных компонентов (этан, пропан, бутаны). Так, чем больше в составе смеси этих компонентов, тем ниже давление начала конденсации и тем меньше выпадает конденсата при снижении давления в системе.

Для получения соответствующей конкретной информации и создания методов воздействия на газоконденсатный пласт, в которых бы использовались природные особенности промежуточных углеводородов в целях более эффективного извлечения выпавшего конденсата путем испарения, автором с сотрудниками проведены широкомасштабные экспериментальные и аналитические исследования. В данном разделе излагаются результаты этих исследований, из которых следует, что выбрано новое перспективное направление совершенствования разработки ГКМ с воздействием на пласт.

Многообразие составов природных газов предопределяет — наряду с особенностями вмещающих горных пород и термобарических условий залежей — физическое состояние в пласте газовой смеси, наличие и относительное содержание жидкой, а иногда твердой фазы в смеси. Естественно, что от состава углеводородной смеси зависит и конденсатоотдача пласта при разработке его на режиме истощения (рис. 5.1). Среди других составляющих особую роль в природных газовых смесях играют промежуточные углеводороды — этан, пропан, изо- и нормальный бутан. Суммарное их содержание в газовых смесях газовых залежей составляет в среднем до 5 %, газоконденсатных 5—30 %; в растворенных газах нефтяных месторождений содержится от 10—20 до 85—95 % промежуточных углеводородов. Количественное содержание в природных газах низкомолекулярных гомологов метана, в частности фракции C_2-C_4, определяется условиями образования газовой и жидкой углеводородной смеси из органического вещества осадочных нефтегазоматеринских пород, а также условиями миграции и накопления углеводородов в пористых пластах залежей. Значительное влияние на физико-химические свойства и фазовое состояние и поведение пластовых газов углеводородов фракции C_2-C_4 обусловлено тем, что эти компоненты достаточно легко переходят из газового состояния в жидкое и обратно при изменении в пласте термобарических условий (табл. 5.1). Соответственно в межфазный массообмен вовлекаются другие компоненты смеси, в первую очередь с относительно близкими к промежуточным углеводородам свойствами. На рис. 5.2 представлена по данным [52] связь между содержанием в пластовой газовой смеси фракции C_2-C_4 и выходом стабильного конденсата (C_{5+}) на первом этапе разработки некоторых ГКМ основных газодобывающих регионов стран СНГ.

Результаты статистического анализа данных разработки ГКМ России и некоторых других стран СНГ, а также экспериментальные данные изучения поведения рекомбинированных проб пластовых газоконденсатных смесей с использованием сосудов PVT-соотношений позволили специалис-

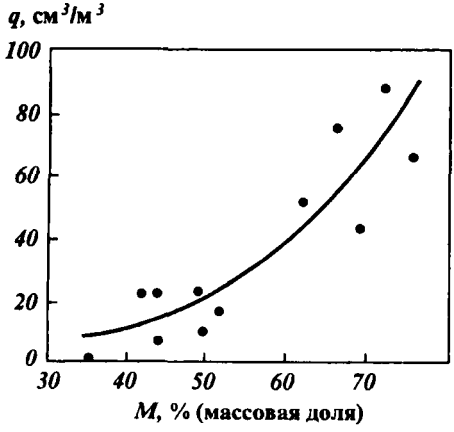


Рис. 5.1. Связь между содержанием в конденсате метановых углеводородов и выходом конденсата на примере залежей Амударьинской впадины (нижнемеловые отложения Бухарской ступени, Узбекистан)

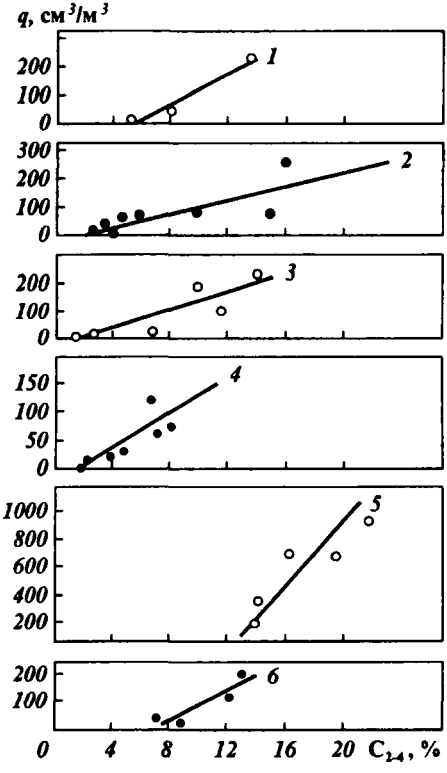


Рис. 5.2. Связь между содержанием в пластовой смеси исходного состава углеводородов C_{2-4} и выходом конденсата C_{5+} (q) на первом этапе разработки ГКМ основных газодобывающих регионов стран СНГ:
1 — Днепровско-Донецкая впадина; *2* — Саратовское Поволжье; *3* — Западно-Сибирская провинция; *4* — Амударьинская впадина; *5* — Восточное Предкавказье; *6* — Западное Предкавказье

Таблица 5.1

Некоторые физико-химические свойства низкомолекулярных алканов

Показатели	Алканы					
	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Нормальный бутан	Нормальный пентан
Химическая формула	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	*изо*-C_4H_{10}	*н*-C_4H_{10}	*н*-C_5H_{12}
Молекулярная масса	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15
Температура кипения при давлении 0,1 МПа, °С	−161,3	−88,6	−42,2	−10,1	−0,5	+36,2
Критические параметры:						
температура, К	190,8	305,3	369,9	408,1	425,2	469,7
давление, МПа	4,63	4,87	4,25	3,65	3,80	3,37
плотность, кг/м³	163,5	204,5	218,5	221,0	226,1	627,8
Теплота испарения при давлении 0,1 МПа, кДж/кг	570	490	427	352	394	341

там ВНИИГАЗа [31] предложить обобщенную зависимость средних потерь стабильного конденсата (C_{5+}) в пласте от потенциального содержания конденсата в газе начального состава (рис. 5.3). Однако этой зависимости не всегда соответствуют газоконденсатные смеси, в которых значительно содержание неуглеводородных компонентов и (или) фракции C_2-C_4, или, напротив, содержание последней ниже "среднего". На рис. 5.4 приведен полученный во ВНИИГАЗе [31] по экспериментальным данным график зависимости растворимости углеводородов C_{5+} в газе от содержания в смеси фракции C_2-C_4. Из этого графика следует, что давление начала конденсации смеси в большой степени зависит от содержания в смеси промежуточных углеводородов: чем их больше, тем при меньшем давлении начинается переход системы в двухфазное состояние. Таким образом, компоненты C_2, C_3, C_4 способствуют смещению равновесия в газоконденсатной смеси в сторону газовой фазы. Отсюда становится понятным механизм влияния промежуточных углеводородов на конденсатоотдачу пласта при прочих равных условиях. На рис. 5.5 приведена полученная по результатам экспериментов в сосудах PVT-соотношений [52] зависимость коэффициента извлечения конденсата (C_{5+}) от содержания $C_2 + C_3 + C_4$ в пластовой смеси исходного состава (по горизонтали отложено безразмерное отношение суммарного содержания промежуточных углеводородов к C_{5+}).

В процессе экспериментальных и аналитических исследований по проблеме повышения конденсатоотдачи пласта на завершающей стадии разработки ГКМ автором с сотрудниками были предложены способы воздействия на газоконденсатный пласт путем нагнетания газообразных агентов, обогащенных промежуточными углеводородами [49]. Сущность воздействия заключается в значительном смещении фазового равновесия в

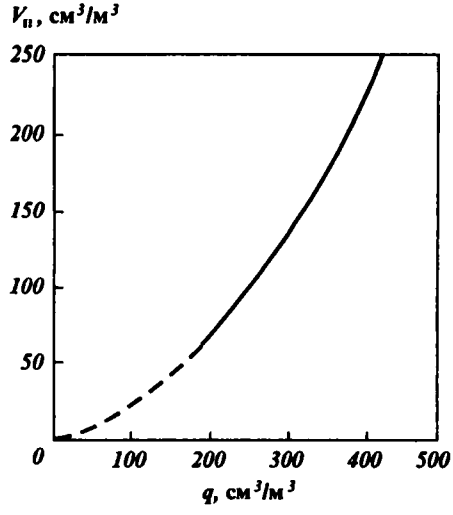


Рис. 5.3. Зависимость средних потерь $V_п$ стабильного конденсата от его потенциального содержания q при начальном пластовом давлении

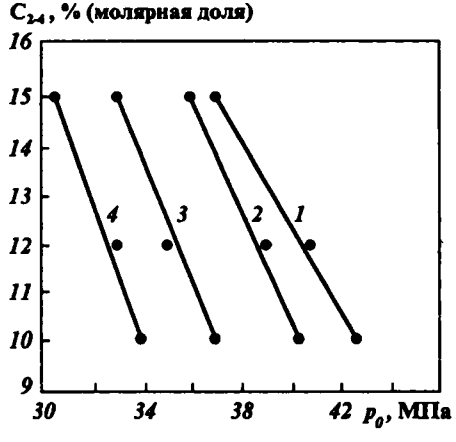


Рис. 5.4. Влияние содержания C_{2-4} на давление перехода системы в однофазное состояние при разном содержании фракции C_{5+}, см³/см³:
1 — 1000; *2* — 1200; *3* — 1600; *4* — 2180; p_0 — давление перехода системы в однофазное состояние

пластовой двухфазной системе в сторону жидкой фазы, что позволяет вовлечь в разработку запасы ретроградного углеводородного конденсата.

Дальнейшие исследования показали, что во многих случаях весьма технологичны методы воздействия на газоконденсатный пласт, основанные на принудительном смещении равновесия в сторону газовой фазы [5]. Эти методы позволяют как повышать на 10–20 % продуктивность добывающих скважин, так и извлекать не менее 10–15 % ретроградного углеводородного конденсата, относимого при обычной разработке месторождений на режиме истощения к неизвлекаемым потерям. Физическое и математическое моделирование свидетельствовало о возможности, с учетом роли промежуточных углеводородов в массообменных процессах, установления оптимальной области пластовых давлений в ходе отбора запасов углеводородов на режиме истощения, когда следует осуществлять нагнетание газообразного агента для более эффективного извлечения ретроградного конденсата путем его испарения.

Результаты этих исследований излагаются ниже.

При разработке ГКМ на режиме истощения и снижении пластового давления до области давлений максимальной конденсации пластовой смеси происходит закономерное облегчение продукции залежи с переходом, в основном высокомолекулярной части смеси, в жидкое состояние. В зависимости от начального состава и пластовой температуры смесь характеризуется большими или меньшими давлениями начала и максимальной конденсации. Чем легче средний состав смеси, тем позднее начинается конденсация и тем раньше система вступает в область максимальной конденсации. В соответствии с этим область нормального испарения жидкой фазы начинается при большем или меньшем давлении в истощаемой залежи. Это подтверждается результатами аналитических исследований фазового поведения газоконденсатной смеси типа пластовой смеси Уренгойского (валанжин) ГКМ (табл. 5.2). Расчеты показали, что при уменьшении в 1,5 раза или таком же увеличении начального содержания фракции C_2-C_4 происходит соответствующее изменение фазового поведения смеси (рис. 5.6). Если в исходной смеси при содержании C_{5+} около 280 г/м^3 и C_2-C_4 около 198 г/м^3 (12,21 % (молярная доля)) давление начала конденсации составляет 28,6 МПа, то при полуторакратном уменьшении содержания промежуточных углеводородов (и неизменном содержании C_{5+}) давление начала конденсации смеси возрастает до 30,8 МПа, а при полуторакратном увеличении C_2-C_4 снижается до 26 МПа. Экспериментальные исследования показали, что промежуточные углеводороды могут понижать давление начала перехода смеси в двухфазное состояние даже при одновременном увеличении в смеси тяжелых углеводородов (рис. 5.7).

Таким образом, промежуточные углеводороды: этан, пропан, бутаны – играют важную роль в межфазных массообменных процессах при разработке газоконденсатных месторождений без поддержания пластового давления. Чем ниже содержание C_2-C_4 в системе, тем раньше, т.е. при большем давлении, система начинает разделяться на жидкую и газовую фазы и тем большая часть высокомолекулярных компонентов (C_{5+}) переходит в неподвижное жидкое состояние уже при высоких пластовых давлениях, ненамного меньших начального. Пластовые потери конденсата (C_{5+}) возрастают при "недостаточном" содержании в смеси фракции C_2-C_4 пропорционально площади между кривыми "менее благоприятной" и "более благоприятной" по количеству C_2-C_4 газоконденсатных смесей (см.

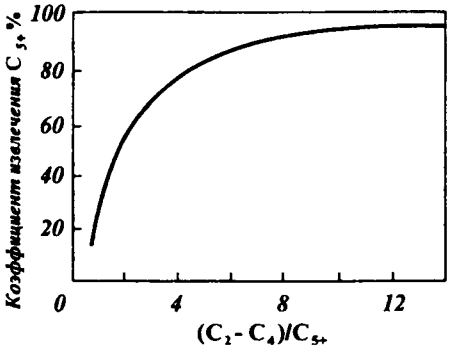


Рис. 5.5. Зависимость коэффициента извлечения стабильного конденсата (C_{5+}) при снижении давления до 0,1 МПа от относительного содержания этан-пропан-бутановой фракции в пластовой смеси начального состава (по группе газоконденсатных месторождений Краснодарского края)

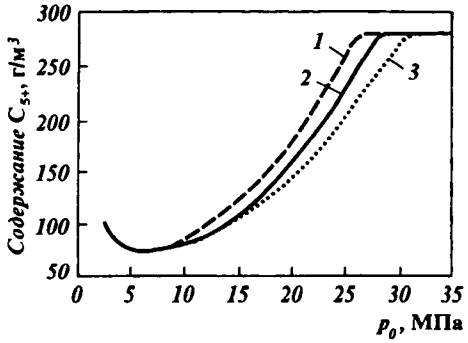


Рис. 5.6. Влияние содержания фракции C_2-C_4 на давление начала конденсации смеси углеводородов типа натурной газоконденсатной смеси Уренгойского (валанжин) месторождения; $C_{5+нач}$ = 5,27 % (молярная доля), T = 84 °С.
Содержание C_{2-4}, %: *1* — 18,3, *2* — 12,2, *3* — 8,1

рис. 5.6, 5.7). По данным предпроектных исследований текущая и конечная конденсатоотдача пласта при разработке на истощение оценивается специалистами как недостаточно высокая. Анализ влияния начального содержания фракции C_2-C_4 на конденсатоотдачу конкретного месторождения может явиться основанием для того, чтобы предложить проект разработки, в котором корректируются неблагоприятные последствия недостаточного содержания C_2-C_4 путем реализации метода воздействия на пласт. Очевидно, воздействие на пласт должно существенно уменьшить пластовые потери конденсата, но, в отличие от обычного сайклинг-процесса, быть достаточно эффективным при относительно невысоких пластовых давлениях. Изложенные выше результаты исследований являются основой для разработки соответствующих методов воздействия на газоконденсатный пласт, обеспечивающих повышение его углеводородоотдачи.

Таблица 5.2

Состав, % (молярная доля), и основные параметры модельной уренгойской (валанжин) газоконденсатной системы при давлении 35 МПа и температуре 84 °С

Углеводороды, параметры	Значение параметра	Углеводороды, параметры	Значение параметра
Метан	82,508	Нонан	0,315
Этан	7,548	Декан	0,517
Пропан	3,334	Додекан	0,400
Изобутан	0,631	Гептадекан	0,511
н-Бутан	0,701	Сумма углеводородов	100,00
Пентан	0,226	Пентан плюс высшие	5,278
Гексан	1,005	Молекулярная масса C_{5+}, г/моль	121
Гептан	2,304	Конденсатогазовый фактор, г/м³	280
		Давление начала конденсации, МПа	28,6

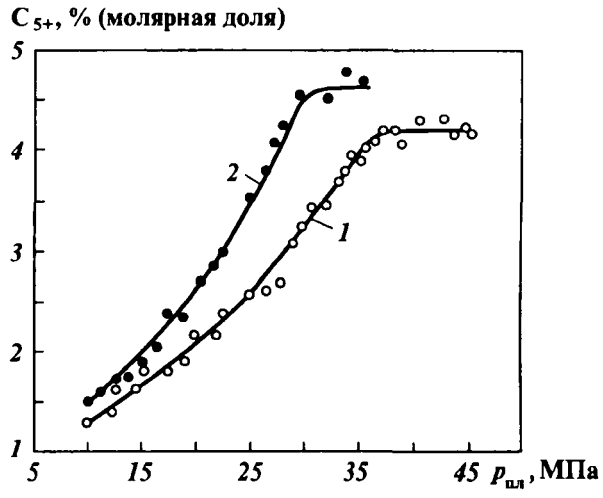


Рис. 5.7. Влияние присутствия промежуточных углеводородов на давление начала конденсации газоконденсатной смеси:
1 – смесь с содержанием C_{5+} = = 4,23 % (молярная доля), не содержащая фракции C_2-C_4; *2* – смесь с содержанием C_{5+} = = 4,62 %, содержащая 12,21 % фракции C_2-C_4

Так, автор с сотрудниками получили патент на следующий способ разработки газоконденсатного месторождения [17].

После ввода месторождения в эксплуатацию из продуктивного пласта отбирают углеводородную смесь в режиме истощения до давления максимальной конденсации фракции C_2-C_4 пластовой смеси. Затем продолжают разработку с частичным поддержанием давления путем нагнетания в пласт сухого углеводородного газа. В том случае, если начальное содержание C_2-C_4 в пластовой смеси меньше двухкратного содержания C_{5+}, перед закачкой сухого углеводородного газа создают в пласте оторочку, представляющую собой насыщенный этан-пропан-бутановой фракцией углеводородный газ. Объем оторочки должен быть не менее 15 % порового объема пласта или его части, в пределах которой осуществляется воздействие. Перед началом испытаний выполнили анализ результатов проведенных ранее экспериментов, в которых изучалось влияние начального состава пластового газа газоконденсатного месторождения на коэффициент извлечения конденсата при разработке месторождения.

Было изучено влияние содержания фракции C_2-C_4 в пластовом газе на процесс фазового перехода при разработке пласта на режиме истощения. Установлено, что при изменении начального содержания C_2-C_4 в модельной газоконденсатной смеси типа пластовой смеси Уренгойского (валанжинские отложения) месторождения давление начала конденсации пластового газа и текущее содержание конденсата (C_{5+}) в добываемом газе также изменяются пропорционально содержанию C_2-C_4 (см. рис. 5.6). Отсюда следует, что путем нагнетания в пласт в процессе его разработки смеси сухого газа с фракцией C_2-C_4, концентрация которой в этой смеси превышает концентрацию C_2-C_4 в пластовом газе, можно увеличить текущую и конечную конденсатоотдачу пласта. Была получена зависимость коэффициента извлечения конденсата к моменту снижения давления до давления 1,5 МПа от отношения содержания фракции C_2-C_4 к содержанию фракции C_{5+} в пластовом газе, аналогичная приведенной на рис. 5.5. Согласно этой зависимости, по мере увеличения отношения $(C_2-C_4)/C_{5+}$ коэффициент извлечения конденсата возрастает, причем особенно резко

до значений отношения, равных 2—3. Если начальное содержание фракции C_2-C_4 меньше двукратного содержания C_{5+}, целесообразно перед нагнетанием сухого углеводородного газа создать в пласте оторочку из смеси сухого газа и фракции C_2-C_4, причем содержание C_2-C_4 в этой смеси должно быть выше, чем в равновесной пластовой фазе при термобарических условиях истощенного к моменту начала воздействия пласта. Количество закачиваемой смеси сухого газа и C_2-C_4 должно соответствовать объему не менее чем 15 % объема пор пласта или его части, где будет осуществляться воздействие на пласт. Это следует из данных, полученных автором в ходе экспериментального обоснования объема оторочки растворителя при вытеснении пластовых углеводородов из неоднородного пласта, каковыми являются практически все вмещающие газоконденсатные залежи-коллекторы. Таким образом, при воздействии на пласт конденсатоотдача оказывается выше, чем при истощении, во-первых, из-за вытеснения пластовой газовой фазы с растворенным в ней конденсатом и, во-вторых, из-за испарения части выпавшего конденсата, составляющего обычно неизвлекаемые потери.

В качестве примера реализации предложенного способа воздействия на пласт были выполнены эксперименты по физическому моделированию процесса разработки на режиме истощения газоконденсатного месторождения, начальное содержание фракции C_2-C_4 в пластовом газе которого составляет 8,1 %, а фракции C_{5+} — 5,28 %, т.е. отношение $(C_2-C_4)/C_{5+} = 1{,}5 < 2$.

Модель газоконденсатного месторождения (пласта) представляла собой цилиндрическую трубу с внутренним диаметром 30 мм, длиной 1000 мм, заполненную утрамбованной широкой фракцией кварцевого песка. Пористость модели составляла 29 %, проницаемость $64 \cdot 10^{-15}$ м^2. Поровое пространство модели сначала заполняли метаном, создавали в модели давление около 35 МПа и нагревали ее до 84 °С. Затем при этих термобарических условиях замещали метан на смесь алканов от метана (C_1) до гептадекана (C_{17}). По своим термодинамическим и физико-химическим параметрам смесь была близка к натурным газоконденсатным смесям: давление начала конденсации 30,8 МПа (при температуре 84 °С), начальный конденсатогазовый фактор 280 г/м^3.

Первым из трех экспериментов моделировалась разработка ГКМ на режиме истощения до конечного давления 1,5 МПа. Динамика состава продукции и материального баланса добываемых углеводородов контролировалась с помощью комплекса приборов, включавших образцовые манометры, хроматограф, газовый счетчик и некоторые другие устройства. Отбор продукции модели осуществляли с темпом, обеспечивающим равновесный межфазный массообмен. К концу истощения из модели было отобрано 23 % пентанов плюс вышекипящих.

Второй эксперимент отличался от первого тем, что процесс истощения до давления максимальной конденсации фракции C_2-C_4, равного 16 МПа, вели без поддержания давления, а затем с частичным поддержанием давления путем закачки сухого углеводородного газа, пока пластовое давление не понизилось до 1,5 МПа. К концу эксперимента из модели было отобрано 24,5 % пентанов плюс вышекипящих.

Третий эксперимент отличался от второго тем, что после истощения модели до давления, равного давлению максимальной конденсации фракции C_2-C_4, процесс осуществляли с закачкой смеси, содержащей метан и

12,2 % фракции C_2-C_4, пока в модели пласта не была создана оторочка из этой смеси объемом 15 % объема пор модели. Затем продолжили процесс истощения с частичным поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа.

К концу эксперимента коэффициент извлечения фракции пентаны плюс вышекипящие составил 30,5 %.

Таким образом, эксперименты показали, что разработка газоконденсатного месторождения на режиме истощения до давления максимальной конденсации C_2-C_4 с дальнейшим частичным поддержанием давления путем закачки сухого углеводородного газа позволяет повысить конденсатоотдачу пласта по сравнению с разработкой без воздействия. Кроме того, показано, что в случае, когда начальное содержание C_2-C_4 в пластовой смеси меньше двукратного содержания C_{5+}, создание оторочки из смеси углеводородного газа и фракции C_2-C_4 объемом не менее 15 % объема пор зоны воздействия позволяет обеспечить дополнительное увеличение углеводородоотдачи пласта.

Описанный способ, как было указано, предполагает реализацию на объектах типа валанжинских отложений Уренгойского месторождения и позволяет существенно повысить конденсатоотдачу пласта.

5.2

Вытеснение выпавшего конденсата растворителем (эксперимент на Вуктыле)

Опытно-промышленный эксперимент по вытеснению выпавшего ретроградного конденсата углеводородным растворителем был осуществлен на Вуктыльском ГКМ согласно проекту, получившему название "Конденсат-1".

В проекте был обоснован выбор опытного участка на месторождении, имеющем сравнительно небольшие размеры и остаточные запасы углеводородов, что позволяло в короткие сроки получить промысловые результаты, необходимые для оценки эффективности воздействия и сопоставления с ранее выполненными лабораторными и теоретическими данными (см. раздел 2.1).

В качестве такого полигона был выбран участок залежи на северном куполе месторождения в районе УКПГ-1, ограниченный по периметру прямыми, соединяющими на структурной карте скв. 93, 91, 92, 106, 105, 104, 159. В центре участка располагались скв. 38 и 103, одна из которых (скв. 103) была выбрана как нагнетательная. Для оперативного контроля за процессом отбора из пласта вытесняемой углеводородной смеси вблизи центральной группы скважин были специально пробурены дополнительно две скважины (256 и 257). Контрольно-эксплуатационные скважины первого контура 38, 256 и 257 расположены от нагнетательной скв. 103 на расстояниях соответственно 225, 175 и 450 м (по подошве отложений московского возраста). Добывающие скважины второго контура (93, 91, 92 и др.) расположены от нагнетательной скважины на расстояниях в основном не менее 1 км.

Скв. 38 — искусственный забой 3281 м, эксплуатационная колонна 168 мм, интервалы перфорации 2920—2965, 3010—3040, 3060—3100, 3150—3200 м, общая перфорированная мощность разреза составляет 165 м. В скважину спущены насосно-компрессорные трубы диаметром 75,9 мм на глубину 3090,7 м. Скважина работает с 25.05.79, коэффициенты фильтрационного сопротивления после трех солянокислотных обработок (СКО) составили: $A = 0{,}6$ МПа^2 · сут/тыс. м^3, $B = 0{,}027 \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{сут}}{\text{тыс. м}^3}\right)^2$. За предшествующий период эксплуатации из скважины добыто 430,4 млн. м^3 газа и 40,0 тыс. т стабильного конденсата. По состоянию на 01.07.83 пластовое давление на скважине равнялось 10,2 МПа, а текущий дебит — 260 тыс. м^3/сут.

Скв. 103 — искусственный забой 3096,0 м, эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, интервалы перфорации — 2804—2818, 2853—2899, 2912—2931, 2953—2992, 3018—3090 м. Общая мощность перфорации составляет 190 м с прострелом 1140 отверстий. В июле 1970 г. в процессе освоения скважины оборваны 4" НКТ, которые были извлечены, за исключением 184 м. Глубина спуска насосно-компрессорных труб диаметром 100,3 мм составляет 2802 м. Скважина работает с 05.01.73, коэффициенты фильтрационного сопротивления после трех СКО по данным контрольных замеров составляли: $A = 8{,}39$ МПа^2 · сут/тыс. м^3, $B = 0$. За время эксплуатации скважины из нее добыто 2494,6 млн. м^3 газа и 383,2 тыс. т стабильного конденсата. По состоянию на 01.07.83 пластовое давление на скважине равнялось 10,3 МПа, а текущий дебит составлял 250 тыс. м^3/сут.

Водопроявления по скважинам не наблюдались. Конструкции скважин и их геолого-промысловая характеристика позволяли вести закачку в скв. 103 и контроль — на скв. 38.

Из вскрытого скважинами продуктивного разреза наиболее высокими емкостными и фильтрационными свойствами обладают III, IV и V пачки, в которых на долю поровых коллекторов (3-я группа, $m > 6$ %) приходится соответственно 52,1; 41,7; 42,4 % мощности пачек. Средние эффективные мощности поровых коллекторов для этих пачек соответственно равны 68,4; 48,1; 50,9 м.

Доминирующее количество газоотдающих интервалов (11) приходилось на III пачку. Они были зафиксированы в скв. 38 (один работающий интервал мощностью 45 м), в скв. 91 (два мощностью 41 м), в скв. 92 (один мощностью 49 м), в скв. 103 (два мощностью 11 м), в скв. 104 (три мощностью 79 м), в скв. 105 (один мощностью 80 м) и в скв. 106 (один мощностью 33 м). Все эти интервалы представлены коллекторами порового типа. На долю IV пачки приходилось семь газоотдающих интервалов: в скв. 38 (три мощностью 46 м), в скв. 103 (три мощностью 28,4 м), в скв. 105 (один мощностью 18 м). В V пачке газоотдающие интервалы по термометрии выявлены в скв. 92 (один мощностью 30 м), в скв. 105 (один мощностью 48 м), в скв. 159 (три мощностью 97 м). В основном эти интервалы характеризуются коллекторами порового типа, реже низкопоровыми ($m = 3—6$ %).

Текущая продуктивная характеристика скважин изменялась от свода к восточному крылу структуры. Так, сводовые скв. 104 и 105 имели соответственно рабочие дебиты 700 и 740 тыс. м^3/сут; скв. 106, 159, 103 и 38 (присводовые) имели рабочие дебиты 290, 200, 260 и 260 тыс. м^3/сут. Мало-

дебитными являлись крыльевые скв. 92 (рабочий дебит 160 тыс. м^3/сут) и скв. 93 (рабочий дебит 100 тыс. м^3/сут). Рабочий дебит газа самой восточной крыльевой скв. 91 равнялся 100 тыс. м^3/сут.

Такое изменение продуктивности скважин характерно для всей газоконденсатной залежи в целом и определяется ухудшением коллекторских свойств продуктивного разреза в сторону восточного крыла и периклинальных замыканий структуры.

По распределению текущего пластового давления в залежи (карта изобар составлена на 01.07.83) скважины участка имели следующие характеристики: в контуре изобар 10 и 11 МПа находились скв. 104, 105, 106, 38, 103; между изобарами 11 и 12,3 МПа — скв. 159, 92, 93, 91. Практически все скважины характеризовались близкими значениями пластового давления, среднее значение которого равнялось 10,3 МПа.

Исходя из распределения поровых коллекторов в продуктивном разрезе, газоотдающих интервалов, пластового давления, а также учитывая вскрытие скважинами на полную мощность I—IV литолого-коллекторских пачек, можно сделать вывод, что объектом закачки широкой фракции легких углеводородов могли быть III и IV пачки.

К маю 1987 г. на опытном участке был выполнен большой объем подготовительных работ. Геофизические исследования позволили определить коррелирующие газоотдающие интервалы для скв. 38, 103, 256, 257. Это два интервала в московских отложениях (от 2774 до 2899 м) и один интервал в протвинских отложениях (от 2924 до 3006 м). Объем пор опытного участка, ограниченного на структурной карте окружностью радиусом 285 м вокруг скв. 103 (среднее расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами), составляет около $1{,}5 \cdot 10^6$ м^3 (рис. 5.8). Оторочка растворителя

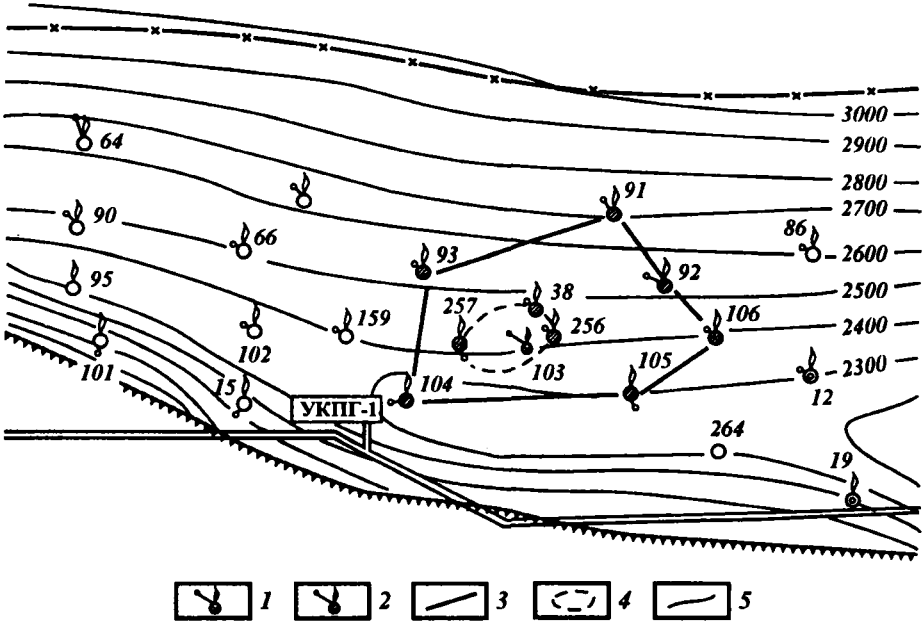


Рис. 5.8. План расположения скважин опытного участка.
Скважины: *1* — нагнетательная, *2* — контрольно-эксплуатационные; контуры опытного участка: *3* — внешний, *4* — внутренний, *5* — изогипсы по подошве кунгурского яруса

минимального размера, создание которой и последующее продавливание сухим газом позволили бы зафиксировать на добывающих скважинах физический эффект от воздействия, должна была составить 3–4 % газонасыщенного объема пор опытного участка. Для ее создания необходимо было подать в пласт около 25 тыс. т ШФЛУ.

Закачка ШФЛУ в нагнетательную скв. 103 была начата в мае 1987 г. и велась следующим образом (рис. 5.9).

ШФЛУ по первой нитке конденсатопровода Вуктыл–Ухта и межпромысловому метанолопроводу поступала с Сосногорского ГПЗ на УКПГ-1 в разделительные емкости первого блока, где отделялась от пачек газа, использовавшегося для поршневания ШФЛУ по трассе конденсатопровода. Из разделительных емкостей через узел замера ШФЛУ подавалась в шлейф скв. 103. Закачку вели с перерывами и закончили в январе 1988 г. Согласно программе работ, в скв. 103 всего было закачано 25,8 тыс. т ШФЛУ.

Подача отсепарированного газа для продвижения оторочки, начатая в марте 1988 г., осуществлялась с помощью компрессора 10 ГКН со средним темпом 160–180 тыс. м^3/сут. По состоянию на 01.07.89 было закачано около 45 млн. м^3 газа из 75 млн. м^3, предусмотренных программой эксперимента и составляющих в условиях пласта приблизительно один поровый объем опытного участка.

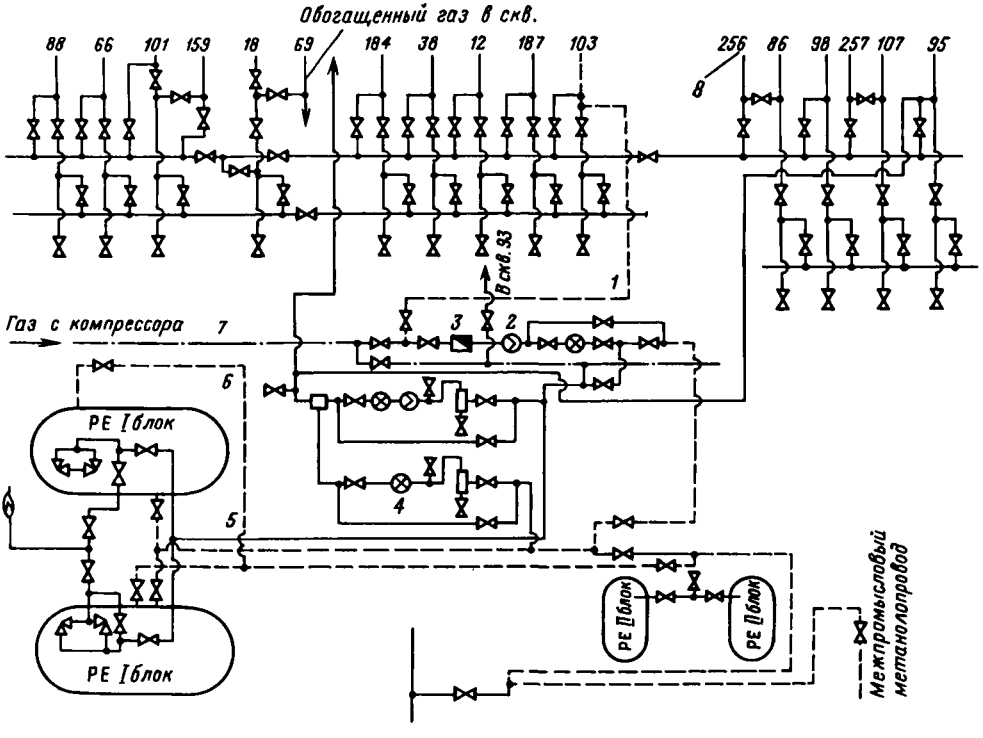


Рис. 5.9. Технологическая схема закачки ШФЛУ и газа сепарации на УКПГ-1:
1 – запорная арматура; *2* – замерная диафрагма; *3* – обратный клапан; *4* – расходомер "Турбоквант"; *5* – разделительная емкость; *6* – линия подачи ШФЛУ; *7* – линия подачи газа сепарации; *8* – номер технологической линии (скважины)

Геофизические исследования в процессе закачки ШФЛУ и газа показали, что профиль приемистости скважины по газу несколько отличается от приемистости по ШФЛУ: газ более интенсивно поступал в нижние интервалы (IV – V пачки), в то время как ШФЛУ в большей степени была поглощена вышележащими московскими отложениями (III пачка). В период закачки контролировали давление на головке нагнетательной скважины, на устье добывающих скважин, дебиты добывающих скважин по газу и конденсату, физико-химические свойства добываемого конденсата, содержание фракции $C_2 - C_4$ в продукции и другие необходимые параметры.

Начиная с декабря 1987 г., т.е. в период наиболее интенсивной закачки ШФЛУ, в продукции скв. 38 и 256, расположенных соответственно в 225 и 175 м от нагнетательной скв. 103, отмечается влияние воздействия на пласт.

Первое увеличение выхода конденсата в скв. 256 (от 43 г/м^3 исходного значения до 65 г/м^3), пик которого приходится на конец января 1988 г., сопровождалось повышением плотности, молекулярной массы, утяжелением фракционного состава. На связь этого процесса с закачкой ШФЛУ однозначно указывало повышение содержания пропан-бутановой фракции в добываемом газе.

Второй вал конденсата наблюдался с первых чисел апреля 1988 г., т.е. спустя две недели после начала закачки газа в скв. 103 для продвижения оторочки. В этот период, который продолжался до конца мая, повышение выхода конденсата было несколько меньшим (до 54 г/м^3), но конденсат поступал более тяжелым по своему составу. Суммарная молярная доля фракции $C_3 - C_4$ увеличивалась до 8,3 %. Аналогичные изменения наблюдались и в скв. 38.

В скв. 257, несмотря на волнообразный характер динамики выхода конденсата, в какой-то мере коррелирующий с изменениями на скв. 38 и 256, однозначной реакции на закачку ШФЛУ не наблюдалось.

Волнообразный характер изменения выхода конденсата объяснялся низкой продуктивностью этой скважины (периодическим накоплением и выбросом конденсата из призабойной зоны и ствола скважины). Отмечен факт самоглушения этой скважины.

По скважинам внешнего контура опытного участка (скв. 104, 105, 106, 92) изменений в составе продукции отмечено не было, поскольку объем закачанных агентов недостаточен по масштабам участка, определяемого "внешним" контуром. Кроме периферийной скв. 92, конденсат которой принял желтоватый оттенок, что, видимо, не было связано с закачкой ШФЛУ, остальные скважины имели состав пластового газа, соответствующий термобарическим условиям пласта.

На рис. 5.10 представлена динамика параметров продукции скв. 38 и 256 в процессе вытеснения пластовой смеси оторочкой ШФЛУ, проталкиваемой сухим газом (содержание конденсата (q), его плотность ($\rho_к$), содержание пропан-бутановой фракции ($\Sigma\ C_3 - C_4$), отношение содержания метана к содержанию этана (C_1/C_2), относительный объем закачанных агентов ($V_з/V_п$)).

По результатам эксперимента были сделаны следующие выводы.

Появление первых признаков ШФЛУ в области отбора отмечается уже после закачки 0,04 от величины порового объема зоны ($V_п$), т.е. прорыв растворителя произошел по наиболее проницаемому пропластку, причем с учетом опережающего продвижения по кратчайшим линиям тока его толщина составляет около 1 м.

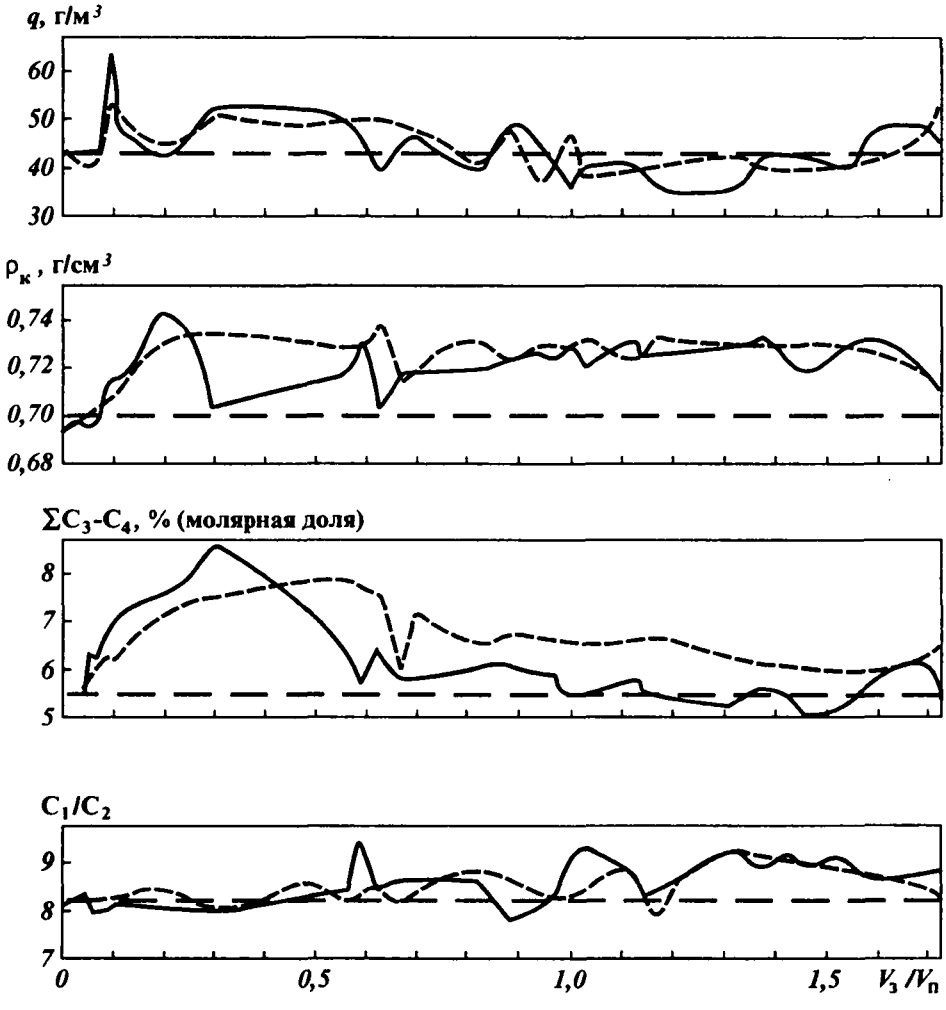


Рис. 5.10. Динамика основных параметров продукции скв. 256 (сплошная линия) и скв. 38 (пунктирная линия) как функция относительного объема закачанного агента

Подход смеси растворителя с вытесненным конденсатом из-за перерыва в закачке наблюдается в две стадии: первая — при закачке ШФЛУ в объеме $(0{,}08-0{,}1)V_п$, вторая — при последующей подаче газа в объеме $(0{,}3-0{,}6)V_п$. По всей видимости, полуторамесячный перерыв между окончанием закачки ШФЛУ и началом закачки газа в условиях продолжающегося отбора способствовал расформированию образовавшегося в пласте вала из смеси растворителя с конденсатом.

Очевидно, что при прокачке $0{,}6V_п$ флюида в некоторой части порового объема зоны процесс вытеснения в основном завершился, о чем свидетельствует достаточно резкий спад содержания конденсата и пропан-бутановых компонентов при одновременном увеличении метан-этанового соотношения, что характеризует подход фронта закачиваемого газа.

Для дальнейших рассуждений необходимо сделать предварительные замечания.

1. Опережающий прорыв газа происходил в верхней части московских отложений, что подтверждено глубинными измерениями в ходе специально организованной форсированной закачки.

2. Значение коэффициента Джоуля — Томсона (рассчитанного по высокоточной термометрии в скв. 256) показывало, что из интервалов, расположенных в верхней части московских отложений (I) и в башкирских отложениях (III), после прорыва газа наблюдалось поступление однофазной газовой смеси. Интервалы II и IV, напротив, характеризовались притоком двухфазной газожидкостной смеси, причем их относительный дебит существенно ниже, чем газоотдача из интервалов I и III.

3. Глубинными измерениями в нагнетательной скв. 103 через двое суток после прекращения форсированной закачки были установлены перетоки газа из интервалов II и IV в интервалы I и III, т.е. продвижение газа по интервалам II и IV затруднено находящейся в них жидкой фазой (ШФЛУ и конденсат).

Приведенные замечания свидетельствуют о том, что при прокачке $0{,}6V_{\text{п}}$ флюида процесс вытеснения произошел только по интервалам I и III, суммарный поровый объем которых в зоне воздействия близок к $0{,}6V_{\text{п}}$.

На момент закачки $0{,}6V_{\text{п}}$ флюида из скв. 256 и 38 дополнительно добыто 671 т конденсата и 4145 т пропан-бутановой фракции.

Отсюда минимальное значение коэффициента извлечения конденсата (при текущей плотности сырого конденсата в пластовых условиях 680 кг/м^2) составляет

$$\gamma_{\text{к}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{доб}}}{\sum Q_{\text{к}}^{\text{зап}}} = \frac{671}{5310} = 0{,}13.$$

С учетом того, что около 6 % от количества добытой пропан-бутановой фракции приходится на дополнительный конденсат, а в составе закачанного ШФЛУ содержалось в среднем 92 % этих компонентов и плотность ШФЛУ составила 553 кг/м^3, текущий коэффициент возврата растворителя

$$K_{\text{возвр}} = \frac{4145 \cdot 0{,}94}{7970 \cdot 0{,}553 \cdot 0{,}92} \approx 0{,}96.$$

Таким образом, воздействие на пласт растворителем проявилось как динамический процесс, наиболее четко наблюдавшийся при добыче продукции опытного полигона в периоды сначала интенсивного нагнетания ШФЛУ, а затем начала закачки продавливающего газа. Всего за эти два периода и в "смазанном" виде позднее было дополнительно извлечено из пласта около 1 тыс. т стабильного конденсата (C_{5+}). Суммарное дополнительное поступление пропан-бутановой фракции по добывающим скважинам 38 и 256 составило около 5 тыс. т.

5.3

Разработка газоконденсатной залежи с нагнетанием неравновесного газа

В разделе 2.5 были изложены научные основы метода разработки истощенного газоконденсатного месторождения путем нагнетания газа, сугубо неравновесного по отношению к двухфазной пластовой смеси.

Автор и его коллеги, опираясь на созданные научные основы, разработали технологию повышения углеводородоотдачи истощенного месторождения газоконденсатного типа.

В 1989 г. на заседании Центральной комиссии по разработке ОАО (тогда — Государственного газового концерна) "Газпром" было принято решение о проведении на Вуктыле широкомасштабных опытных работ с целью апробации предложенных ВНИИГАЗом методов повышения эффективности разработки истощенных газоконденсатных месторождений (проект "Конденсат-2").

5.3.1

Геолого-промысловая характеристика опытного участка

Для испытания в промысловых условиях технологии вытеснения пластовой смеси сухим газом при низких пластовых давлениях $p \le p_{мк}$ специалистами ВНИИГАЗа и предприятия "Севергазпром" при участии автора был выбран полигон в районе скважин 195—129 Вуктыльского НГКМ. Этот полигон занимает часть южного погружения (периклинали) северного купола в пределах площади, ограниченной скв. 7, 129, 130, 133, 254, 131/150, 128, 127, в центре которой располагаются скв. 158, 195, 151 (табл. 5.3). Площадь опытного участка на структурной основе (карте по кровле артинского яруса нижнепермских отложений) располагается между изогипсами минус 2100 м (скв. 129) и минус 2700 м (скв. 128) в присводовой части и на восточном крыле структуры. Породы здесь залегают под углом 24°, а гипсометрический перепад маркирующей поверхности составляет 600 м. В южном направлении поверхность погружается более плавно и на участке от скв. 129 до скв. 133 и 254 имеет угол наклона до 9°, гипсометрический перепад 400 м (рис. 5.11).

Толщина и стратиграфический объем продуктивного разреза, вскрытого скважинами в пределах опытного участка, контролируются гипсометрическим положением структурной поверхности продуктивных отложений и плоскостью газоводяного или газонефтяного контакта (ГВК, ГНК). На участке продуктивный разрез вскрыт от бобриковских до кунгурских отложений.

По литологическим и петрофизическим свойствам и характеру распределения коллекторов вскрытая газонасыщенная толща подразделяется на литолого-стратиграфические продуктивные горизонты, объединяющие от одной до нескольких стратиграфических единиц разреза. В пределах

Таблица 5.3

Геолого-промысловая и фильтрационно-емкостная характеристика скважин опытного участка

Номер скважины	Интервал перфорации фильтра, открытого ствола, м	Перфорированная толщина, м	Возраст пород	Параметры коллекторских свойств в интервале перфорации			Работающий интервал, м	Толщина работающего интервала, м	Параметры коллекторских свойств пород в работающих интервалах			Дата проведения ГИС	Дебит на 01.01.89, т·м³/сут
				$h_{эф}$, м	m, %	$k_{пр}$, 10^{-15} м²			$h_{эф}$, м	m, %	$k_{пр}$, 10^{-15} м²		
7	2916–3018 3022–3030 3052–3068 3124–3140 3168–3215	189	Тектоническое нарушение	88,8	–	–	2940–2948 2963–2970 3129–3142 3168–3197	57	35	–	–		312
127	2573–2900,5 (открытый ствол)	327,5	P_1as-C_1vn	–	–	–	–	–	–	–	–		331
128	3000–3040 3055–3065 3090–3190 3200–3230 3275–3282 3290–3320	217	P_1s-C_1pr	64,3	7,8	0,5	3089–3100 3218–3224	17	3,5	8,3	0,68	07–21.01.87	10
129	2505–2535 2580–2730 2780–2840 2840,6–2851	250,4	P_1as-C_1vn	81,4	10,0	1,8	–	–	–	–	–	–	564
133	2800–2898 2905–3001	194	C_2m-C_1pr	96,8	–	–	–	–	–	–	–	–	410
150	3108–3136 3144–3160 3280–3330	94	C_2b-C_1vn	69	9,5	1,36	–	–	–	–	–	–	206
151	2810–2930 3000–3040 3095–3175	240	C_2m-C_1vn	134,5	9,6	1,4	2846–2858 2872–2907 3000–3007	54	35,3	10,7	2,5	20–23.03.81	257
158	2800–2830 2850–2960 3030–3140 3314–3336	272	C_2m-C_2b	58,6	8,4	0,72	2800–2825 2850–2913 (3029–3100)*	88	33,4	8,5	0,78	02–03.12.83	218
195	2954–3071 3104–3200	213	C_2b-C_1min	66,1	9,5	1,35	–	–	–	–	–	24.03.82	26

* Незначительная газоотдача, в подсчет не включена.

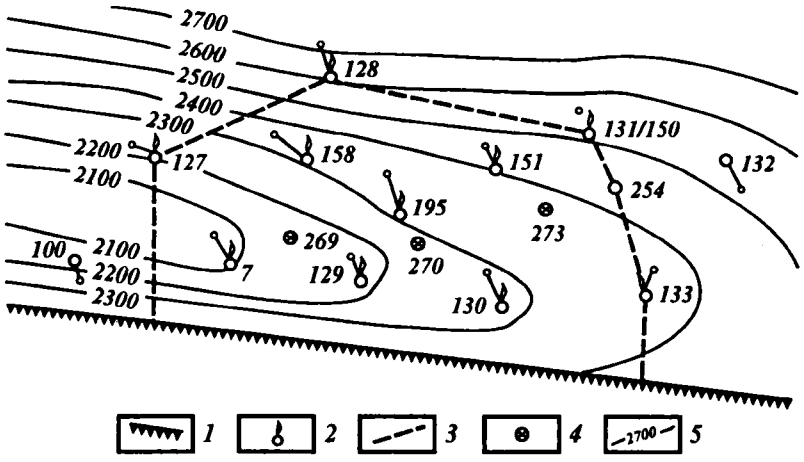


Рис. 5.11. Структурная карта опытного участка УКПГ-8:
1 — линия регионального надвига; *2* — эксплуатационные скважины; *3* — граница опытного участка; *4* — нагнетательные скважины; *5* — изогипсы подошвы кунгурского яруса нижней перми

рассматриваемого участка их вскрыто шесть. Эти горизонты по результатам исследований В.И. Сливкова, В.А. Лещенко, Н.А. Рулева имеют следующую литологическую характеристику.

Отложения артинского и сакмарского ярусов нижней перми (пачка I) средней толщиной 246 м представлены темно-серыми плотными, в разной степени окремненными и сильно перекристаллизованными разноглинистыми до мергелей и даже аргиллитов органогенно-обломочными и органогенными известняками, и только в верхней части — мергелями и аргиллитами. Книзу окремнение уменьшается, появляются слабая доломитизация и участками микрокавернозность. Все породы имеют хорошо развитую микротрещиноватость. Заметное увеличение густоты микротрещин наблюдается в сводовых частях структуры и на ее западном крыле. На долю трещинно-поровых коллекторов приходится 5 % толщины горизонта. Коллекторы залегают крайне неравномерно в виде тонких прослоев и линз. По данным геофизических исследований скважин (ГИС) почти весь разрез рассматриваемой толщи характеризуется крайне слабой расчлененностью и высокими сопротивлениями до 5000 Ом · м и выше.

Коллекторы продуктивной толщи относятся к сложным, имеют, как правило, вторичную пористость, по характеру пустотного пространства являются смешанными и имеют межзерновую, трещинную и каверновую пористость. Поровые и мелкокавернозные участки приурочены в основном к доломитам и доломитизированным известнякам.

В разрезе продуктивной толщи В.И. Сливковым, В.А. Лещенко, Н.А. Рулевым в соответствии с подходом А.А. Ханина установлены три группы коллекторов:

1-я группа — тонкопорово-микрокаверново-трещинные,
$m = 0{,}1-3$ %; $k = 10^{-19} - 9 \cdot 10^{-17}$ м^2;
2-я группа — порово-микрокаверново-трещинные,
$m = 3-6$ %; $k = 5 \cdot 10^{-19} - 8{,}5 \cdot 10^{-16}$ м^2;

3-я группа — трещинно-микрокавернозно-поровые, $m > 6$ %; $k = 1{,}1 \cdot 10^{-16} - 4{,}5 \cdot 10^{-12}$ м^2.

По данным разработки и профилям притока установлено, что основную емкость газоконденсатного резервуара залежи составляют коллекторы третьей группы ($m > 6$ %), т.е. трещинно-поровые. Поэтому для опытного участка характеристика емкостных и фильтрационных свойств коллекторов, особенности их распределения в продуктивном разрезе даются по 3-й группе ($m > 6$ %) коллекторов. Рассматриваются и приводятся ФЕС пород-коллекторов в стратиграфической последовательности снизу вверх от VI до II горизонта ($C_1bb - C_1mh - P_1a + C_3$). Продуктивный разрез в пределах участка под закачку газа начинается терригенными отложениями бобриковского горизонта нижнего карбона (пачка VI); максимальная вскрытая толщина их 197 м (скв. 254), из которых газонасыщенного коллектора лишь 6,4 м (скв. 195). В скв. 254 все эффективные толщины приходятся на нефтенасыщенную часть разреза. Пористость в продуктивной части составляет 5 %, проницаемость $1{,}2 \cdot 10^{-16}$ м^2. Разрез уплотнен.

Тульские и алексинские отложения относятся к плотным низкопоровым "неколлекторам" и рассматриваются как полуэкран для газовых скоплений в бобриковских песчаниках.

Разрез михайловских отложений вскрыт в скв. 151, 158, 195, 254 (254 — геофизическая скважина), эффективные газонасыщенные толщины выявлены в скважинах 151 и 158 (соответственно 13,9 и 23,2 м). В скважинах 195 и 254 эти отложения представлены плотными разностями пород. Пористость газонасыщенных пород составляет 9,1—9,7 %, проницаемость $(1{,}01-1{,}65) \cdot 10^{-15}$ м^2.

Однако материалы бокового каротажа (БК) указывают на неоднородность разреза за счет переслаивания тонких (1—3 м) пропластков различного сопротивления. Чисто артинские карбонаты газоотдающими являются только в скв. 2 (контрольно-наблюдательная), расположенной вне рассматриваемого участка, и в центральной, тяготеющей к западному крылу сводовой части северного купола. Кроме того, в ряде скважин, опробованных в разное время (4, 12, 26, 33, 34, 35, 29, 47, 142, 56, 57, 204, 207), испытанные в этой части разреза объекты оказались "сухими" или в лучшем случае были получены слабые признаки газонефте- и водонасыщения. Эти отложения ведут себя как низкопоровый "неколлектор", обладающий достаточно высоким остаточным водонасыщением, большим градиентом давления, тонкопоровым строением, отсутствием зависимости между пористостью, проницаемостью и остаточной водонасыщенностью. Продуктивность сакмарских отложений отдельно не установлена, они эксплуатируются совместно с ассельскими, всего лишь в четырех скважинах (3, 114, 144, 145), расположенных за пределами рассматриваемого участка.

Отложения ассельского яруса и верхнего карбона (пачка II) имеют среднюю толщину на участке 73,3 м. Состоят они преимущественно из темно-серых, серых и реже светло-серых плотных органогенных, органогенно-обломочных и органодетритовых, сильно перекристаллизованных известняков, в разной степени доломитизированных до доломитов, глинистых и окремненных. Породы макро- и микротрещиноватые, отмечается микрокавернозность. Трещинно-поровые коллекторы составляют 20,1 % толщины горизонта. Залегают они неравномерно тонкими (0,5—2 м) пропластками. Продуктивность этих отложений отмечается в скважинах, расположенных на западном крыле и тяготеющих к сводовой принадвиговой

зоне (скв. 3, 144, 154), где наиболее развита макро- и микротрещиноватость пород, за счет чего улучшаются их ФЕС. К востоку от свода породы тонкопоровые, плотные.

Отложения московского яруса среднего карбона (пачка III) средней толщиной 136 м на участке представляют собой чередование светло-серых органогенно-детритовых, в разной степени перекристаллизованных и доломитизированных известняков и вторичных доломитов с переходом одной породы в другую. По всему разрезу установлены микротрещиноватость, микрокавернозность, сутуры. Для нижней (подошвенной) части горизонта характерно наличие глинистых разностей карбонатных пород, которые являются "репером". По данным промысловой геофизики разрез слабо дифференцирован, кроме нижней части, менее уплотнен и характеризуется меньшими сопротивлениями ($\rho_к$ = 500 – 2000 Ом · м). Участкам, где преобладают доломиты, соответствует низкий фон гамма-активности. На долю поровых и трещинно-поровых коллекторов приходится 31,6 % толщины горизонта.

Стешевско-веневские карбонаты в пределах участка вскрыты шестью скважинами (7, 150, 151, 158, 195 и 254). Они характеризуются высокими значениями эффективных толщин от 49,4 м (скв. 150) до 85,6 м (скв. 7), пористостью от 7,5 до 10,5 % и проницаемостью $(0{,}45 - 2{,}3) \cdot 10^{-15}$ м^2. Максимальные эффективные толщины в контуре изопахиты 80 м развиты в центральной части участка. К востоку они уменьшаются до 30 м, на юге и севере участка – до 50 и 60 м. Трещинно-поровые коллекторы составляют 49,8 % толщины горизонта.

Башкирско-протвинский разрез вскрыт практически всеми скважинами (7, 128, 130, 133, 150, 151, 158, 195, 254). Максимальные эффективные толщины оконтуриваются изопахитой 40 м в районе скв. 7, 151, 133, 129. На восток и запад эффективные толщины изменяются соответственно до 20 м. Емкость этой толщины характеризуется пористостью от 6 до 9,9 %, фильтрационные свойства – проницаемостью $(0{,}14 - 1{,}9) \times \times 10^{-15}$ м^2. В целом башкирско-протвинские карбонаты более плотные, чем стешевско-веневские. Трещинно-поровые коллекторы в разрезе залегают в виде прослоев, линз, на долю которых приходится 23,7 % толщины горизонта.

Отложения московского яруса среднего карбона в пределах участка вскрыты всеми скважинами. Трещинно-поровые коллекторы развиты по всей площади. Наибольшие эффективные газонасыщенные толщины приурочены к скв. 7, 129 и 151. Максимальное значение эффективной толщины, равное 99,3 м, имеет скв. 151. Основной объем коллекторов приходится на сводовую центральную часть участка, которая оконтуривается изопахитой 80 м. На погружениях к границам участка эффективные толщины сокращаются до 60 – 50 м. На трещинно-поровые коллекторы ($m > 6$ %) приходится 55,7 % толщины горизонта. Пористость пород-коллекторов изменяется от 7,1 до 10,3 %, проницаемость $(0{,}3 - 2{,}3) \cdot 10^{-15}$ м^2. Основной объем коллекторов приурочен к средней части московских карбонатов, что позволяет рассматривать их как единый газогидродинамически связанный газоконденсатонасыщенный резервуар. С учетом высоких ФЕС и наличия значительных остаточных запасов газа и конденсата московские карбонаты являются основным объектом под закачку газа.

Нижнепермские отложения (в объеме ассельских, сакмарских, артинских), а также и верхнекаменноугольные в пределах участка представлены

плотными, глинистыми карбонатными породами, в основном с пористостью $m = 0{,}1-3$ %. Трещинно-поровые коллекторы по площади развиты в виде ограниченных полей, по разрезу это — отдельные тонкие прослои и линзы. Доля их составляет от 3 до 10 % толщины горизонтов. Так же, как тульские и алексинские отложения, толща нижнепермских — верхнекаменноугольных карбонатов в целом относится к низкопоровым "неколлекторам", которые на процесс закачки газа отрицательного влияния не окажут.

Остановимся на особенностях флюидонасыщения продуктивного разреза и характере водопроявлений по информации, известной к началу проектирования технологической схемы эксплуатации опытного участка. В разрезе Вуктыльского месторождения относительно однородные (трещинно-поровые) коллекторы, как правило, залегают в виде довольно тонких пластов, разделенных низкопористыми и непоровыми коллекторами, но в сумме составляющих значительные толщины. Породы-коллекторы независимо от гипсометрии и стратиграфического положения имеют сложное строение и характеризуются резкой неоднородностью по ФЕС, что, в свою очередь, в процессе разработки оказывает влияние на характер насыщения пластовыми флюидами продуктивной толщи залежи.

В 1981 г. по данным ГИС с учетом результатов опробования скважин было установлено наличие в приконтактной части залежи зоны трехфлюидного насыщения, которая была названа "переходной зоной". Эта зона находится между чисто газонасыщенной и чисто водонасыщенной частями разреза. В скважинах, вскрывших нефтяную оторочку, она насыщена нефтью, в остальных — имеет смешанное газонефтеконденсатоводяное насыщение.

Особенностью "переходной зоны" является ее перемещение (в процессе разработки) по разрезу из области повышенного давления (приконтактной) в зону с низким градиентом давления (к своду). Миграция "переходной зоны" обусловливается как условиями эксплуатации, так и степенью активности внедрения пластовых вод в залежь. В целом все это приводит к расформированию нефтяных оторочек и увеличению толщины "переходной зоны" за счет продвижения ее границы не только в пластах с пористостью более 6 %, но и за счет пропитки жидкими пластовыми флюидами низкопористых коллекторов.

Для рассматриваемого участка границы "переходной зоны" определены в интервале отметок минус 3207 — минус 3270 м, что дает толщину зоны в 63 м. Выше этой зоны характер текущей насыщенности продуктивного разреза пластовыми флюидами определялся по данным бокового и радиоактивного каротажа (БК, ГК + НГК). Насыщение продуктивного разреза газообразными и жидкими УВ опытного участка изменяется от контура продуктивности к своду залежи. Так, в бобриковских песчаниках в скв. 254 и 195 насыщение изменяется от чисто газового (газонасыщенность $\alpha_г > 70$ %, конденсат растворен в газе) до газоконденсатного ($\alpha_г = 60-70$ %, конденсат находится в рассеянном капельно-жидком состоянии), газожидкостного ($\alpha_г < 60$ %, смешанное насыщение, конденсат + нефть в жидкой фазе и газ) и до насыщения разреза пластовой водой. Преобладают газоконденсатный и газожидкостный типы насыщения, на долю которых приходится 72—86 % эффективной толщины горизонта. Чисто газовое насыщение составляет 14—28 %.

Михайловский разрез на участке имеет чисто газовое или газоконден-

сатное насыщение. На чисто газовый тип насыщения приходится 57—61 % эффективной толщины горизонта, на газоконденсатный 39—43 %.

В стешевско-веневских карбонатах эти отложения имеют сложное распределение насыщенности. Здесь чисто газовое насыщение изменяется в пределах от 14 до 10 % эффективной толщины, газоконденсатонасыщенность от 14,4 до 70,2 % и на газожидкостное насыщение приходится 15—28,6 % эффективной толщины горизонта.

Башкирско-протвинские отложения вскрыты всеми скважинами рассматриваемого участка. Они характеризуются смешанным насыщением. Большую часть (60 %) составляет газоконденсатное и газожидкостное насыщение, которое охватывает от 35 до 100 % эффективного разреза, на чисто газовое насыщение приходится меньшая часть (40 %) толщины коллектора.

Разрез московских отложений имеет сложное смешанное насыщение — от газожидкостного, газоконденсатного до чисто газового, значения их соответственно составляют 43—47,6; 5,3—56 и 11—100 % эффективной толщины горизонта.

Нижнепермский (артинский-ассельский) и верхнекаменноугольный разрез в пределах участка имеет как чисто газовое, так и газоконденсатное и газожидкостное насыщение. Интервалы флюидонасыщенных коллекторов прослеживаются редкими тонкими прослоями. Доля их в эффективной толщине горизонта составляет 77—100; 56; 22,2—43,3 %.

Рассматриваемая продуктивная толща в пределах опытного участка от башкирско-протвинских отложений до кровли залежи (подошва кунгурских отложений) имеет в основном газовый и газоконденсатный характер насыщения.

Характер и интенсивность водопроявлений в залежи определяются положением скважин на структуре, расстоянием работающих объектов до ГВК, выходом на его уровень верхневизейско-московской проницаемой толщи, наличием микро- и макротрещиноватости и условиями эксплуатации скважин (форсированный режим).

С 1985 по 1989 г. основной очаг обводнения скважин сформировался от скв. 26 до скв. 188, далее по восточному пологому крылу, а также на запад от скв. 188 за счет вовлечения в него скв. 7, 129 и 133. На восточном крыле пластовые воды распространились по восстанию пластов до скв. 90. Локальный очаг поступления минерализованной воды сформировался в принадвиговой зоне в районе скв. 101. Таким образом, по залежи со стороны восточного крыла сформировалась обширная зона селективного обводнения по верхневизейско-московским карбонатам. По гипсометрии вода появляется на все более высоких отметках и к настоящему времени она обнаруживается уже на 300 м выше ГВК (отметка начального ГВК минус 3350 м, скв. 104, 151, 105, 128, 129, 130), что говорит о быстрых темпах продвижения воды в последний период.

В ряде скважин — 62, 83, 152, 163, 167, 170, 179, 186, 192 и 195, рабочий интервал которых расположен выше ГВК, получены притоки пластовых вод при испытании. Это свидетельствует об обводнении значительной части продуктивной толщи не только непосредственно на участках работающих скважин, но и на пространстве между ними. В пределах рассматриваемого участка уровень водопроявлений в скважинах определяется гипсометрическим положением верхней границы "переходной зоны", которая здесь находится на средней отметке минус 3207 м.

В процессе эксплуатации залежи в скважины поступают воды трех генетических типов, что свойственно и опытному участку:

пластовые воды, представленные главным образом подошвенными;

конденсатогенные воды (техногенные конденсационные);

технические жидкости (продукты СКО).

В большинстве случаев попутные воды представлены сложными смесями указанных типов.

Так, наличие чисто конденсационных вод зафиксировано в продукции скв. 66, 90, 15 и 104, конденсационные и пластовые имеют место в скв. 18, 84, 91, 92, 101, 105, 159, 257, с регулярным выносом минерализованных вод работают скв. 128, 129, 131, 150, 151, 158, 195.

Интенсивность водопритоков изменяется от 1 $м^3$/сут до 10 $м^3$/сут и более.

С выносом жидкости до 1 $м^3$/сут работает скв. 158, с дебитом 2 – 4 $м^3$/сут – скв. 84, 92, 129, до 10 $м^3$/сут – 38, 128. В совместно работающих скв. 91 и 98 дебит жидкости составляет 12 $м^3$/сут.

Оценка текущих запасов газа и конденсата участка по состоянию на 01.01.89 в условиях взаимодействия со всей залежью была проведена объемным методом.

Исходные данные для расчета находились следующим образом.

Площади участков были определены по карте масштаба 1 : 25 000 в границах контура продуктивности и по забоям скв. 127, 128, 131/150, 254, 133.

Параметр $k_п \cdot h_{эф}$ (произведение коэффициента пористости в долях на эффективную толщину) для стратиграфических горизонтов находился как среднеарифметический из средневзвешенных по скважинам. Текущие давления по горизонтам приняты на основании имеющихся глубинных замеров путем пересчета на соответствующие абсолютные отметки.

Текущий коэффициент газонасыщенности $K_г$ принят по материалам ГИС как среднеарифметическая величина по трем скважинам.

Для пачек III, IV, V текущие $K_г$ отличаются от начальных незначительно. Для пачки VI (михайловский горизонт) и бобриковской залежи газонасыщенность в настоящее время снизилась.

Коэффициенты сверхсжимаемости, перевода пластового газа в "сухой", усадки выпавшего в пласте конденсата, текущее содержание C_{5+}, в добываемом газе, изменение порового пространства за счет выпавшего "сырого" конденсата находились по зависимостям, полученным по данным экспериментальных и промысловых исследований газоконденсатной характеристики.

Величины подсчетных параметров и результаты оценки запасов участка приведены в табл. 5.4.

Результаты физического и математического моделирования процесса воздействия на истощенный газоконденсатный пласт неравновесным сухим газом, изложенные в предыдущих главах, свидетельствуют о том, что нагнетание сухого газа в натурный пласт позволит существенно повысить эффективность доразработки остаточных запасов Вуктыльского месторождения. Однако на стадии проектирования невозможно учесть все особенности процесса в условиях натурного пласта, характеризующегося большими эффективными толщинами, сильной неоднородностью и трещиноватостью пород-коллекторов. Поэтому целесообразно провести опытно-промышленные испытания предлагаемых методов повышения извлечения

Таблица 5.4

Текущие запасы газа и конденсата опытного участка

Пачка	Площадь, 10^3 м^2	$k_п \cdot h_{эф}$, м	Поровый объем, 10^3 м^3	Текущие параметры					Запасы в газовой фазе			Объем выпавшего конденсата, 10^3 м^3	Объемный коэффициент усадки
				$K_г$	газонасыщенный объем, 1000 м^3	давление, МПа	температура, К	z	газа пластового, 10^6·м^3	в том числе			
										газа "сухого", 10^6 м^3	$C_{5+в}$, т		
III C_2m	5637,5	6,835	38532,3125	0,8	30825,85	5,2	324	0,898	1562,655	1461,791	58471,65	3452,5	0,802
IV C_2b + + C_1pr	5562,5	2,245	12487,8125	0,65	8117,078	5,27	326	0,900	413,541	386,848	15473,93	913,2	0,798
V C_1sr + vn	4918,75	5,795	28504,1563	0,81	23088,367	5,32	329	0,902	1173,997	1098,22	43928,8	2609,0	0,788
VI C_1mh	3662,5	1,758	6438,675	0,5	3219,3375	5,36	330	0,901	164,508	153,89	6155,59	364,4	0,782
Всего:			85962,9563		65250,6325				3314,701	3100,749	124029,97	7339,1	

Таблица 5.5

Параметры и запасы газа и конденсата по объектам участка

Район скважин	Пачка	Площадь, 10^3 м^2	$k_п \cdot h_{эф}$, м	Поровый объем, 10^3 м^3	Текущие параметры					Текущие запасы в газовой фазе			Объем выпавшего конденсата, 10^3 м^3	Объемный коэффициент усадки
					$K_г$	газонасыщенный объем, 10^3 м^3	давление, МПа	температура, К	z	газа пластового, 10^6 м^3	в том числе			
											газа "сухого", 10^6 м^3	$C_{5+в}$, т		
151, 195	III C_2m	887,5	7,445	6607,4375	0,8	5285,95	5,2	324	0,898	267,961	250,665	10026,59	592,03	0,802
	IV C_2b + + C_1pr	887,5	2,546	2259,585	0,65	1468,724	5,27	326	0,9	74,827	69,997	2799,89	165,23	0,798
158-Проектные	V C_1sr + vn	887,5	6,47	5742,125	0,81	4651,121	5,32	329	0,902	236,5	221,235	8849,4	525,58	0,788
	VI C_1mh	687,5	1,758	1208,625	0,5	604,313	5,36	330	0,901	30,88	28,887	1155,49	68,41	0,782
	Всего:			15817,763		12010,108				610,168	570,784	22831,37	1351,25	
7, 129, 130, 133 Проектные	III C_2m	1262,5	7,431	9381,6375	0,8	7505,31	5,2	324	0,898	308,467	355,909	14236,36	840,6	0,802
	IV C_2b + + C_1pr	1262,5	2,794	3527,425	0,65	2292,826	5,27	326	0,9	116,813	109,273	4370,91	257,9	0,798
	V C_1sr + vn	1262,5	6,47	8168,375	0,81	6616,384	5,32	329	0,902	336,43	314,715	12588,58	747,7	0,788
	VI C_1mh	875	1,758	1538,25	0,5	769,125	5,36	330	0,901	39,302	36,765	1470,62	87,1	0,782
	Всего:			22615,69		17183,645				873,011	816,662	32666,47	1933,3	

выпавшего в пласте конденсата на ограниченном объекте в пределах рассмотренного участка.

Выбор объектов и обоснование бурения новых скважин. В пределах участка по согласованию с предприятием "Севергазпром" закачку тюменского газа было рекомендовано проводить в скв. 158, 195, 151. Реагирующими будут скв. 7, 129, 130 и 133 (см. рис. 5.11). При такой схеме закачки воздействие практически будет на весь продуктивный разрез по его толщине. Объем порового пространства между нагнетательными и реагирующими скважинами достаточно велик (табл. 5.5) и при ограниченной приемистости нагнетательных скважин сроки опытно-промышленных работ сильно затянутся. Для их сокращения было предложено к западу от скв. 158, 195 и 151 пробурить три эксплуатационные скважины на расстоянии соответственно 600, 700 и 840 м по забоям на московские отложения. При закачке тюменского газа в скв. 158, 195, 151 из новых и реагирующих скважин должен осуществляться отбор пластового флюида.

Как только состав добываемого из новых скважин газа будет близок к составу закачиваемого, новые скважины следует перевести под закачку газа. Таким образом будет осуществляться система последовательного линейного воздействия от восточного крыла к своду и далее к западному крылу в сторону меньших пластовых давлений.

Остановимся на эксплуатационной характеристике и техническом состоянии скважин опытного участка. Эксплуатационная характеристика скважин, расположенных в пределах участка, приведена в табл. 5.6. Все 11 скважин работают. Большинство скважин вступило в эксплуатацию до 1980 г.

Из 11 скважин эксплуатационную колонну диаметром 152 мм имеют восемь, 203 мм — две (скв. 129, 133) и 126 мм — одна (скв. 7). Скв. 133 имеет открытый ствол против продуктивных отложений, оборудована НКТ диаметром 112 мм и пакером, так же оборудована скв. 129. В остальных скважинах спущены НКТ диаметром 75,9 и 100,3 мм, а в скв. 128, 131, 158, 151 — НКТ переменного сечения. На забое скв. 131 находятся два геофизических груза, а в скв. 150 — оборванные НКТ (75,9 мм) — 246 м. На всех скважинах проводились работы по интенсификации притока от одного до пяти раз.

Суммарные отборы газа по скважинам данного участка в зависимости от продуктивности периода работы составляют от 0,5 до 7,1 млрд. $м^3$. Самые большие отборы приходятся на скв. 7, 127, 133. Текущие дебиты скважин составляют от 15 до 577 тыс. $м^3$/сут. Самый низкий дебит имеет скв. 128. Ухудшение продуктивности этой скважины связано с притоком пластовой воды и засорением призабойной зоны в процессе капитального ремонта; в настоящее время она работает на газлифте. Пять скважин (7, 127, 129, 130, 133) имеют дебиты свыше 300 тыс. $м^3$/сут, четыре (131, 150, 151, 158) — от 200 до 270 тыс. $м^3$/сут. Из этих скважин семь работают по НКТ и ЗТ.

Все перечисленные скважины имеют низкие коэффициенты фильтрационного сопротивления (A = 0,49 — 16,4 сут/тыс. $м^3$) и приурочены к сводовой и присводовой части структуры. Низкая продуктивность скв. 195, по-видимому, связана с поступлением жидкости как из нижележащих отложений, так и из отдельных прослоев вскрытого интервала.

Закачку тюменского газа было предусмотрено проводить в скв. 158, 195 и 151.

Таблица 5.6

Эксплуатационная характеристика скважин участка

Показатели	Номер скважины										
	7	127	128	129	130	131	150	158	151	195	133
Дата ввода в эксплуатацию	30.05.69	03.03.70	06.04.81	17.03.73	02.12.70	13.07.84	25.07.80	31.12.80	31.10.80	26.04.83	19.09.72
Конструкция:											
диаметр долота, см	19,0	21,6	21,6	26,9	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	26,9
диаметр эксплуатационной колонны, см	12,6	15,2	15,2	20,3	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	20,3
глубина спуска эксплуатационной колонны, м	3462,2	2573	3332,5	2840,6	2881	3409,6	3340	3314	3407	3450	2905
глубина искусственного забоя, м	3220	2900,5	3330	2851	2881,7	3392	3340,9	3336	3390	3260	3001
диаметр лифта, см	7,59	10,03	7,59* 6,2	11,2 7,59	7,59	7,59 6,2	7,59	10,03 7,59	10,03 7,59	7,59	11,2
длина лифта, м	2905	2588	2078 1069,3	2460 200	2711	367 2830	3045	698,2 2208,8	586,5 2420,5	3146	2763
Глубина середины вскрытого интервала, м	3066	2736	3160	2672	2790	3120	2996	2970	2992	3077	2900
Осложнения в стволах скважин	–	–	–	Пакер не герметичен	–	Оставлено 2 геофизических груза по 80 см	Голова оборванного НКТ диаметром 88,9 мм на глубине 3095 м	–	–	–	–
Число обработок для интенсификации притока (годы)	2 (1969–1977)	1 (1973)	5 (1974–1982)	3 (1974–1977)	1 (1976)	3 (1984)	5 (1984–1985)	3 (1980–1982)	3 (1980–1982)	3 (1983–1984)	–
Условия работы скважин	НКТ+ЗТ	НКТ+ЗТ	Газлифт	НКТ+ЗТ	НКТ+ЗТ	НКТ	НКТ+ЗТ	НКТ+ЗТ	НКТ+ЗТ	НКТ	НКТ

Продуктивная характеристика скважин: коэффициенты фильтрационного сопротивления											
A, $МПа^2 \cdot сут/тыс.\ м^3$	0,49	3,95	62,91	2,24	1,93	16,4	10,5	11,5	14,51	36,3	0,68
B $(МПа^2 \cdot сут/тыс.\ м^3)^{2**}$	0,00113	0,0025	0	0	0	0	0	0	0	0,00903	0
дебит газа по даным информационных отчетов, тыс. $м^3$/сут:											
декабрь 1987 г.	429	372	—	696	255	236	316	311	375	64	512
ноябрь 1988 г.	327	310	15,0	577	372	215	256	215	266	31	450
Суммарный отбор газа, млн. $м^3$	5135,19	6502,43	772,93	3766,4	3856,1	470,99	558,06	1055,25	1285,2	202,3	7101,33
Пластовое давление, МПа	4,9	5,5	5,3	4,9	5,5	5,5	5,0	4,3	5,1	4,9	4,5

* Двухступенчатая колонна, лифт, верхняя/нижняя ступени.

** Коэффициенты получены расчетным путем по контрольным замерам.

В случае бурения дополнительных скважин между нагнетательными и реагирующими (см. рис. 5.11) ожидалось, что их продуктивные характеристики будут на уровне характеристик скв. 158, 151. Учитывая, что работать они будут в режиме как добывающих, так и нагнетательных, в этих скважинах целесообразно иметь НКТ диаметром 75,9 мм со спуском до нижних дыр перфорации.

В связи с реализацией предложенной технологии в качестве нагнетательных скважин было решено использовать три вновь пробуренные скважины (269, 270, 273). Позднее под нагнетание использовали дополнительно скв. 128, серпуховские отложения в которой были обводнены. Таким образом, реальная схема закачки и отбора газа была изменена по сравнению с расчетным вариантом (см. раздел 2.5).

5.3.2

Схема подачи газа для площадного вытеснения углеводородов и подготовки продукции к транспорту

При поровом объеме 86 млн. $м^3$ опытный участок имел запасы конденсата в жидкой фазе 7,3 млн. $м^3$ и в газовой фазе 124 тыс. т (на 01.01.89).

Организация опытного участка на УКПГ-8 по извлечению выпавших в пласте углеводородов является одним из элементов создания ресурсосберегающей технологии на Вуктыльском ГКМ. Завершающим этапом является создание технологического комплекса, позволяющего не только в достаточной степени извлекать из газа углеводородные компоненты (C_{2+}), но и в дальнейшем производить их переработку. В связи с этим специалистами СеверНИПИгаза прорабатывался вопрос о целесообразности строительства установки низкотемпературной конденсации и адсорбции (НТКА), позволяющей практически полностью извлечь из добываемого газа фракцию C_{2+} и направить ее на СГПЗ.

В настоящее время отсутствует определенность в том, какой метод обработки газа будет в перспективе использован на Вуктыльском ГКМ, поэтому целесообразно в общих чертах охарактеризовать возможные альтернативные варианты.

Схема подготовки газа в целом на Вуктыльском ГКМ (по схеме ДКС – ДС – НТС) такова. Поступающая на УКПГ продукция скважин проходит предварительную подготовку, которая заключается в одноступенчатой сепарации; цель предварительной подготовки состоит в необходимости обеспечения раздельного транспорта газа и конденсата от УКПГ до ГС с минимальными потерями давления. Газ сепарации с УКПГ под собственным давлением подается по внутрипромысловому газопроводу на прием ДКС. Давление на приеме ДКС составит 0,6 МПа, давление сепарации на УКПГ определится гидравлическими потерями во внутрипромысловом газопроводе с учетом расстояния от УКПГ до ГС. Конденсат с УКПГ через емкость передавливания с помощью газа высокого давления (тюменского) периодически передавливается во внутрипромысловый конденсатопровод и далее в подпорные емкости насосной конденсата ГС месторождения.

На ДКС с помощью многоступенчатого сжатия в центробежных нагнетателях давление общего потока газа (в том числе и газа Западно-Соплесского ГКМ) повышается до 4,5 – 5,0 МПа. При этом давлении газ на холодильной станции (ХС) ГС месторождения охлаждается до температуры минус 10 °С. Технико-экономическое обоснование возможности охлаждения 9 млрд. $м^3$/г газа до минус 10 °С с помощью холодильных мощностей на ГС Вуктыльского месторождения выполнено сотрудниками СеверНИПИгаза и вошло в проект доразработки этого месторождения.

Охлажденный газ проходит на ГС низкотемпературную сепарацию с помощью существующего сепарационного оборудования. Подготовленный газ из низкотемпературных сепараторов направляется при давлении 4,4 – 4,9 МПа в магистральный газопровод Вуктыл – Ухта.

Отсепарированный в низкотемпературных сепараторах газовый конденсат направляется двумя потоками: на установку получения ШФЛУ и в подпорные емкости насосной конденсата. Из подпорных емкостей общий поток конденсата (в том числе и конденсата Западно-Соплесского ГКМ) насосом при давлении 4,5 – 5,0 МПа откачивается в магистральный конденсатопровод в качестве сырья для Сосногорского ГПЗ.

Схема подготовки газа на УКПГ и в целом на Вуктыльском ГКМ с вводом в эксплуатацию установки НТКА выглядит следующим образом. На УКПГ Вуктыльского ГКМ сохраняется схема предварительной подготовки продукции скважин методом одноступенчатой сепарации с подачей газа сепарации под собственным давлением во внутрипромысловый газопровод и далее на прием ДКС. Конденсат с УКПГ через емкость передавливания с помощью газа высокого давления (тюменского) передавливается во внутрипромысловый конденсатопровод и далее на установку НТКА.

Применение на ГС Вуктыльского ГКМ для окончательной подготовки газа (в том числе западно-соплесского, а в перспективе и усинского нефтяного) метода НТКА позволило провести глубокое извлечение этана, пропан-бутановой фракции и C_{5+} из газа в промысловых условиях и получить кондиционный газ для его дальнего транспорта по магистральному газопроводу.

На ГС Вуктыльского ГКМ в этом случае происходит соединение всех указанных газовых потоков, которые затем компримируются на ДКС с 0,6 до 5,0 МПа.

Компримированный газ обрабатывается на установке НТКА с деметанизацией всего добываемого нестабильного конденсата. Очищенный и осушенный газ с установки НТКА направляется в магистральный газопровод; один поток фракции C_{2+} отводится на установку получения ШФЛУ, второй поток идет к Сосногорскому ГПЗ.

Для контроля за закачкой агентов и отбором продукции при реализации технологических процессов воздействия на пласт в условиях Вуктыльского НГКМ предложены технологические схемы, подробно рассмотренные в проекте "Конденсат-2".

5.3.3

Система контроля за процессом

На этапе подготовки к внедрению технологической схемы эксплуатации опытного участка Вуктыльского ГКМ с закачкой в пласт сухого газа под руководством автора была разработана система контроля за процессом. Основные положения этой системы изложены в последующих разделах.

Параметры промыслового контроля за процессом воздействия на пласт

Система физико-химического анализа построена на использовании результатов хроматографии закачиваемого и извлекаемого из пласта газа. Поскольку при воздействии на залежь используется сухой (по содержанию углеводородов C_{2+}) газ, состоящий из метана с небольшим количеством азота, хроматографические данные дают возможность отслеживать динамику состава смеси с этим агентом пластового газа, содержащего существенно меньше метана, но почти на порядок больше азота. Кроме того, в нагнетаемом газе присутствует лишь небольшое количество компонентов C_{2+}, тогда как в пластовом газе их содержание значительно.

Для повышения чувствительности хроматографического контроля автор с сотрудниками предложили отслеживать тенденцию изменения в продукции скважин не только содержания отдельных компонентов, но и их отношений, причем таких, в которых соотносимые компоненты имеют разнонаправленную динамику. Например, содержание метана в продукции при подмешивании закачанного газа должно было возрастать в интервале от 78—79 до приблизительно 98 % (молярная доля), тогда как содержание остальных компонентов из фракции C_{2+}, а также азота должно было снижаться. Поэтому в качестве контрольных параметров-индикаторов были приняты также соотношения C_1/C_2, C_1/C_3, C_1/C_4, C_1/N_2, C_1/C_{2+}, C_1/C_{5+}, $C_1 \cdot$ *н*-$C_4/C_2 \cdot$ *изо*-C_4.

Последнее комплексное соотношение, как показали аналитические и экспериментальные исследования специалистов ВНИИГАЗа, полезно при длительном во времени контроле, когда через истощенный газоконденсатный пласт прокачиваются большие объемы газа. В этом случае оно имеет четкую динамику в сторону уменьшения.

При осуществлении физико-химического контроля важная роль отводится свойствам фракций C_{2+} и C_{5+} — плотности и молекулярной массе. Эти параметры особенно информативны в условиях, когда продуктивный пласт имеет большую толщину, а сложившееся за предшествующий период разработки пространственное распределение остаточных запасов фракций неравномерно по толщине и по площади пласта.

Перечень основных параметров физического и физико-химического контроля дан в табл. 5.7.

Дебит и приемистость скважин, а также пластовое и забойные давления определяют согласно инструкции по исследованию пластов и скважин.

Содержание в продукции компонентов — как углеводородных, так и неуглеводородных — определяется на основании газохроматографического анализа проб продукции. Конденсатогазовый фактор, молекулярную массу

Таблица 5.7

Основные физические и физико-химические параметры, используемые при контроле за разработкой опытных полигонов с воздействием на пласт

Параметры	Обозначение	Единица измерения
1. Дебиты добывающих скважин	$Q_д$	тыс. м^3/сут
2. Приемистость нагнетательных скважин	$Q_н$	тыс. м^3/сут
3. Индикаторы:		
содержание в продукции компонентов (C_i, N_2)	–	% (молярная доля)
соотношение компонентов C_1/C_2, C_1/C_3, C_1/C_4, C_1/C_{5+}, *изо*-C_4/*н*-C_4; C_1·*н*-C_4/C_2·*изо*-C_4, C_2/C_3, C_2/C_4, C_2/C_{5+}, C_3/C_4, C_3/C_{5+}, C_4/C_{5+}, C_1/N_2	–	–
4. Доля тюменского газа в продукции	α	–
5. Конденсатогазовый фактор продукции	КГФ	г/м^3
6. Молекулярная масса добываемого конденсата	μ	г/моль
7. Плотность добываемого конденсата	ρ	г/см^3
8. Пластовое давление	$p_{пл}$	МПа
9. Коэффициент охвата пласта закачанным тюменским газом	$\beta_{охв}$	–

и плотность стабильного конденсата находят, применяя стандартные промысловые и лабораторные методики.

Для определения доли тюменского газа в продукции добывающих скважин (α) и коэффициента охвата пласта закачанным тюменским газом ($\beta_{охв}$) специалистами ВНИИГАЗа и СеверНИПИгаза при участии автора были разработаны описанные ниже расчетные методики.

Доля α в продукции скважины обратно извлекаемого тюменского газа может быть определена по динамике содержания в продукции компонентов, которых в тюменском газе намного больше (метан) или, напротив, намного меньше (этан, азот и др.), чем в пластовой смеси. При этом расчетная формула для определения α в первом случае имеет вид:

$$\alpha_1 = [(C_1)_{прод} - (C_1)_{пл}]/[(C_1)_{тюм} - (C_1)_{пл}],$$

где $(C_1)_{прод}$ – содержание компонента (метана) в добываемой продукции; $(C_1)_{тюм}$ – то же в закачиваемом газе; $(C_1)_{пл}$ – то же в пластовом газе.

Во втором случае расчетная формула имеет вид:

$$\alpha_2 = [(C_2)_{пл} - (C_2)_{прод}]/[(C_2)_{пл} - (C_2)_{тюм}],$$

или

$$\alpha_3 = [(N_2)_{пл} - (N_2)_{прод}]/[(N_2)_{пл} - (N_2)_{тюм}].$$

Поскольку компоненты, по динамике содержания которых рассчитывается доля тюменского газа в продукции, различаются значениями констант межфазного равновесия, т.е. растворимостью в пластовом ретроградном конденсате, точность определения будет выше для слаборастворимых компонентов, например для азота.

Для оценки коэффициента охвата пласта закачиваемым газом используют следующую информацию:

объем пор опытного участка или начальные запасы пластового газа в этом объеме $Q_{пл.г}$;

объем сухого тюменского газа, закачанного в пласт на расчетный момент времени, $Q_{т.г.зак}$;

объем тюменского газа, извлеченного обратно из пласта на расчетный момент времени, $Q_{т.г.извл}$;

среднее пластовое давление в зоне, занятой оставшимся пластовым газом, $p_{пл.г}$, и в зоне, занятой закачанным тюменским газом, $p_{т.г}$;

коэффициенты сжимаемости пластового и тюменского газов при текущих термобарических условиях пласта $Z_{пл.г}$ и $Z_{т.г}$.

При этом делается допущение, что границы опытного участка непроницаемы и перетока флюидов через них не происходит.

Расчетная формула в этом случае имеет следующий вид:

$$\beta = p_{пл.г} \cdot Z_{т.г}(Q_{т.г.зак} - Q_{т.г.доб})/Z_{пл.г} \cdot p_{т.г} \cdot Q_{пл.г},$$

где $Q_{т.г.доб} = Q_{газа\ доб} \cdot \alpha$; $Q_{газа\ доб}$ — объем газовой смеси, добытой с момента начала закачки последнего до расчетного момента времени; α — доля тюменского газа в этом объеме.

Продуктивные отложения Вуктыльского месторождения включают пять объектов, из которых основным является третий (III), представленный московским ярусом. На полигоне в районе УКПГ-8 воздействие сухим газом осуществляется именно на третий объект. Однако добыча остаточных запасов углеводородов ведется также из других объектов (серпуховские и прочие отложения). В этих условиях очень важно отслеживать динамику профилей приемистости в нагнетательных и притока в добывающих скважинах.

Таким образом, получаемые геофизическими методами характеристики работы скважины являются также важными параметрами контроля за воздействием на пласт.

Методика расчета добычи ретроградных углеводородов

Ниже излагается методика расчета добычи этана, пропана, бутанов, пентанов плюс высшие, составляющих ретроградную часть продукции скважин. Поскольку расчет производится с помощью компьютеров, алгоритм расчета представляет "пошаговую" последовательную систему счета, предложенную автором совместно с В.А. Николаевым и С.Г. Рассохиным.

[1] Определение объема газа продукции за расчетный период:

$$V_{прод} = nQ_{ср}\ (млн.\ м^3),$$

где $Q_{ср}$ — среднесуточный дебит газа за расчетный период; n — количество дней в периоде.

[2] Определение объема тюменского газа за расчетный период:

$$V_{тюм} = \alpha\ [1]\ (млн.\ м^3),$$

где α — среднее значение доли тюменского газа за расчетный период (в долях единицы).

[3] Определение объема пластового газа за расчетный период:

$$V_{пл} = [1] - [2]\ (млн.\ м^3).$$

(Примечание. Расчетный период — количество дней n между двумя соседними датами измерения параметров данной скважины.)

[4] — [9] — Отбор ЖУВ с продукцией за расчетный период:

[4] масса $C_{2\,прод} = 12{,}50 \cdot C_2 \cdot [1]$ (тонны),
[5] масса $C_{3\,прод} = 18{,}33 \cdot C_3 \cdot [1]$ (тонны),
[6] масса $C_{4\,прод} = 24{,}16 \cdot C_4 \cdot [1]$ (тонны),

[7] масса $C_{5+\text{прод}} = 0{,}4157 \cdot C_{5+} \cdot M_{C_{5+}} \cdot [1]$ (тонны),

[8] суммарная масса $C_{2-4\ \text{прод}} = [4] + [5] + [6]$ (тонны),

[9] суммарная масса $C_{2+\ \text{прод}} = [7] + [8]$ (тонны),

где C_2, C_3, C_4, C_{5+} – средний состав газа продукции за расчетный период, % (молярная доля); $M_{C_{5+}}$ – средняя молекулярная масса C_{5+} за расчетный период, г/моль.

Примечание. Молекулярная масса рассчитывается из промыслового КГФ по формуле

$$M_{C_{5+}} = \frac{0{,}02406\, q_{C_{5+}} \cdot (100 - C_{5+})}{C_{5+}},$$

где $q_{C_{5+}}$ – КГФ промысловый, г/м^3; C_{5+} – мольный % C_{5+} в газе продукции; 0,02406 – объем 1 моль газа при t = 20 °С, м^3.

[10]–[13] – Отбор ЖУВ с фоновым газом за расчетный период:

[10] масса $C_{2\,\text{фон}} = 12{,}50 \cdot C'_2 \cdot [3]$ (тонны),
[11] масса $C_{3\,\text{фон}} = 18{,}33 \cdot C'_3 \cdot [3]$ (тонны),
[12] масса $C_{4\,\text{фон}} = 24{,}16 \cdot C'_4 \cdot [3]$ (тонны),
[13] масса $C_{5+\text{фон}} = 0{,}4157 \cdot C'_{5+} \cdot M'_{C_{5+}} \cdot\cdot [3]$ (тонны),

где C'_2, C'_3, C'_4, C'_{5+} – состав фонового газа, % (молярная доля); $M'_{C_{5+}}$ – молекулярная масса C_{5+} фонового газа, г/моль, равная

$$M'_{C_{5+}} = \frac{0{,}02406 \cdot q'_{C_{5+}} \cdot (100 - C'_{5+})}{C'_{5+}},$$

где $q'_{C_{5+}}$ – средний промысловый КГФ от момента начала эксплуатации скважины до момента прорыва на ней тюменского газа, г/м^3; 0,02406 – объем 1 моль газа при t = 20 °С, м^3.

(Примечание. Состав фонового газа – это средний состав газа продукции от момента начала эксплуатации скважины до момента прорыва на ней тюменского газа.)

[14]–[17] – Отбор ЖУВ с тюменским газом за расчетный период:

[14] масса $C_{2\,\text{тюм}} = 12{,}50 \cdot C''_2 \cdot [2]$ (тонны),
[15] масса $C_{3\,\text{тюм}} = 18{,}33 \cdot C''_3 \cdot [2]$ (тонны),
[16] масса $C_{4\,\text{тюм}} = 24{,}16 \cdot C''_4 \cdot [2]$ (тонны),
[17] масса $C_{5+\text{тюм}} = 0{,}4157 \cdot C''_{5+} \cdot M''_{C_{5+}} \cdot [2]$ (тонны),

где C''_2, C''_3, C''_4, C''_{5+} – состав закачиваемого тюменского газа, % (молярная доля); $M''_{C_{5+}}$ – молекулярная масса C_{5+} тюменского газа.

Определение $M''_{C_{5+}}$. Из известной плотности тюменского газа находим молекулярную массу тюменского газа:

$M_{\text{тюм}} = 0{,}02406 \cdot \rho_{\text{тюм}}$; $\rho_{\text{тюм}}$ – плотность тюменского газа, 682,6 г/м^3; 0,02406 – объем 1 моль газа при t = 20 °С (м^3); $M_{\text{тюм}}$ = 0,02406 (м^3/моль) × × 682,6 (г/м^3) = 16,42 (г/моль).

Пересчитываем состав тюменского газа на 1 моль:

Компоненты	C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	N_2	CO_2	Сумма
Состав, % (молярная доля)	98,018	0,86	0,237	0,105	0,037	0,72	0,023	100,0
Моли	0,9802	0,0086	0,0024	0,00105	0,00037	0,0072	0,0002	1,0
Молекулярная масса, г/моль	16,04	30,07	44,09	58,12	Расчетная $M''_{C_{5+}}$	28,01	44,01	16,42
Масса, г	15,72	0,259	0,106	0,061	$m_{C_{5+}}$	0,202	0,009	16,42

$m_{C_{5+}}$ = 0,063 г, отсюда $M''_{C_{5+}}$ = 0,063/0,00037 = 170,27 г/моль.

[18] – [23] – Отбор ЖУВ ретроградной части:

[18] масса $C_{2\,ретр}$ = [4] – [10] – [14] (тонны),
[19] масса $C_{3\,ретр}$ = [5] – [11] – [15] (тонны),
[20] масса $C_{4\,ретр}$ = [6] – [12] – [16] (тонны),
[21] масса $C_{5+ретр}$ = [7] – [13] – [17] (тонны),
[22] масса $C_2 - C_{4\,ретр}$ = [18] + [19] + [20] (тонны),
[23] масса $C_{2+ретр}$ = [21] + [22] (тонны).

[24] – [25] – средний КГФ:

[24] газа продукции за расчетный период:
[7]/[1] (г/м^3),
[25] приходящийся на долю тюменского газа за расчетный период:
[21]/[2] (г/м^3),
[26] – [28] – среднесуточная добыча:
[26] ретроградного конденсата за расчетный период: [21]/n (т/сут), где n – количество дней в расчетном периоде; [27] промежуточных углеводородов ретроградной части за расчетный период: [22]/n (т/сут); [28] конденсата и промежуточных углеводородов ретроградной части за расчетный период:
[26] + [27] (т/сут),
[29] – [34] – общая накопленная добыча:
[29] C_{5+} (из газа продукции):

$$\sum_{0}^{N+1} C_{5+прод} = \sum_{0}^{N} C_{5+прод} + C_{5+прод_{N+1}} \text{ (тонны)},$$

где N – порядковый номер расчетного периода;
[30] ретроградного конденсата:

$$\sum_{0}^{N+1} C_{5+ретр} = \sum_{0}^{N} C_{5+ретр} + C_{5+ретр_{N+1}} \text{ (тонны)},$$

[31] промежуточных углеводородов (из газа продукции):

$$\sum_{0}^{N+1} C_{2-4\,прод} = \sum_{0}^{N} C_{2-4\,прод} + C_{2-4\,прод_{N+1}} \text{ (тонны)},$$

[32] промежуточных углеводородов из ретроградной части:

$$\sum_{0}^{N+1} C_{2-4\,ретр} = \sum_{0}^{N} C_{2-4\,ретр} + C_{2-4\,ретр_{N+1}} \text{ (тонны)},$$

[33] C_{2+} (из газа продукции):
[29] + [31](тонны),
[34] C_{2+} из ретроградной части:
[30] + [32] (тонны),
[35] – [38] – содержание углеводородов:
[35] этана в газе продукции:
[4]/[1] (г/м^3),
[36] пропана в газе продукции:
[5]/[1] (г/м^3),
[37] бутанов в газе продукции:
[6]/[1] (г/м^3),
[38] промежуточных углеводородов в газе продукции:
[35] + [36] + [37] (г/м^3).
[39] – Накопленная добыча газа продукции:

$$\sum_{0}^{N+1} V_{\text{прод}} = \sum_{0}^{N} V_{\text{прод}} + V_{\text{прод}\,N+1} \text{ (млн. м}^3\text{)},$$

[40] – [43] – содержание углеводородов:
[40] ретроградного конденсата в накопленном газе продукции:
[30]/[39] (г/м^3),
[41] промежуточных углеводородов ретроградной части в накопленном газе продукции:
[32]/[39] (г/м^3),
[42] ретроградного конденсата в газе продукции за расчетный период:
[21]/[1] (г/м^3),
[43] промежуточных углеводородов ретроградной части в газе продукции за расчетный период:
[22]/[1] (г/м^3).

Геофизический контроль

При воздействии на газоконденсатный пласт внешними агентами существенно возрастает роль геофизических методов для контроля за процессами в пласте, и в первую очередь на месторождениях с большим этажом газоносности. К таким месторождениям относится Вуктыльское НГКМ, продуктивная толща которого в сводовых частях достигает 1,5 тыс. м.

Для контроля и управления процессом воздействия необходимо иметь надежную информацию о динамике профилей поглощения в нагнетательных скважинах и профилей дренирования по добывающему фонду. В задачи геофизического контроля входит также контроль за техническим состоянием стволов скважин, обводнением пластов, изменением термобарических условий в призабойных зонах.

Для решения этих задач на Вуктыльском НГКМ при тесном сотрудничестве автора с А.А. Захаровым, Н.В. Долгушиным, Е.М. Гурленовым и специалистами опытно-методической партии ООО "Вуктылгазгеофизика" в течение последних лет осуществлен целый ряд методических и опытно-конструкторских разработок, позволивших существенно увеличить информативность дистанционных глубинных исследований.

При геофизическом контроле за процессом воздействия на пласт на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений возникает ряд факторов, существенно затрудняющих исследование скважин стан-

дартными методами газодинамического каротажа (ГДК). В частности, даже для наиболее доступных исследованиям интервалов, не перекрытых насосно-компрессорными трубами (НКТ), определение профиля притока подчас невозможно из-за недостаточной чувствительности механических расходомеров (РМГ) типа "Метан", не имеющих до сих пор градуировочных стендов и соответственно градуировочных характеристик в трубах различного диаметра. Мало что дает и дублирующий метод определения интервалов притока флюида по отрицательным аномалиям на термограмме (ТМ) режима отбора: выход выпавшего в пласте конденсата в ствол скважины в виде мелкодисперсной капельной жидкости может полностью исказить указанные аномалии в силу положительного знака коэффициента Джоуля – Томсона для жидкостей. Очевидно также, что в этом случае показания термоанемометра (термокондуктивного расходомера РТ) вообще не представительны, так как зависят одновременно от изменений трех параметров температуры, скорости потока флюида и его влажности.

Еще хуже обстоит дело с исследованием продуктивных интервалов, перекрытых НКТ, так как по мере снижения пластового давления и соответственно дебитов скважин становится невозможным использование режима отбора только по затрубью (ЗТ) с целью избежать наложения температурных полей, характерного для отбора по НКТ (нисходящего в ЗТ и восходящего в НКТ). В то же время по мере истощения месторождения доля фонда скважин с продуктивными интервалами, перекрытыми НКТ, увеличивается, так как в процессе капитального ремонта, как правило, опускают НКТ на возможно большую глубину для улучшения условий выноса жидкости с забоя. Наконец, значительная часть фонда скважин на заключительной стадии разработки месторождений имеет продуктивные интервалы, что осложняет результативность стандартного "ГИС-контроля" на основном рабочем режиме отбора.

Для Вуктыльского НГКМ в настоящее время характерна еще одна проблема, связанная с контролем режима закачки сухого газа высокого давления (ГВД) в продуктивный пласт с целью повышения его углеводородоотдачи.

При этом приходится контролировать такие параметры, как, например, профиль приемистости (оттока флюида из ствола скважины), используя РМГ типа "Метан" в непредусмотренном при его создании режиме обратного (нисходящего) потока. Особое значение при закачке ГВД приобретает определение интервалов поглощения ($H_п$), т.е. тех интервалов в продуктивной толще, по которым реально движется в околоскважинном пространстве закачиваемый в данную скважину газ. Очевидно, что достоверное выделение интервалов поглощения и контроль за их изменением во времени является важной составной частью комплекса наблюдений за распространением фронта вытеснения.

Перечисленные выше основные особенности скважин Вуктыльского НГКМ предопределили комплекс опытно-методических и промыслово-геофизических работ по совершенствованию методических основ "ГИС-контроля", проведенный автором в 1990–1997 гг. совместно с коллективом ООО "Вуктылгазгеофизика", специальной опытно-методической партией (СОМП) в его составе, СеверНИПИгазом и Вуктыльским ГПУ в содружестве с трестом "Центргазгеофизика" и ГАНГ (ныне РГУНГ) им. И.М. Губкина.

При количественной оценке профилей нагнетания и притока газа

сталкиваются с серьезной проблемой градуировки скважинных расходомеров. Даже задача градуировки скважинных геофизических приборов для измерения скорости потока сухого газа до сих пор не имеет сколько-нибудь удовлетворительного решения. Это обусловлено тем, что на результаты градуировки существенно влияет кольцевой зазор между прибором со стандартным диаметром 42 мм и стенками обсадных колонн, внутренний диаметр которых может колебаться от 148 до 62 мм, т.е. компрессор градуировочного стенда должен обеспечивать скорость газового потока до 10 м/с в трубе с внутренним диаметром до 148 мм при давлении 20—30 МПа. Очевидно, что мощность такого компрессора будет соизмерима с мощностью компрессоров магистральных газопроводов, поэтому, например, разработчики дебитометров "Метан-1" и "Метан-2" ограничились упрощенной методикой градуировки, когда весь поток проходит через прибор ∅ 42 мм, а его скорость контролируется поплавковым анемометром при давлении, незначительно превышающем атмосферное. Еще более сложной задачей является имитация газовых потоков с нормированными характеристиками влаго- и конденсатосодержания, так как при этом давление в потоке должно быть близким к реальному давлению в исследуемых скважинах — в противном случае фазовые состояния воды и конденсата будут заведомо отличаться от реальных в действующей скважине, что приведет к недопустимым погрешностям при градуировке.

Оптимальным вариантом градуировки расходомеров для условий Вуктыльского НГКМ ($p_{max} \leq 6$ МПа) являлось создание стенда с использованием в качестве источника газа магистрального газопровода, проходящего через Вуктыл. В этом случае снималась проблема отдельного мощного компрессора и предварительной осушки газа, так как тюменский газ в газопроводе имеет давление около 7,0 МПа и осушен до товарной кондиции. Немаловажным фактором является высвобождение обустроенных производственных площадей в подразделениях ВГПУ, обусловленное естественным снижением уровня добычи газа на Вуктыльском НГКМ, и наличие технологических установок, которые могут быть использованы для создания газовых потоков с нормированными характеристиками, например стенда для испытания струйных аппаратов, имеющего смеситель газа и жидкости.

Для испытания геофизических приборов была разработана и реализована конструкция стенда, показанная на рис. 5.12, имитирующая реальные обсадные и насосно-компрессорные трубы.

На стенде также можно имитировать газоводоконденсатный поток различных скоростей и концентраций. Стенд смонтирован на УКПГ-4 Вуктыльского ГПУ.

По существующей схеме газожидкостная смесь подается на имитатор обсадной колонны (рис. 5.12, *3*), внутри которого помещается геофизический прибор, регистрирующий параметры газожидкостной среды. Далее газожидкостная смесь поступает в замерную линию, существующую на УКПГ-4, где регистрация параметров производится при помощи стандартных методов (регистрация давления, температуры, расхода газа и жидкости).

Стенд для испытания геофизических приборов, как видно из рис. 5.12, состоит из имитатора обсадной колонны и линий подвода и отвода газожидкостной смеси с точками регистрации температуры и давления потока. Сам имитатор обсадной колонны (рис. 5.13) состоит из двух тройни-

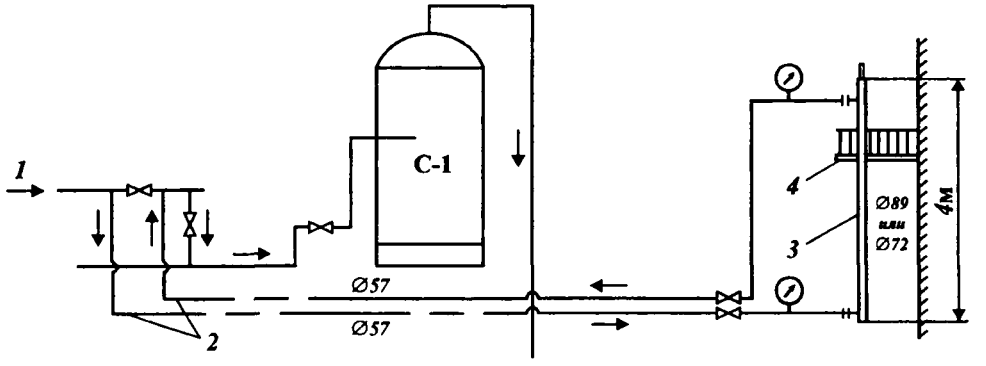


Рис. 5.12. Принципиальная схема стенда для испытания геофизических приборов на УКПГ-4 Вуктыльского НГКМ:
1 — подача газожидкостной смеси со стенда испытания струйных аппаратов; *2* — дополнительные линии диаметром 57 мм; *3* — имитатор обсадной колонны; *4* — площадка обслуживания сбросных предохранительных клапанов II ступени

ков для подключения подводящей и отводящей линий, а также набора сменных труб с внутренним диаметром от 62 до 148,3 мм при наружном диаметре от 73 до 168,3 мм.

Набор труб данных диаметров позволяет проводить эксперименты для реально существующих лифтов.

Градуируемый прибор Ø 42 мм и длиной не более 3 м располагается в имитаторе обсадной колонны (рис. 5.13) — сменной наклонной трубе с углом 10" по отношению к вертикали на стандартном геофизическом кабеле (Ø 6,3 мм), уплотненном в верхней части трубы неподвижным сальником. Направление потока газа — снизу вверх, прямолинейный участок от нижнего конца сменной трубы до нижнего торца прибора не менее 1,5 м. Между нижним фланцем и нижним коленом располагаются термокарман и манометр для регистрации температуры и давления.

Смеситель используемого стенда для испытания струйных аппаратов обеспечивает ввод воды и жидкого конденсата в поток товарного (тюменского) газа, находящегося под давлением около 7,0 МПа, с целью создания стабильного (в течение не менее 10—15 мин) потока газожидкостной смеси с концентрацией:

воды в виде пара или мелкодисперсной капельной жидкости, 1—100 г/м^3;

жидкого конденсата в виде мелкодисперсной капельной жидкости, 0—50 г/м^3.

В разработанном стенде предусмотрен контроль расхода сухого газа и контроль параметров газовой смеси двух ступеней:

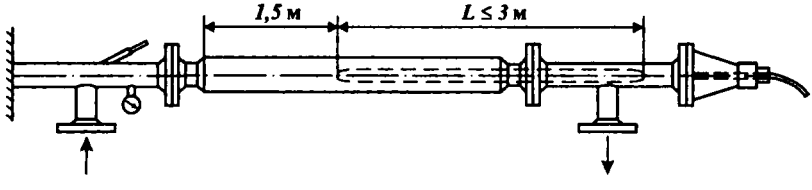


Рис. 5.13. Имитатор обсадной колонны

количественная оценка заданной концентрации газовой смеси на выходе смесителя;

измерение фактической концентрации газовой смеси на сепараторе.

В качестве примера контрольной градуировки на смонтированном стенде УКПГ-4 приведем градуировку канала расходомера (РМГ) скважинного прибора АГДК-42-8ЛМ № 30. Результаты градуировки в имитаторе колонны с пакером расходомера представлены в табл. 5.8, в НКТ с внутренним диаметром 76 мм — в табл. 5.9.

График зависимостей частоты вращения турбинки от скорости потока газа представлен на рис. 5.14. Как видно из указанного рисунка, зависимость частоты вращения (f) от скорости потока (v) для собственно турбинки (левая кривая) значительно круче, чем та же зависимость для случая, когда поток газа проходит не только через турбинку, но и через кольцевой зазор (диаметром от 76 до 42 мм).

Таблица 5.8

Результаты градуировки АГДК-42-8ЛМ № 30 (турбинка низкодебитная) в имитаторе обсадной колонны с пакером расходомера (стенд УКПГ-4) 15.12.95

Номер замера	Канал термометра (ТМ), мкс	Канал манометра (БМ), мкс	Канал термоанемометра (ТК), мкс	Камера расходомера (РМГ)		Входное давление, МПа	Входная температура, К	Показания ДСС, %	Давление сепарации, МПа	Температура сепарации, К	Расход газа, т.м^3/сут	Скорость потока в диаметре 38 мм*, м/с
				мкс	Гц							
1	92,5	145	92,4	336	38,1	6,45	274	2,0	1,06	262	13,5	1,76
2	92,5	143,9	92,5	474,5	62,3	6,44	273	4,0	1,07	254	19,5	2,53
3	92,5	143,6	92,5	524	71,0	6,44	273	6,0	1,07	250	24,07	3,11
4	92,5	143,5	92,5	400,4	49,5	6,44	273	3,0	1,07	249	17,06	2,21
5	92,5	143,5	92,6	192	13,2	6,44	273	0,8	1,06	249,5	8,56	1,12
6	92,5	143,5	92,5	246,5	22,7	6,44	273	1,0	1,06	250	9,78	1,25
7	92,5	143,5	92,4	275	27,6	6,44	274	1,2	1,06	251	10,69	1,38

*Диаметр 38 мм — проходной диаметр расходомера в месте расположения турбинки.

Таблица 5.9

Результаты градуировки АГДК-42-8ЛМ № 30 (турбинка низкодебитная) в трубе с внутренним диаметром $d_{вн}$ = 76 мм (стенд УКПГ-4) 14.12.95

Номер замера	Канал термометра (ТМ), мкс	Канал манометра (БМ), мкс	Канал термоанемометра (ТК), мкс	Камера расходомера (РМГ)		Входное давление, МПа	Входная температура, К	Показания ДСС, %	Давление сепарации, МПа	Температура сепарации, К	Расход газа, т.м^3/сут	Скорость потока в диаметре 38 мм*, м/с
				мкс	Гц							
1	93,2	143,5	93,2	164	8,3	6,22	274	9,5	1,09	267	29,54	0,99
2	92,9	140,0	92,9	238	21,3	6,06	273	25	1,19	266	48,69	1,68
3	92,7	141,4	92,7	278	28,2	6,26	273	45	1,19	265	65,45	2,18
4	92,6	141,3	92,5	342	39,3	6,10	273	80	1,14	262	88,6	3,04
5	92,5	139,4	92,6	415	52,0	5,83	273	31	1,17	248	113,4	4,09
6	92,6	136,2	92,6	510	68,6	5,47	273	43	1,21	248	135,4	5,14

*Замеры 1—4 проводились ДСС с пределом 0,25 кгс/см^2; 5 и 6 — с пределом 1,0 кгс/см^2.

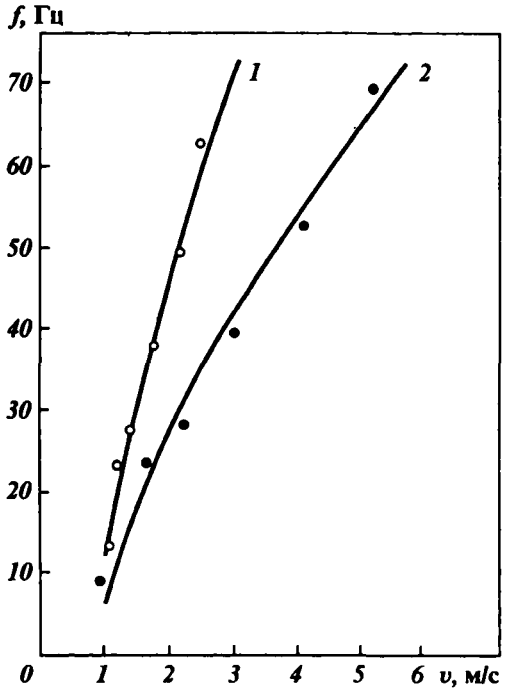


Рис. 5.14. Характеристики канала расходомера АГДК-42-8ЛМ № 30 (стенд УКПГ-4, сухой газ, p = 5÷6 МПа, T = 2÷4 °С):
1 — прибор запакерован; *2* — прибор в трубе ($d_{вн}$ = 76 мм)

В сопоставимом интервале 2—3 м/с крутизна указанных кривых составляет соответственно S_1 = 27 Гц·с/м и S_2 = = 12,5 Гц·с/м, откуда коэффициенты турбинки ($K = 1/S$) будут равны: K_1 = 0,37 м/с·Гц и K_2 = = 0,08 м/с·Гц. Как видим, последняя величина K_2 близка к среднему значению коэффициента низкодебитной турбинки расходомеров "Метан" (K = 0,075), известному из литературы [17]. Таким образом, градуировка на стенде УКПГ-4 позволила впервые получить градуировочные зависимости канала расходомера из семейства характеристик, параметром которых является внутренний диаметр колонны, что позволило значительно точнее определить интервалы притока и нагнетания в скважинах Вуктыльского НКГМ.

Необходимость использования геофизических методов при разработке месторождения с воздействием на пласт с целью увеличения компонентоотдачи диктуется прежде всего следующими основными соображениями.

При закачке внешнего агента в нагнетательные скважины необходимо убедиться, что закачиваемый агент (для Вуктыльского НГКМ — сухой тюменский газ) действительно поступает в определенные продуктивные интервалы пласта, а не перетекает по заколонному пространству в другие горизонты, например, из-за некачественного цементирования. Заметим, что аналогичная проблема возникает и при определении интервалов дренирования: газоконденсатная смесь может поступать в ствол скважины вначале по заколонному пространству и далее в колонну в районе интервалов перфорации или фильтра.

При контроле за пластовыми процессами при различных вариантах разработки месторождения важно иметь информацию о расположении и изменении во времени интервалов дренирования и поглощения. Проблема заключается в том, что на поздней стадии разработки месторождений выделение этих интервалов традиционными методами практически невозможно из-за неустойчивых режимов работы скважин и наличия зон газожидкостного барботажа.

Для решения проблемы была разработана специальная методика определения интервалов дренирования и поглощения, основанная на сопоставлении текущей геотермы, записанной в ближайшей наблюдательной скважине, с термограммой остановленной исследуемой скважины.

Рассмотрим выделение интервала дренирования для наиболее сложного случая малых депрессий и большого этажа газоносности, содержащего несколько интервалов притока.

На рис. 5.15 схематически показано распределение температуры в стволе скважины ($T_с$) и окружающих породах ($T_п$) на стационарном режиме отбора газа и температуры и в остановленной скважине ($T_{ост}$). Кроме трех интервалов притока $h_2 - h_4$, совпадающих с интервалами дренирования, на этом рисунке показан интервал дренирования H_1, частью которого является интервал притока h_1, причем температура $T_п$ в интервале дренирования также близка к условной геотермической ($\Gamma_{усл} = \Gamma - \Delta t_{ном}$). После закрытия скважины температура в стволе постепенно выравнивается с температурой окружающих пород, однако сама эта температура ($T_п$) может существенно видоизменяться, стремясь к геотермической, за счет следующих факторов:

вне интервала дренирования и притока — за счет кондуктивного теплообмена с окружающими породами;

в интервале дренирования и притока — за счет кондуктивного теплообмена с кровлей и подошвой, а также за счет конвективного переноса тепла потоком флюида (из-за утечек в сальнике лубрикатора) с температурой $T = T_{пл} > T^*$.

В результате температура в остановленной скважине $T_{ост}$ отличается как от $T_с$, так от $T_п$, имевших место на предшествовавшем стационарном режиме отбора. При этом температура вне интервалов притока и дренирования (точки A, C, E, G на термограмме $T_{ост}$) стремится к точкам A', C', E', G' на геотермограмме Г, а температура в интервалах притока и дренирования (точки B, D, F, J на $T_{ост}$) стремится вначале к точкам B', D', F', J' на условной геотермограмме $\Gamma_{усл}$, смещенной на $-\Delta t_{ном}$ от Г, а по прошествии определенного времени — к геотермической температуре на данной глубине.

Взаимное расположение реальных диаграмм Г, $T_с$ и $T_{ост}$ зависит от целого ряда факторов: погрешности разновременных замеров температуры, погрешности определения текущей геотермограммы исследуемой скважины, времени выдержки на режиме закрытой скважины, величины утечки через сальник лубрикатора и т.п. Однако нетрудно показать (рис. 5.16), что изменение положения термограммы остановленной скважины $T_{ост}$ относительно ее текущей геотермограммы Г не приводит к сколько-нибудь значительным погрешностям в определении интервалов дренирования.

Предположим, что в силу каких-то причин геотермограмма Г определена со значительной погрешностью и ее расположение дано на рис. 5.16 линией Г′. Очевидно, что в этом случае ΔT_{min} и ΔT_{max} существенно изменятся ($\Delta T'_{min}$ и $\Delta T'_{max}$), однако толщина выявленного по термометрии отдающего пласта и его расположение в разрезе скважины изменяются весьма незначительно. Очевидно, что тот же результат получим и в случае ломаной термограммы Г, а также при смещении не геотермы Г, а самой термограммы.

Таким образом, можно утверждать, что для целей определения интервалов поглощения и дренирования правомерно корректировать положение и форму термограммы остановленной скважины относительно заданной фиксированной геотермограммы при обязательном условии сохранения

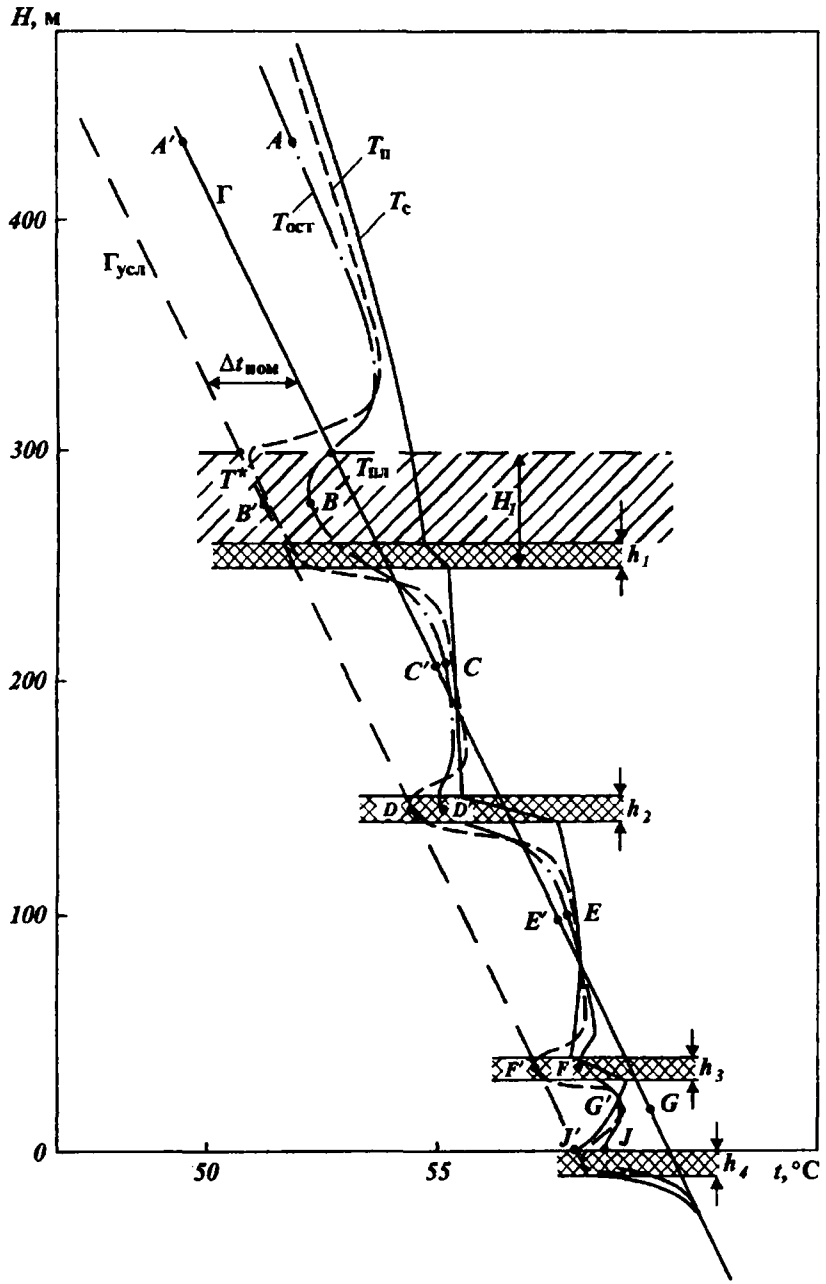


Рис. 5.15. Распределение температуры в скважине ($T_с$) и окружающих породах ($T_п$) на режиме отбора и температуры в остановленной скважине ($T_{ост}$)

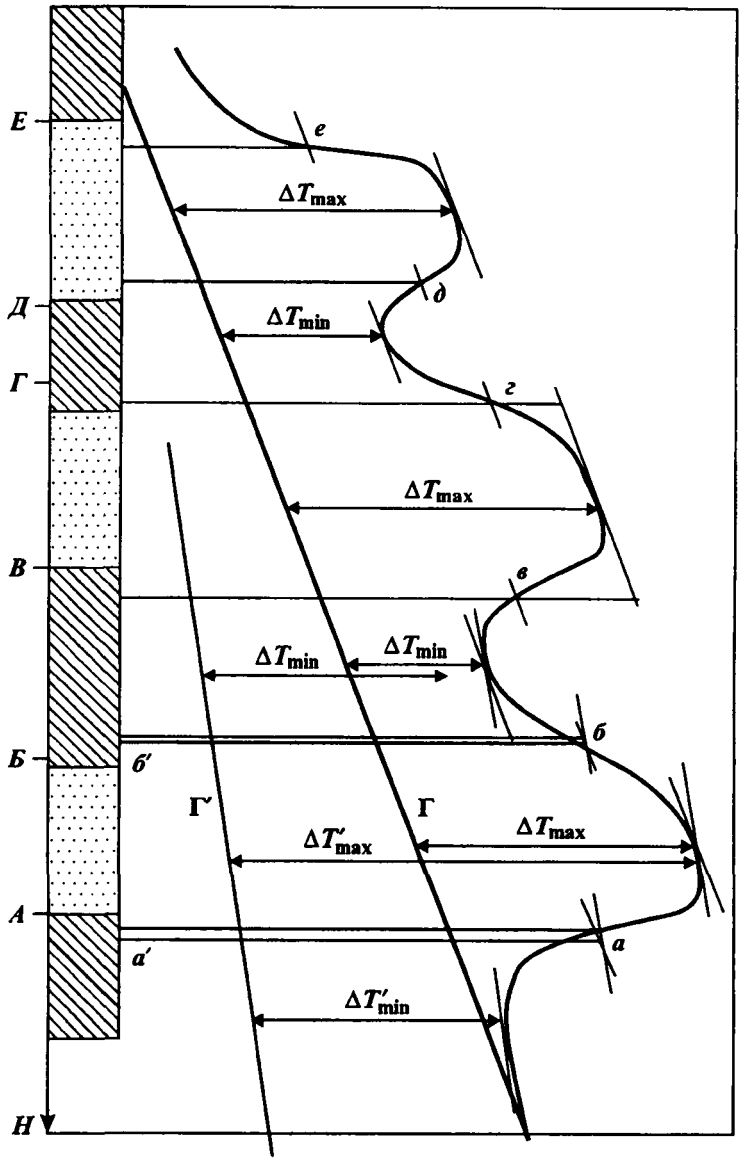


Рис. 5.16. Выделение дренируемых интервалов по термограмме остановленной скважины

экстремумов на преобразуемой термограмме. Более того, диаграмма $T_{ост}$ может видоизменяться (корректироваться), но только при сохранении ее экстремумов ("рельефа").

Например, для случая, показанного на рис. 5.15, оптимальной корректировкой будет, очевидно, совмещение точек B, D, F, J с точками B', D', F', J', а точек A, C, E, G с точками A', C', E', G', т.е. воспроизведение гипоте-

тической ситуации, когда охлажденные за счет дроссель-эффекта интервалы дренирования восстанавливают свою геотермическую температуру несоизмеримо медленнее, чем интервалы вне интервала дренирования.

Заметим, что в общем случае значение отрицательной температурной аномалии ($-\Delta t$) в окружающих скважину породах в интервале дренирования может изменяться от $-\Delta t_{ном}$ (сухой газ) до нулевых или даже положительных значений (при сильно обводненных пластах). Однако очевидно, что без заметного увеличения погрешности $\Delta H_{др}$ при корректировке $T_{ост}$ для скважин Вуктыльского НГКМ можно использовать единое номинальное значение $-\Delta t$ для всех дренируемых пластов:

$$-\Delta t_{ном} = \Sigma_{ном} \cdot \Delta p,$$

где $\Sigma_{ном}$ – номинальное значение коэффициента Джоуля – Томсона (для ВНГКМ $\Sigma_{ном} \sim 4{,}0$ °С/МПа); $\Delta p = p_{ст} - p_{дин}$ – депрессия, принимаемая равной для всех $H_{др}$ данной скважины.

Проиллюстрируем методику корректировки термограммы остановленной скважины по $\Delta t_{ном}$ на примере добывающей скв. 158 ВНГКМ (опытный участок УКПГ-8). Как видно из обзорного планшета на рис. 5.17, режим отбора по ЗТ явно не является стационарным, о чем свидетельствуют зоны отрицательного градиента на барограмме БМ-190495зт-р и характер влагограммы ВГД-190495зт-р. Вследствие этого не являются представительными ни расходограмма РМГ-190495зт-р, ни термограмма ТМ-190495зт-р, а единственным источником информации (хотя бы – об интервале дренирования) является термограмма остановленной скважины t_{m1} – 240495s, снятая спустя 4 сут после ее остановки.

На рис. 5.18 представлен вспомогательный планшет по скв. 158, на который выведены термограммы t_{m1} – 240495s и текущая геотермограмма TERG94-254-158-р, представляющая собой геотермограмму ближайшей неперфорированной наблюдательной скв. 254, приведенную к разрезу исследуемой скв. 158.

Рассмотрение планшета рис. 5.18 показывает, что отрицательные экстремумы на t_{m1} – 240495s: $h_2 = 2795{,}7$ м; $t_2 = 51{,}65$ °С и $h_3 = 2911{,}1$ м; $t_3 = 54{,}86$ °С – информативны, так как являются следствием охлаждения за счет дроссель-эффекта на предшествовавшем режиме отбора, ибо не имеют аналогов на тех же глубинах на TERG94-254-158-р. В то же время экстремум $h_6 = 3050$ м; $t = 57{,}76$ °С – неинформативен, так как является аналогом экстремума на геотермограмме, обусловленного квазиадиабатическим падением температуры за счет отбора флюида из серпуховских отложений. Что же касается аномалии в виде скачка температуры 56,35–56,48 °С в интервале 2937,7–2938,5 м, то она также неинформативна, так как связана с уровнем воды на режиме остановленной скважины (см. рис. 5.17).

Корректировку tm – 240495s целесообразно провести в два этапа.

1-й этап – устранение неинформативной аномалии в интервале 2937,7–2938,5 м. Для этого в левой части рис. 5.18 рассчитывается и строится вспомогательная диаграмма ТМО495всп1, в данном случае имеющая нулевую абсциссу в интервале 2760–2937,7 м, абсциссу – 0,13 °С на глубине 2938,5 м и нулевую абсциссу на глубине 3093 м. Очевидно, что в результате алгебраического сложения абсцисс диаграмм t_{m1} – 240495s и ТМО495всп1 получим нулевую диаграмму t_{m1} – 240495s-кор, на которой не

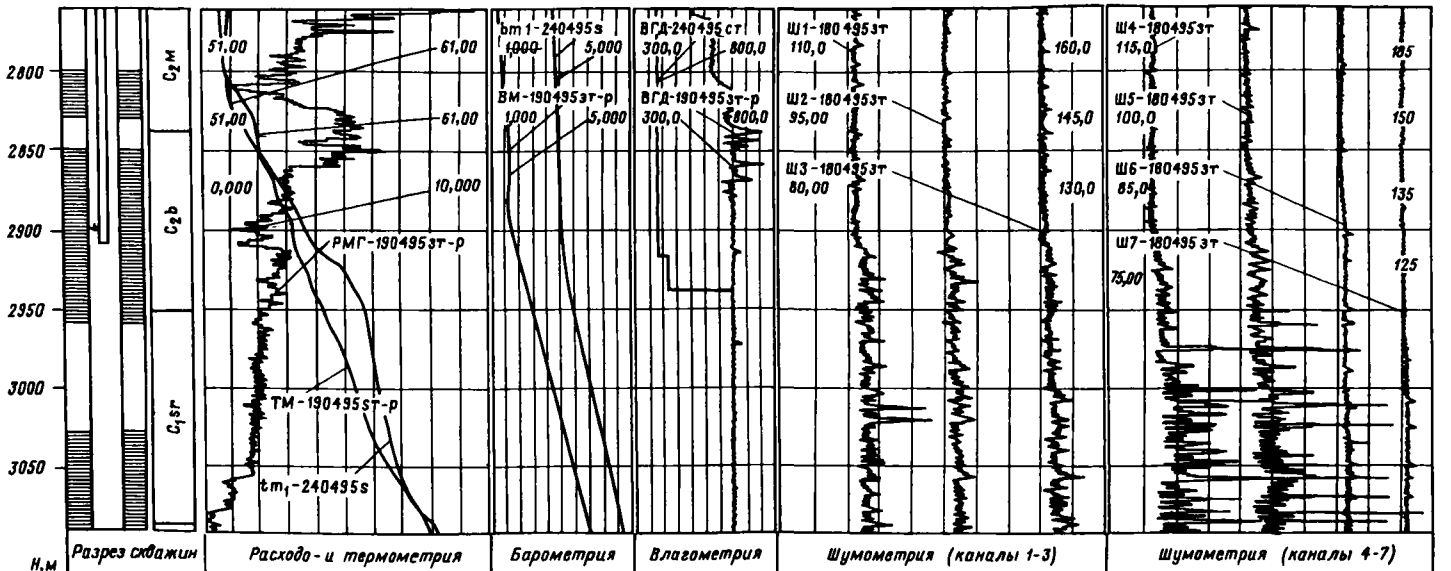


Рис. 5.17. Результаты промыслово-геофизических исследований скв. 158 Вуктыльского НГКМ (18 – 26.04.95, Q = 98 тыс. м^3/сут)

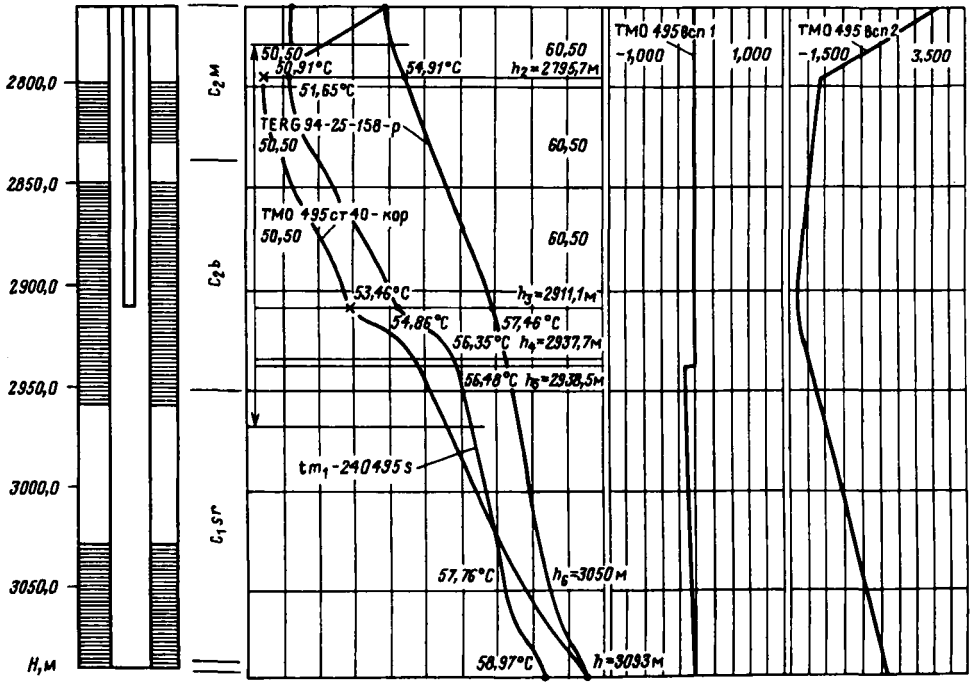


Рис. 5.18. Результаты корректировки термограммы по скв. 158 Вуктыльского НГКМ

будет аномалии в интервале 2937,7 – 2938,5 м. Напомним, что после графического построения ТМО495всп1 на рис. 5.18 аналогичная диаграмма строится в системе "ГЕККОН" в опции "Построение диаграмм по точкам", а затем складывается с t_{m1} – 240495s в системе "ГЕОФИЗ" в опции "Калькулятор".

2-й этап – корректировка положения t_{m1} – 240495s-кор относительно геотермограммы TERG-254-158-p. Для этого необходимо по барограммам планшета рис. 5.17 определить депрессию Δp и затем $-\Delta t = -\Sigma \cdot \Delta p$. В данном случае барограмма БМ-190495зт-р выше уровня воды непредставительна, поэтому депрессию придется определить по разности давлений под уровнем воды, которая в среднем составила Δp = 1,0 МПа (значение занижено из-за разных уровней воды в динамике и статике, однако для целей корректировки этим можно пренебречь).

Таким образом, в результате корректировки оба информативных экстремума должны отстоять от геотермы на $\Delta t_{ном} = -4{,}0 \cdot 1{,}0 = -4$ °С, а температура на отметках 2760 и 3093 м – совпадать с геотермической. Очевидно, что для выполнения подобной корректировки вспомогательная диаграмма ТМО495всп2 должна иметь абсциссы (опорные точки):

при h_1 = 2760 м → +2,62 °С,
h_2 = 2795,7 м → −0,74 °С,
h_3 = 2911,1 м → −1,4 °С,
h_7 = 3093 м → +1,23 °С.

Сложение ТМО495всп2 с t_{m1} – 240495s-кор даст искомую термограм-

му, скорректированную по $-\Delta t_{ном}$ относительно геотермограммы (ей присвоено стандартное имя ТМО495ст4с-кор, означающее термограмму, снятую 04.95 г. на режиме статики, спустя 4 сут после ее остановки — см. рис. 5.18).

Далее, используя стандартную методику, находим точки пересечения ТМО495ст4с-кор с кривой, конгруентной TERG94-254-158-р, но отстоящей от нее на $-1/2\Delta t = -2$"С (на рис. 5.18 показаны только отрезки этой кривой), являющиеся кровлей и подошвой интервала дренирования $H_{др}$(2782—2969 м).

Таким образом, даже для скважин, работающих на нестационарном режиме отбора, удается определить один из основных параметров — интервал дренирования. В частности, из планшета на рис. 5.18 следует, что в разрезе скв. 158 ВНГКМ дренируется подошва московских и большая часть башкирских отложений.

В качестве второго примера на рис. 5.18 представлен планшет по скв. 133, на котором показаны термограммы остановленной скважины по исследованиям 1992—1997 гг. Как видно из этого рисунка, термограммы занимают весьма различное положение относительно геотермограммы TERG94-254-133-р, однако после корректировки по $-\Delta t_{ном}$ на отметках глубины 2808,6 и 2880,2 м по ним удается выделить интервалы дренирования, разброс которых по толщине не превосходит 8 %. Заметим, что в данном случае указанные отметки глубины для корректировки выбраны по совпадению верхнего и нижнего экстремумов на $Тм_{ст}$ с интервалами притока 2807—2825 и 2880—2892 м, причем из планшета рис. 5.19 видно, что по скв. 133 стабильно дренируются московские и кровля башкирских отложений.

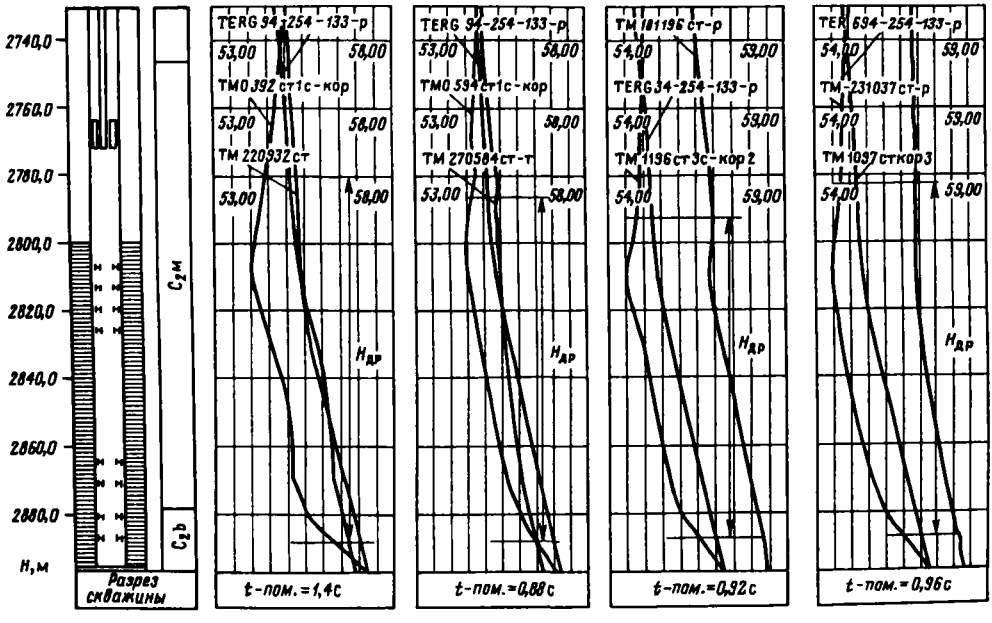


Рис. 5.19. Результаты корректировки термограммы по скв. 133 Вуктыльского НГКМ за 1992—1997 гг. относительно геотермы по величине $t_{ном}$

Выделение интервалов поглощения в нагнетательных скважинах с использованием описанной методики получается более однозначным, чем интервалов дренирования, поскольку вне интервалов нагнетания на термограмме остановленной скважины нет составляющих, обусловленных нагнетаемым потоком. В то же время вне интервалов притока в добывающих скважинах обязательно присутствует составляющая, обусловленная дроссель-эффектом в интервалах притока.

Разработанная методика выделения интервалов прошла многократную проверку в ходе опытных работ и широко используется как для контроля за разработкой Вуктыльского НГКМ, так и при специальных исследованиях нагнетательных и добывающих скважин в ходе воздействия на пласт сухим газом

5.3.4

Результаты реализации технологии на полигоне в районе УКПГ-8 Вуктыльского месторождения

В соответствии с Регламентом при реализации проекта осуществляются регулярные измерения объемов нагнетаемого и добываемого газов и определяются компонентные составы нагнетаемого сухого газа и продукции эксплуатационных скважин. Регламент корректируется ежегодно с учетом результатов опытных и научно-исследовательских работ предыдущих лет. Промысловые исследования проводятся специалистами института "СеверНИПИгаз". Кроме того, институтом осуществляется первичная обработка результатов исследований.

Динамика состава продукции

Измерение компонентных составов продукции скважин опытного участка ведется методом газовой хроматографии. Достаточно высокая точность определения компонентного состава газоконденсатной смеси по данным хроматографических анализов обеспечила применение разработанных методов оценки доли тюменского газа в продукции эксплуатационных скважин и контроля над охватом пласта нагнетаемым агентом (см. раздел 5.33).

Применяемые методы позволяют выполнять исследования динамики содержания в продукции скважин алкановых углеводородов от метана, промежуточных компонентов до пентана и вышекипящих, а также CO_2 и азота. Принимая во внимание невысокое содержание диоксида углерода как в нагнетаемом сухом газе, так и в пластовой газовой фазе (значения порядка сотых долей процента), было принято решение не анализировать изменения его содержания при закачке газа.

На рис. 5.20—5.27 представлены в качестве примеров результаты определения компонентного состава продукции двух эксплуатационных скважин опытного участка (скв. 129 и 133) начиная с октября 1993 года. Прорывы закачиваемого тюменского газа на этих скважинах произошли соответственно 12.11.93 и 20.03.95. На скв. 129, показавшей прорыв тюменского газа практически в самом начале процесса закачки газа, к середине 1998 г. доля тюменского газа в продукции достигла 88 %. Из анализа рис.

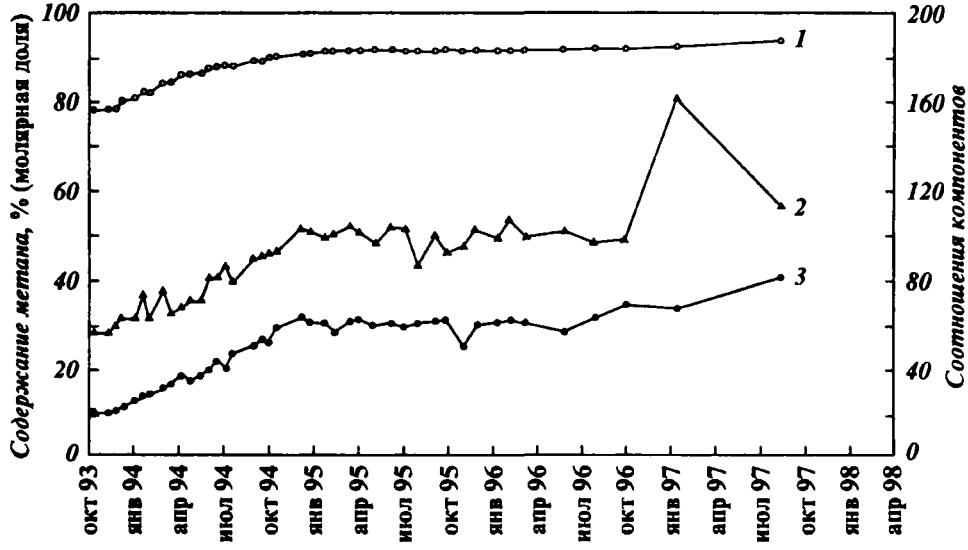


Рис. 5.20. Динамика содержания метана (*1*), соотношений C_1/C_{5+} (*2*) и C_1/N_2 (*3*) в добываемом газе скв. 129

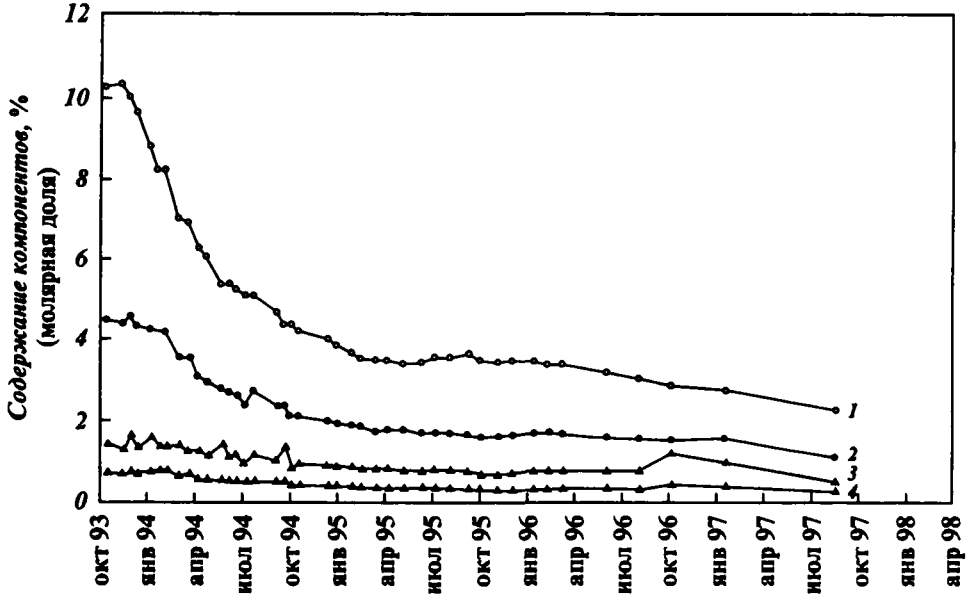


Рис. 5.21. Динамика содержания промежуточных углеводородов в добываемом газе скв. 129: *1* — этан; *2* — пропан; *3* — *н*-бутан; *4* — *изо*бутан

5.22 видно, что процессы развития прорыва к этой скважине к настоящему времени стабилизировались примерно с декабря 1994 г. Доля тюменского газа в продукции скв. 133 (рис. 5.26) к сегодняшнему дню превышает уже 40 % при весьма значительных колебаниях анализируемой величины за последний год, связанных с колебаниями состава добываемого газа. Даль-

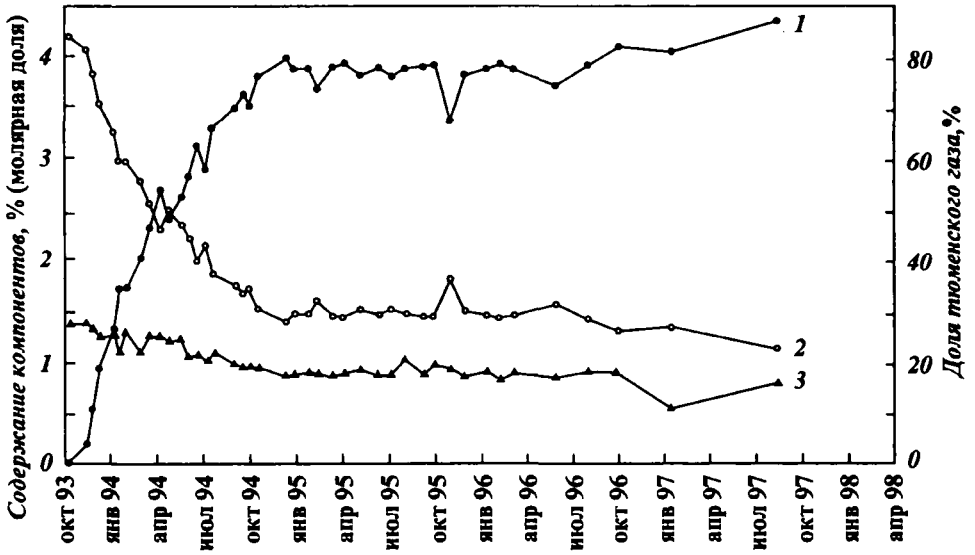


Рис. 5.22. Динамика доли тюменского газа (*1*), содержания азота (*2*) и C_{5+} (*3*) в продукции скв. 129

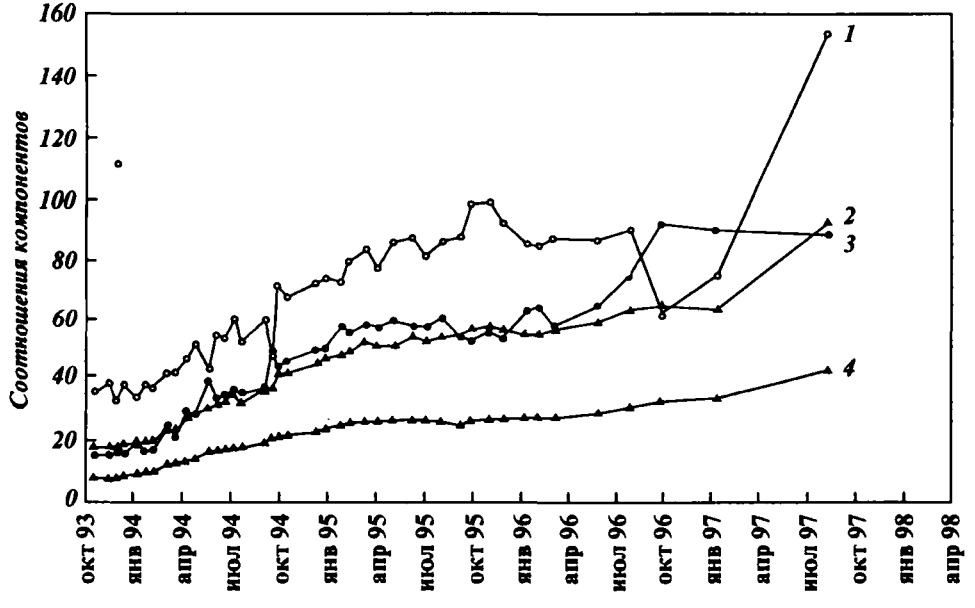


Рис. 5.23. Динамика соотношений компонентов в продукции скв. 129:
1 – C_1/C_4; *2* – $(C_1 \cdot н\text{-}C_4)/(C_2 \cdot изо\text{-}C_4)$; *3* – C_1/C_3; *4* – C_1/C_2

нейшие наблюдения позволят скорректировать характер поведения данной зависимости. Отметим, что к этой скважине тюменский газ на опытном участке прорвался в последнюю очередь.

Масштаб графического представления параметров регулярно обновляемой компьютерной базы данных о ходе процесса закачки в пласт тюмен-

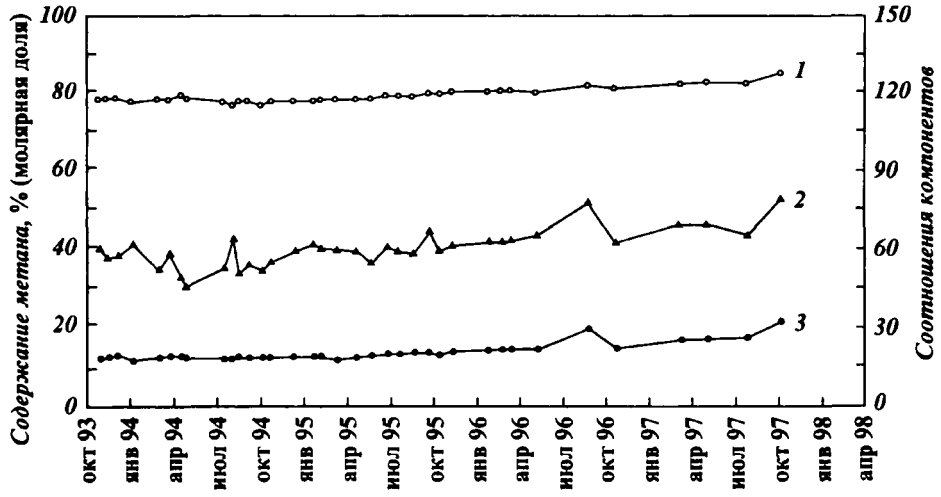


Рис. 5.24. Динамика содержания метана (*1*), соотношений C_1/C_{5+} (*2*) и C_1/N_2 (*3*) в добываемом газе скв. 133

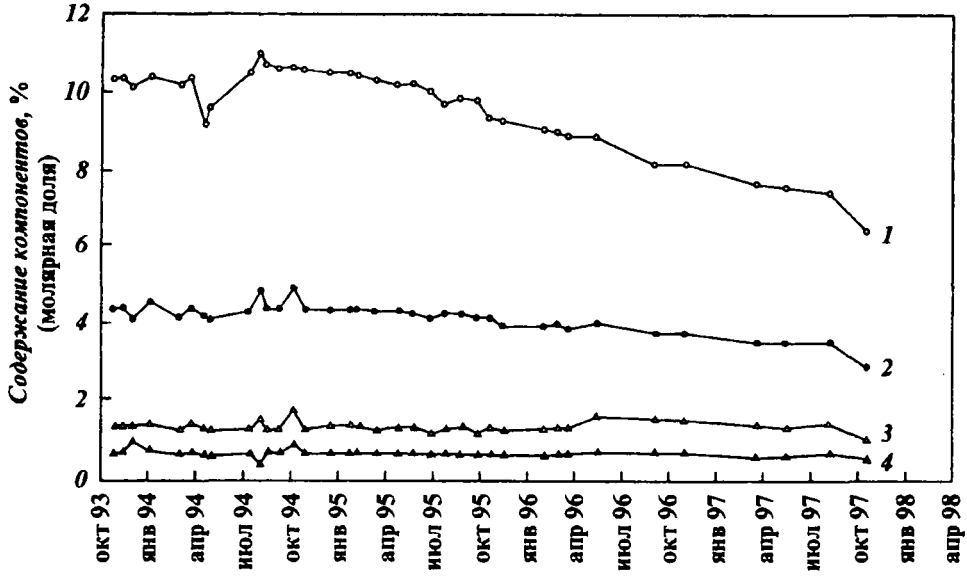


Рис. 5.25. Динамика содержания промежуточных углеводородов в добываемом газе скв. 133: *1* — этан; *2* — пропан; *3* — *н*-бутан; *4* — *изо*-бутан

ского газа задавался в соответствии с реальной промысловой точностью определения содержания компонента в составе отбираемой из пласта смеси. Целью этого было сглаживание естественных колебаний определяемых величин.

Оценка погрешностей применяемых методов на основе моделирования процесса прорыва нагнетаемого газа, а также погрешностей промысловых данных, используемых при расчете отбора ретроградных жидких углеводородов, анализировалась ВНИИГАЗом в 1997 г.

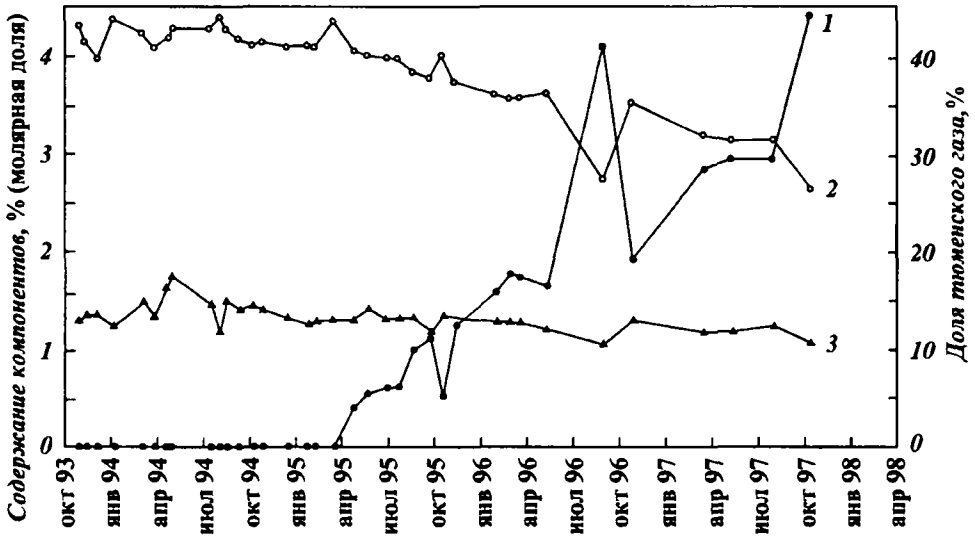


Рис. 5.26. Динамика доли тюменского газа, содержания C_{5+} и азота в продукции скв. 133:
1 — доля тюменского газа; *2* — азот; *3* — C_{5+}

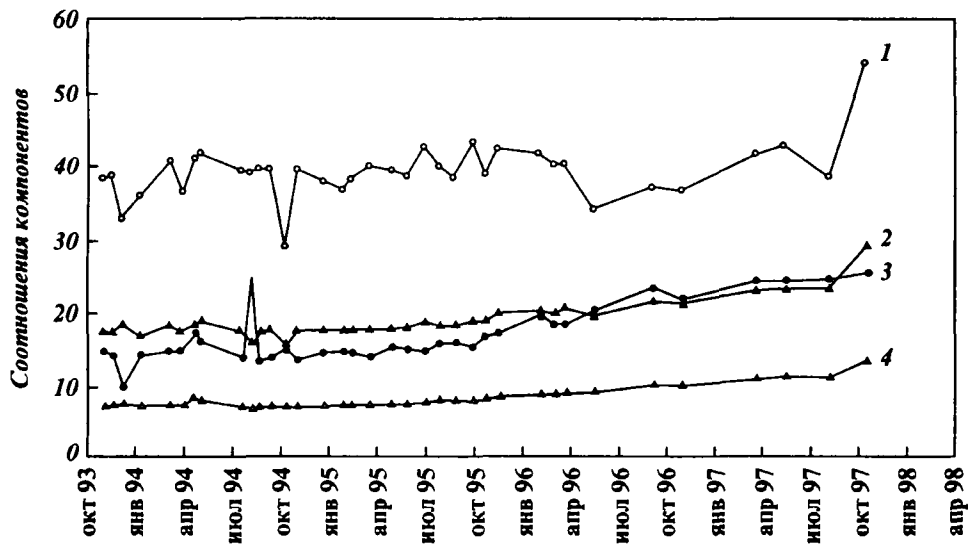


Рис. 5.27. Динамика соотношений компонентов в продукции скв. 133:
1 — C_1/C_4; *2* — C_1/C_3; *3* — $(C_1 \cdot н\text{-}C_4)/(C_2 \cdot изо\text{-}C_4)$; *4* — C_1/C_2

Экспериментальные и аналитические исследования ВНИИГАЗа, выполненные в предыдущие годы, определили возможность прогнозирования темпов изменения молярных концентраций компонентов смеси, поступающей из эксплуатационных скважин, к которым прорвался тюменский газ. В настоящее время прорыв закачиваемого агента получен на девяти из десяти эксплуатационных скважин опытного участка. Скв. 7, где до по-

следнего времени прорыв закачиваемого в пласт газа отсутствует, показывает естественные колебания молярных концентраций компонентов вокруг их исходных фоновых значений.

Вследствие того, что метан и азот характеризуются значительными константами фазовых равновесий в термобарических условиях пласта (>>1), после подхода фронта тюменского газа к эксплуатационной скважине содержание метана и азота в продукции определяется их содержанием в тюменском газе и долей в ней тюменского газа. Компоненты фракции C_{2+} характеризуются существенно меньшими, чем у метана и азота, константами фазовых равновесий. Поэтому после прорыва тюменского газа за его фронтом остается резерв компонентов C_{2-4} и C_{5+} в виде раствора в ретроградном конденсате. Растворенные компоненты в процессе дальнейшей закачки газа активно вовлекаются в испарение и извлекаются из пласта в составе газовой фазы. В первую очередь извлекается самый легкий компонент фракции — этан. Это хорошо видно из анализа динамики состава продукции скважин, к которым прорвался тюменский газ, в особенности скв. 129, показавшей снижение содержания этана от 10,3 % (молярная доля) в момент прорыва до 2,1 % в сентябре 1997 года (см. рис. 5.21). Для дальнейшего периода характерно постепенное понижение молярной концентрации в смеси пропана и остальных компонентов газоконденсатной смеси в порядке возрастания их молекулярных масс.

Как видно из рис. 5.21, продолжительное время после прорыва тюменского газа содержание указанных компонентов монотонно снижается, оставаясь на промышленном уровне. Это прослеживается и на зависимостях содержания C_{5+} в продукции эксплуатационных скважин (рис. 5.22—5.26).

Регламент на закачку сухого газа в пласт на опытном участке в районе УКПГ-8 Вуктыльского НГКМ наряду с контролем широкого ряда параметров предусматривает определение следующих компонентных соотношений в продукции добывающих скважин:

$$\frac{C_1}{N_2};\ \frac{C_1}{C_2};\ \frac{C_1}{C_4};\ \frac{C_1}{C_{5+}};\ \frac{C_2}{C_3};\ \frac{C_2}{C_4};\ \frac{C_3}{C_4};\ \frac{изо\text{-}C_4}{н\text{-}C_4};\ \frac{C_1 \cdot н\text{-}C_4}{C_2 \cdot изо\text{-}C_4}.$$

Определение указанных соотношений проводится с целью контроля их динамики в процессе закачки сухого газа, поскольку изменение этих величин характеризует наличие в добываемой смеси нагнетаемого агента. Ранее уже отмечалось, что чувствительность некоторых соотношений индивидуальных компонентов к изменениям компонентного состава газоконденсатной смеси существенно выше, чем чувствительность собственно значений молярных концентраций индивидуальных компонентов. Например, после прорыва тюменского газа содержание метана повышается, а молярная концентрация в продукции азота, наоборот, уменьшается, чем обеспечивается более резкое возрастание компонентного соотношения C_1/N_2 по сравнению с увеличением и уменьшением концентраций метана и азота соответственно (см. рис. 5.20 и 5.24).

Основные результаты определения компонентных соотношений в продукции двух скважин опытного участка от начала опытно-промышленного эксперимента в сентябре 1993 г. по настоящее время приводятся на рис. 5.20, 5.23, 5.24, 5.27. Такие исследования регулярно проводятся для всех эксплуатационных скважин опытного участка. Графические зависимости свидетельствуют о том, что по состоянию на октябрь 1997 г.

компонентные соотношения в продукции скв. 129 и 133 в разной степени обнаружили тенденцию к отклонению от значений, близких к фоновым, что объясняется, естественно, прорывом к этим скважинам закачиваемого магистрального тюменского газа.

Скв. 7 стабильно сохраняет близкие к фоновым значения компонентных соотношений, что свидетельствует об отсутствии в продукции этой скважины закачиваемого газа. Все остальные добывающие скважины участка в той или иной степени характеризуются наличием в составе продукции прорвавшегося тюменского газа.

Проводимый анализ динамики фактических значений компонентных соотношений в продукции добывающих скважин показывает, что в условиях натурного пласта, содержащего газоконденсатную смесь, изменения этих параметров определяются объемами сухого газа, прокачанного через пористую среду. Использование относительно большого количества контрольных параметров, таких как молярные концентрации индивидуальных компонентов и их соотношения, вполне оправданно.

Применяемый комплекс параметров обеспечивает надежный авторский надзор за реализацией проекта "Конденсат-2".

Оценка объемов добычи жидких углеводородов из скважин опытного участка

Контроль состава продукции, добываемой на опытном участке, дает возможность оценивать объемы добычи жидких углеводородов из скважин опытного участка, включая ретроградную часть.

Результаты расчетов накопленной и среднесуточной добычи фракций C_{2+} и C_{5+} по отдельным скважинам, проведенных в соответствии с уточненным регламентом на закачку газа, приводятся в табл. 5.10 и на рис. 5.28–5.30. Рис. 5.31, *а* показывает распределение дебитов по скважинам опытного участка на 01.04.96 г. перед остановкой для проведения капитального ремонта скв. 131 и расположенной вблизи скв. 150. Рис. 5.31, *б* отражает дебиты добывающих скважин участка на 01.07.97 г. Если общая на-

Таблица 5.10

Добыча жидких углеводородов на опытном участке в районе УКПГ-8 Вуктыльского ГКМ в период с 17.09.93 по 01.01.98 (тыс. тонн)

Номер скважины	C_2-C_4		C_{5+}		C_{2+}	
	всего	ретроградная часть	всего	ретроградная часть	всего	ретроградная часть
7	74,05	0	14,21	0	88,26	0
100	92,66	12,51	17,65	3,80	110,32	16,31
127	40,96	6,64	9,55	2,91	50,51	9,54
129	51,16	12,49	14,65	7,69	65,81	20,19
130	27,66	4,83	7,49	3,22	35,14	8,05
131	4,57	1,07	1,76	1,12	6,33	2,19
133	101,64	5,52	18,96	2,12	120,60	7,64
150	24,71	2,70	5,33	0,98	30,03	3,68
151	12,45	2,30	3,40	1,41	15,85	3,71
158	33,25	3,80	6,28	1,07	39,53	4,87
Сумма	463,11	51,86	99,27	24,32	562,38	76,18

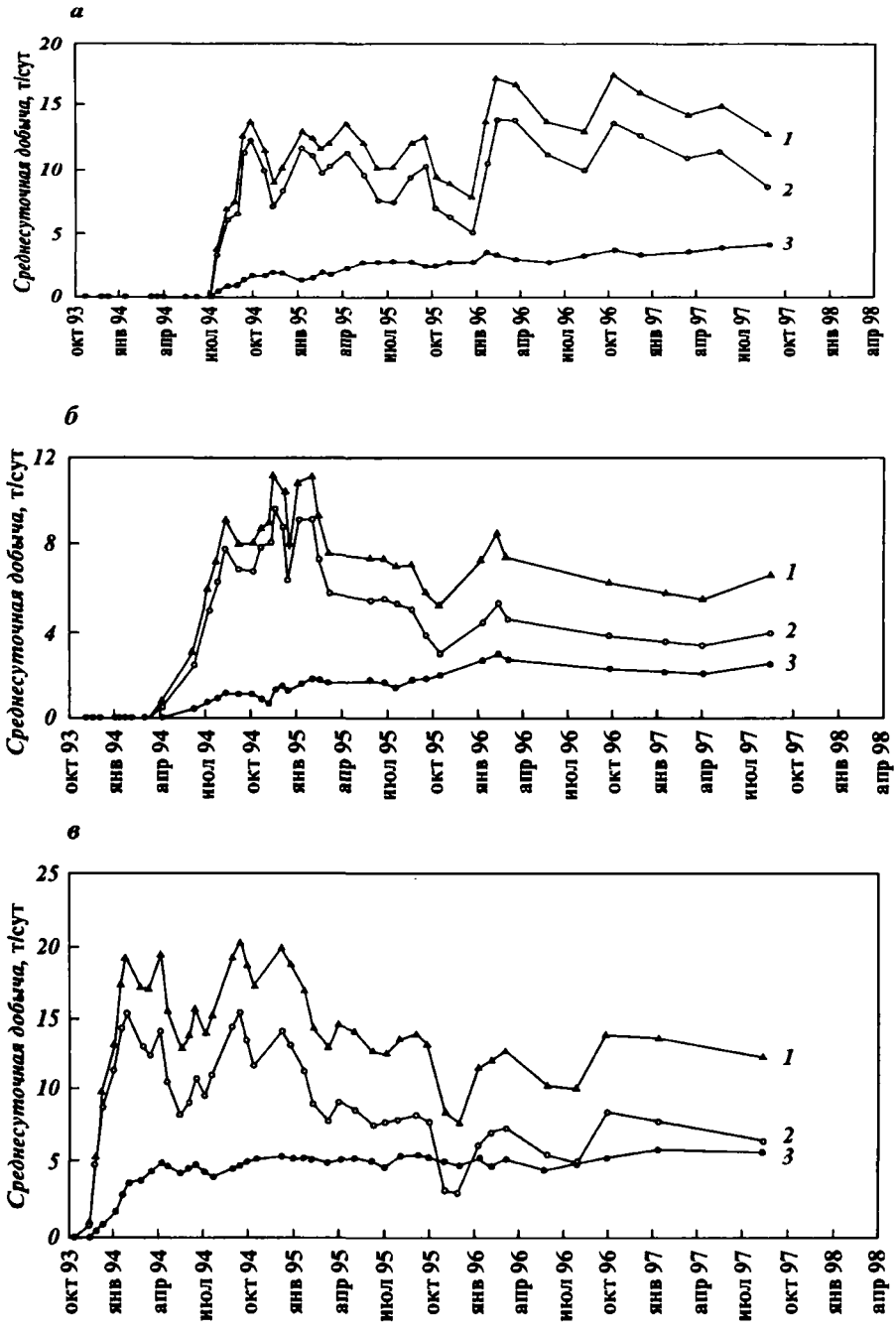


Рис. 5.28. Среднесуточная добыча ретроградных углеводородов:
а – скв. 100; *б* – скв. 127; *в* – скв. 129; *1* – C_{2+}; *2* – C_{2-4}; *3* – C_{5+}

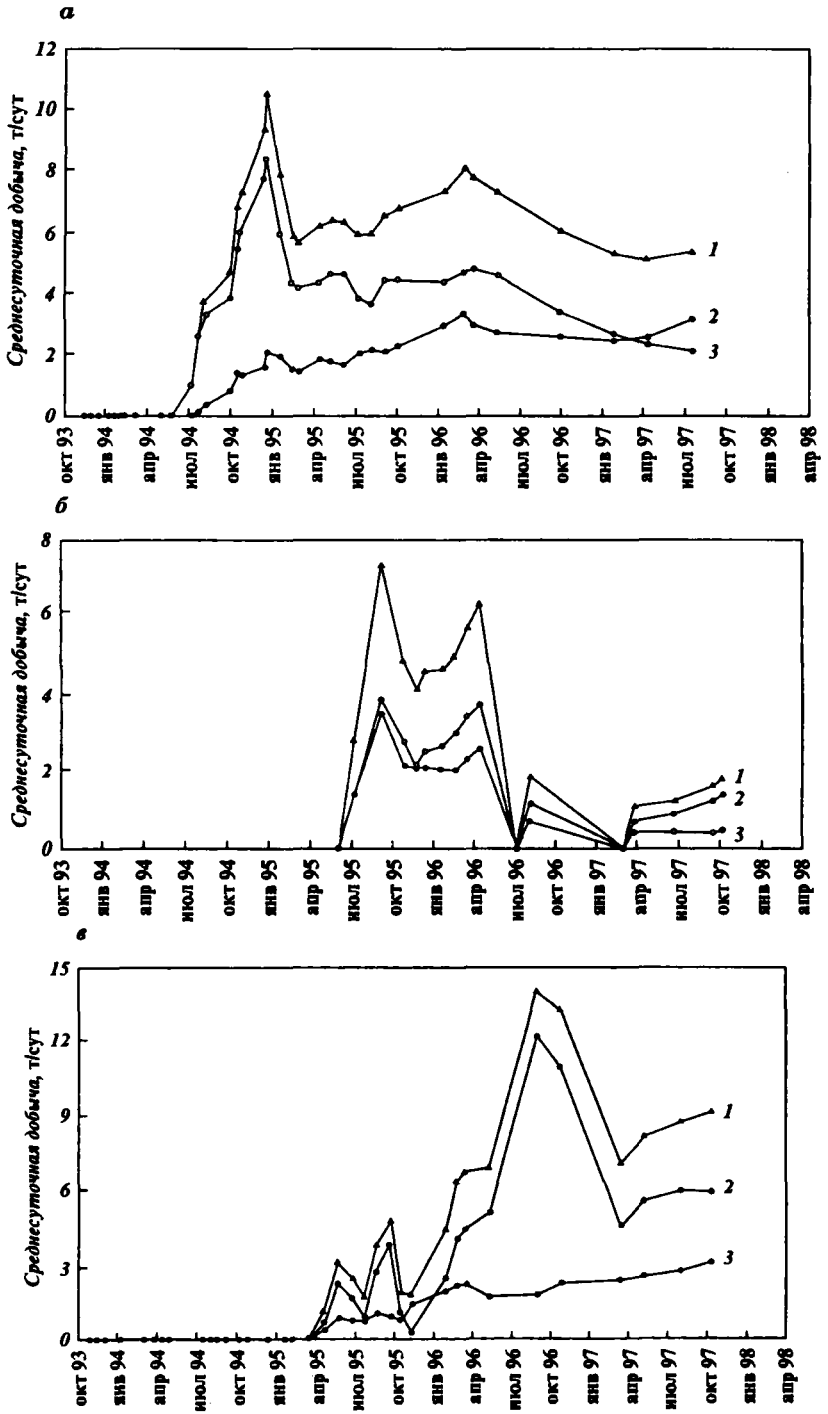


Рис. 5.29. Среднесуточная добыча ретроградных углеводородов:
а – на скв. 130; *б* – на скв. 131; *в* – на скв. 133; *1* – C_{2+}; *2* – C_{2-4}; *3* – C_{5+}

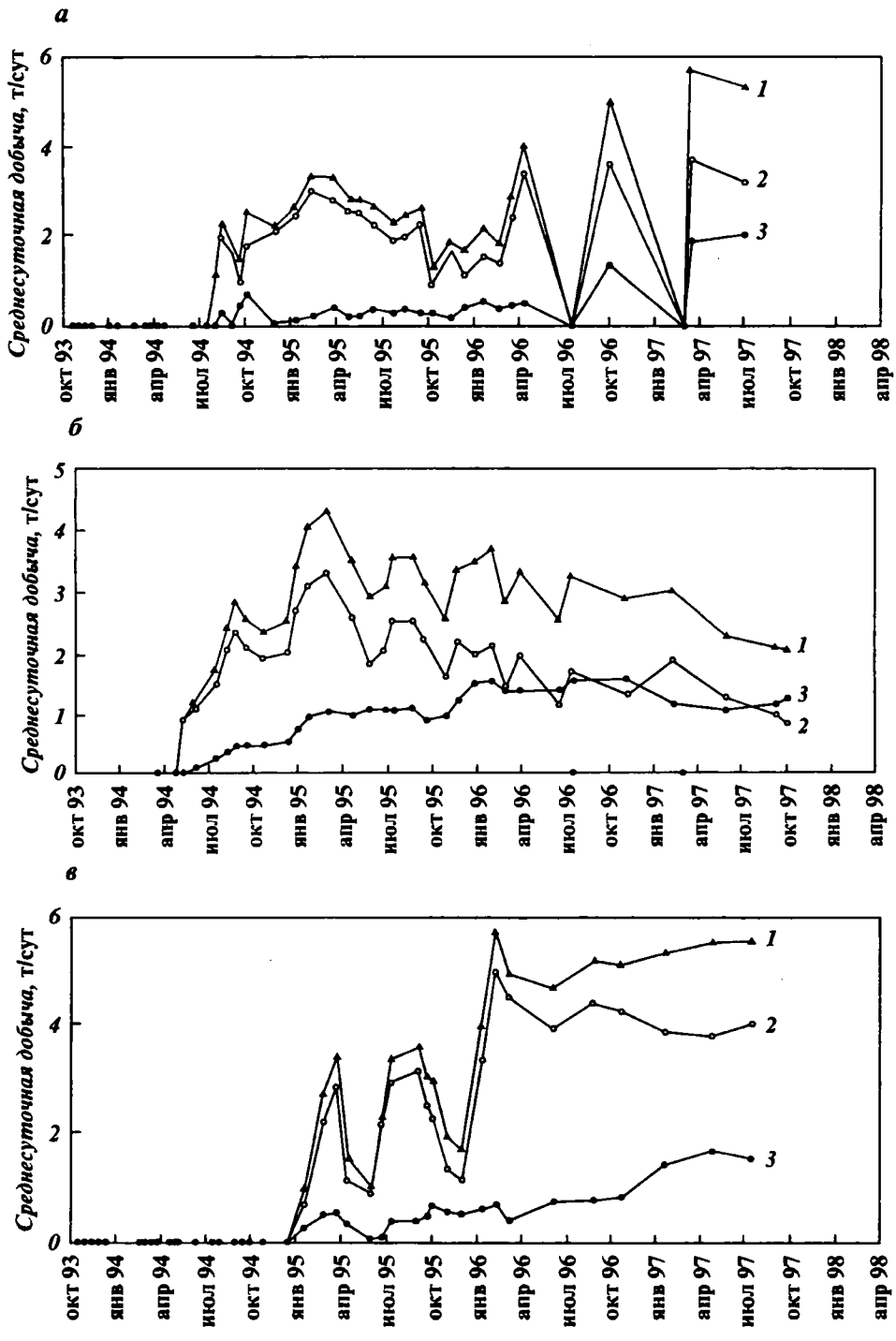


Рис. 5.30. Среднесуточная добыча ретроградных углеводородов:
а – на скв. 150; *б* – на скв. 151; *в* – на скв. 158; *1* – C_{2+}; *2* – C_{2-4}; *3* – C_{5+}

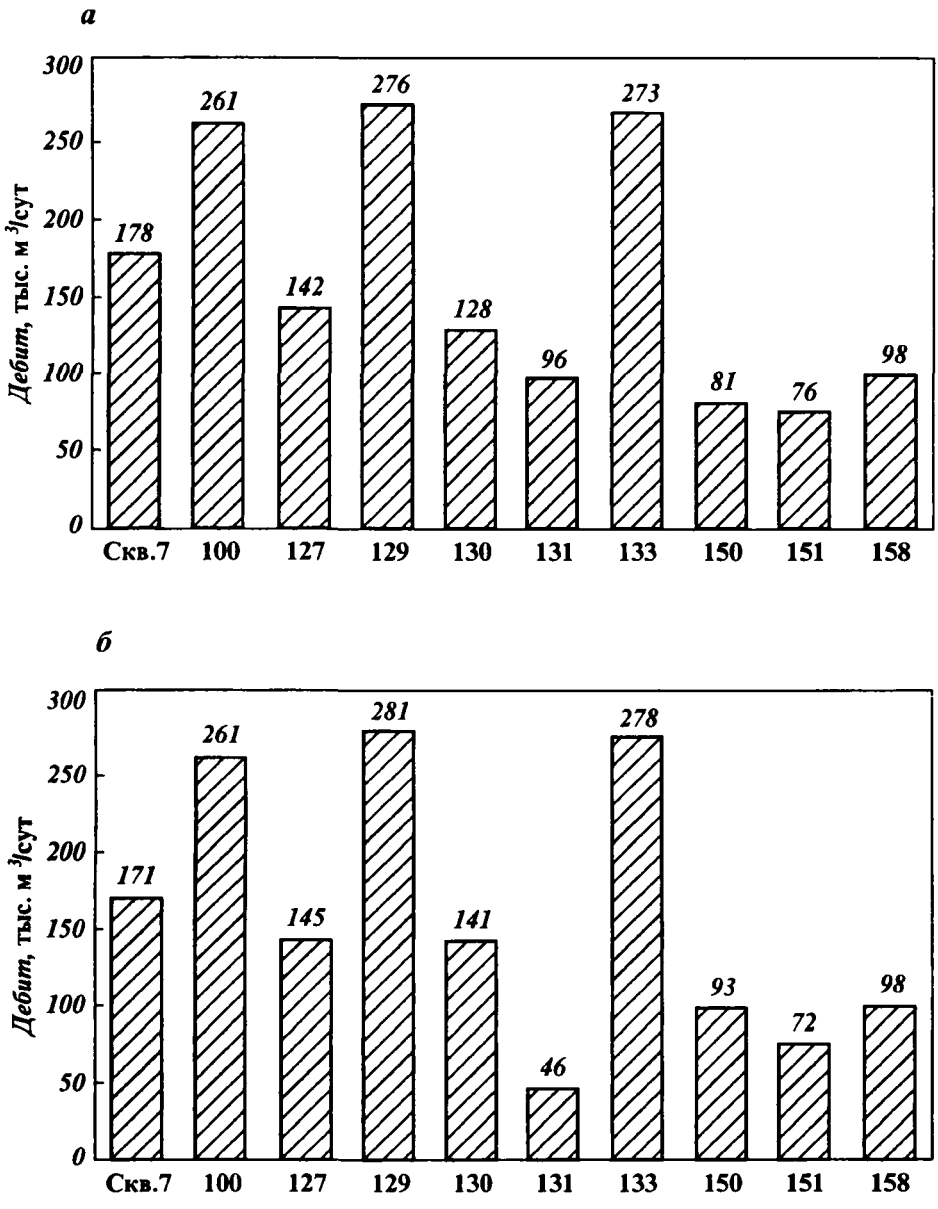


Рис. 5.31. Распределение дебитов по скважинам опытного участка в районе УКПГ-8:
а — на 01.04.96; *б* — на 01.07.97

ленная добыча жидких углеводородов C_{2+} по скважинам в общем пропорциональна дебитам (рис. 5.32), то накопленная добыча жидких углеводородов из ретроградного конденсата (ее распределение дано на рис. 5.33) зависит одновременно как от времени работы скважины после прорыва тюменского газа, так и от ее дебита.

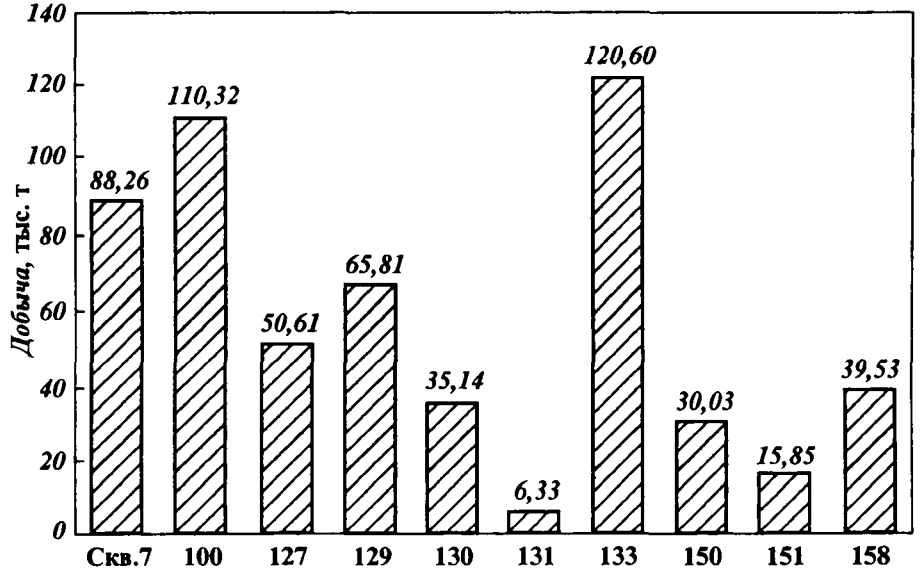


Рис. 5.32. Распределение накопленной добычи углеводородов C_{2+} по скважинам на 01.11.98 г.

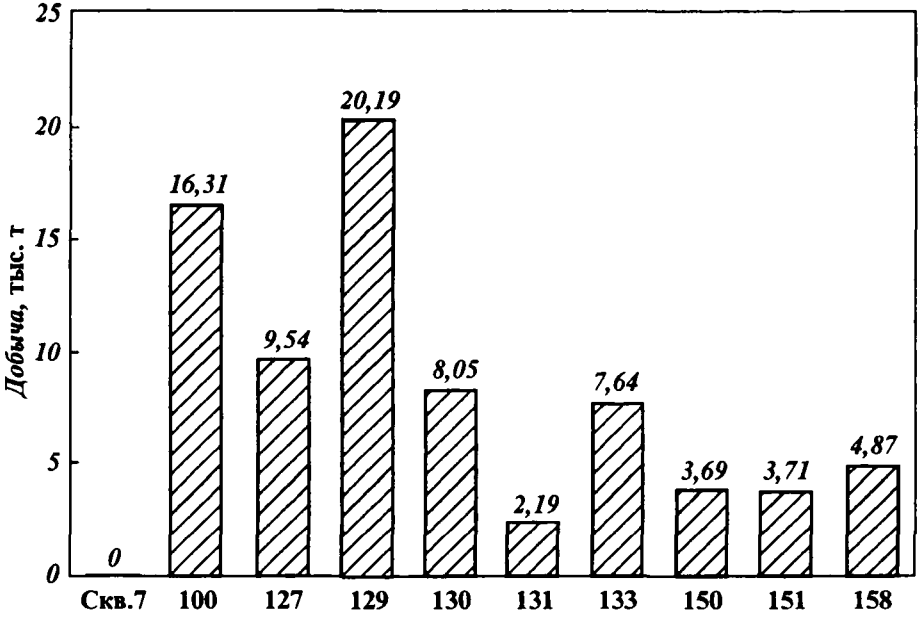


Рис. 5.33. Распределение добычи ретроградной части углеводородов C_{2+} на 01.01.98 г.

Анализ суммарных объемов добычи углеводородов и средневзвешенных параметров процесса закачки газа

Большой практический интерес представляют обобщающие данные по опытному участку, включающие результаты контроля над составом как нагнетаемого газа, так и добываемой продукции.

На рис. 5.34 представлены данные по динамике содержания азота в нагнетаемом газе (по октябрь 1997 года). Этот параметр играет важную роль при определении момента прорыва тюменского газа к добывающей скважине и оценке доли последнего в составе продукции. Отмечаются естественные колебания концентрации, связанные с изменениями состава магистрального газа и погрешностями хроматографических анализов, не превышающими ≈ 0,1 %. Среднее значение содержания азота, рассчитанное за весь период с начала опытно-промышленного эксперимента, составляет 0,77 %.

Рис. 5.35 иллюстрирует динамику объемов закачанного и отобранного

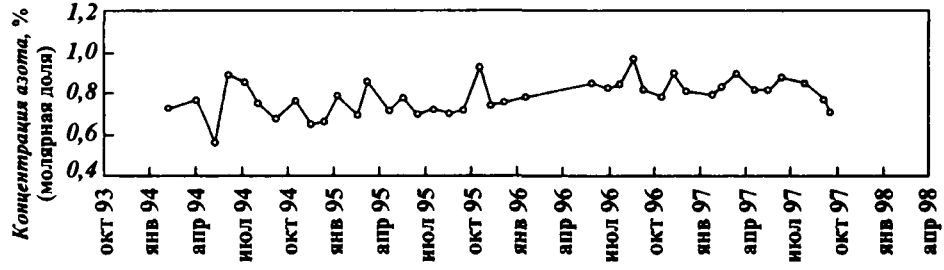


Рис. 5.34. Концентрация азота в нагнетаемом газе (среднее значение 0,77)

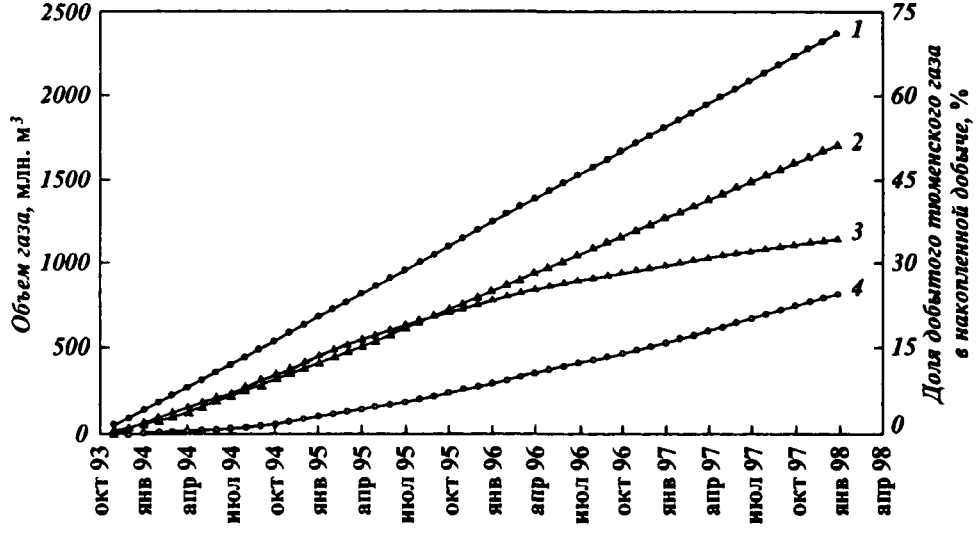


Рис. 5.35. Объемы добытого и закачанного газа. Опытный участок в районе УКПГ-8:
1 — накопленная добыча; *2* — объем закачанного газа; *3* — доля тюменского газа; *4* — добыча тюменского газа

газа, в том числе обратно извлеченного тюменского газа. На 1 января 1998 года в пласт закачано 1711,68 млн м^3. При этом суммарный отбор газа на опытном участке составил 2377 млн. м^3, включая 829,5 млн. м^3 (или 48,46 % от объема закачки) обратно извлеченного тюменского газа. Средняя по опытному участку доля в продукции прорвавшегося тюменского газа (рассчитанная как отношение объема добытого "тюменского" газа к общему накопленному объему добычи) к этому времени составила ≈ 34,9 %.

Представляет интерес графическая интерпретация таких показателей, как объемы закачиваемого и добываемого за месяц тюменского газа (рис. 5.36). Видно, что каждый месяц в нагнетательные скважины закачивается около 37 млн. м^3 тюменского газа и примерно 25 млн. м^3 отбирается из добывающих скважин.

На рис. 5.37 представлена диаграмма добычи ретроградных углеводородов. Нижняя часть каждого столбца отражает объем извлеченных C_{5+}, верхняя – C_2-C_4, а столбец в сумме показывает величину добычи C_{2+}. Аналогично организованная диаграмма на рис. 5.38 характеризует накопленную добычу этана и высших углеводородов, включая ретроградную часть.

Представляют интерес также данные по динамике молекулярной массы добываемых жидких углеводородов и средневзвешенному по объему добычи составу продукции опытного участка (рис. 5.39, 5.40). Так, если доля легких углеводородов – этана, пропана, в меньшей степени бутанов постепенно сокращается, оставаясь тем не менее на промышленном уровне, то доля стабильного конденсата уже на протяжении более чем пяти лет процесса закачки практически не изменяется. На рис. 5.41 представлены накопленные и ежеквартальные значения средневзвешенного по объему добычи конденсатогазового фактора продукции опытного участка. Накопленная величина КГФ вычислялась как отношение накопленной на определенную дату добычи стабильного конденсата к накопленному объему добычи газа (пластового и прорвавшегося тюменского). Ежеквартальное значение КГФ вычислялось методом отношения массы добытых за квартал углеводородов C_{5+} к объему квартальной же добычи газа на опытном участке. С начала процесса закачки тюменского газа наблюдается монотонное снижение накопленной величины КГФ от 47 до 42 г/м^3 к настоящему времени. Немонотонный характер кривой ежеквартальных КГФ объясняется неравномерной работой отдельных скважин. В частности, увеличение ежеквартальной величины КГФ по состоянию на июль 1996 г. связано с простоем скв. 131 и 150 с апреля 1996 г. На рис. 5.42 и 5.43 представлена динамика текущих и накопленных затрат закачиваемого тюменского газа на добычу ретроградных углеводородов. Эти показатели представляют собой отношения объемов закачанного газа к массе добытых C_{2+} и C_{5+}. При расчете текущих показателей принимаются во внимание объемы газа, закачанные за каждый квартал, и количество добытых в соответствующий период ретроградных компонентов. Накопленные затраты определяются отношениями суммарного объема закачанного к определенной дате сухого газа и общего количества добытых за время опытно-промышленного эксперимента жидких углеводородов. Если в самом начале прорыва тюменского газа к скважинам опытного участка текущие и накопленные затраты на добычу 1 т ретроградных C_{2+} представляли около 100 тыс. м^3/т, то к настоящему времени с увеличением доли тюменского газа в продукции скважин они составляют соответственно 20,5 и 22,5 тыс. м^3/т. Текущие и на-

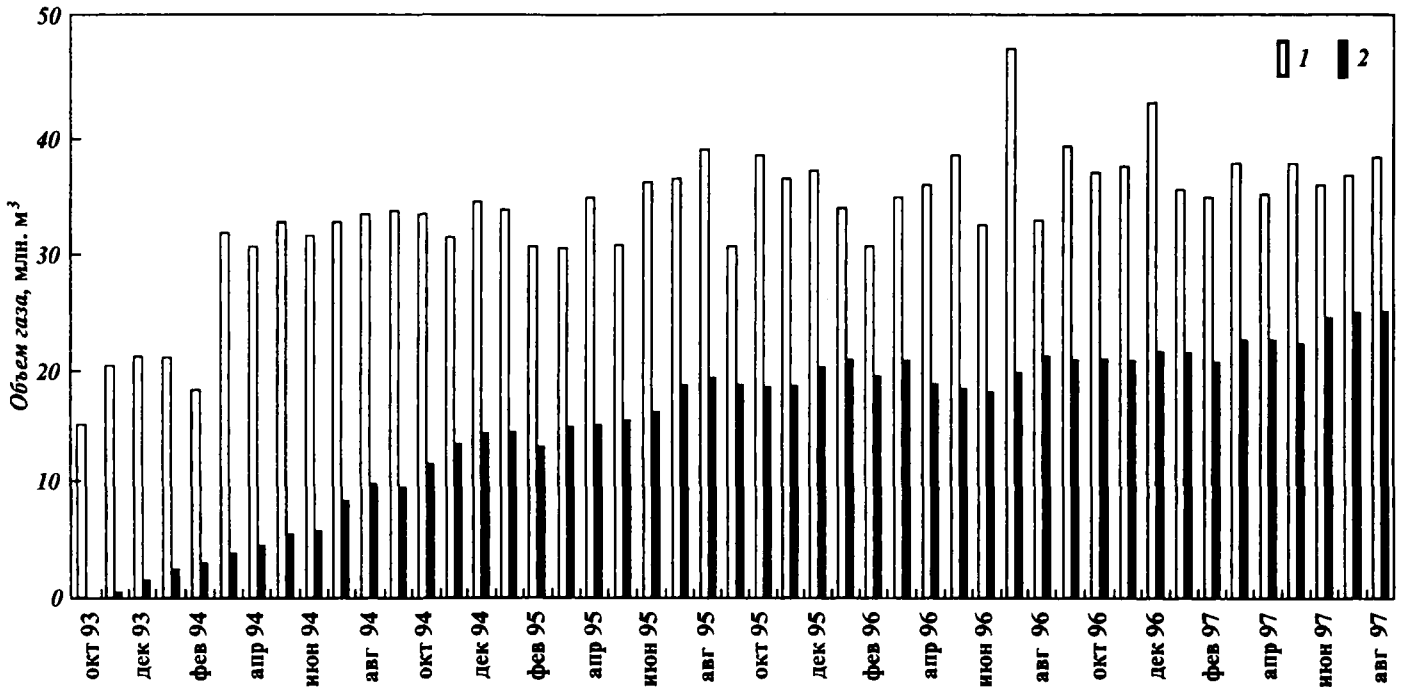


Рис. 5.36. Объемы закачиваемого и добываемого за месяц тюменского газа. Опытный участок в районе УКПГ-8:
1 — закачка тюменского газа; *2* — добыча тюменского газа

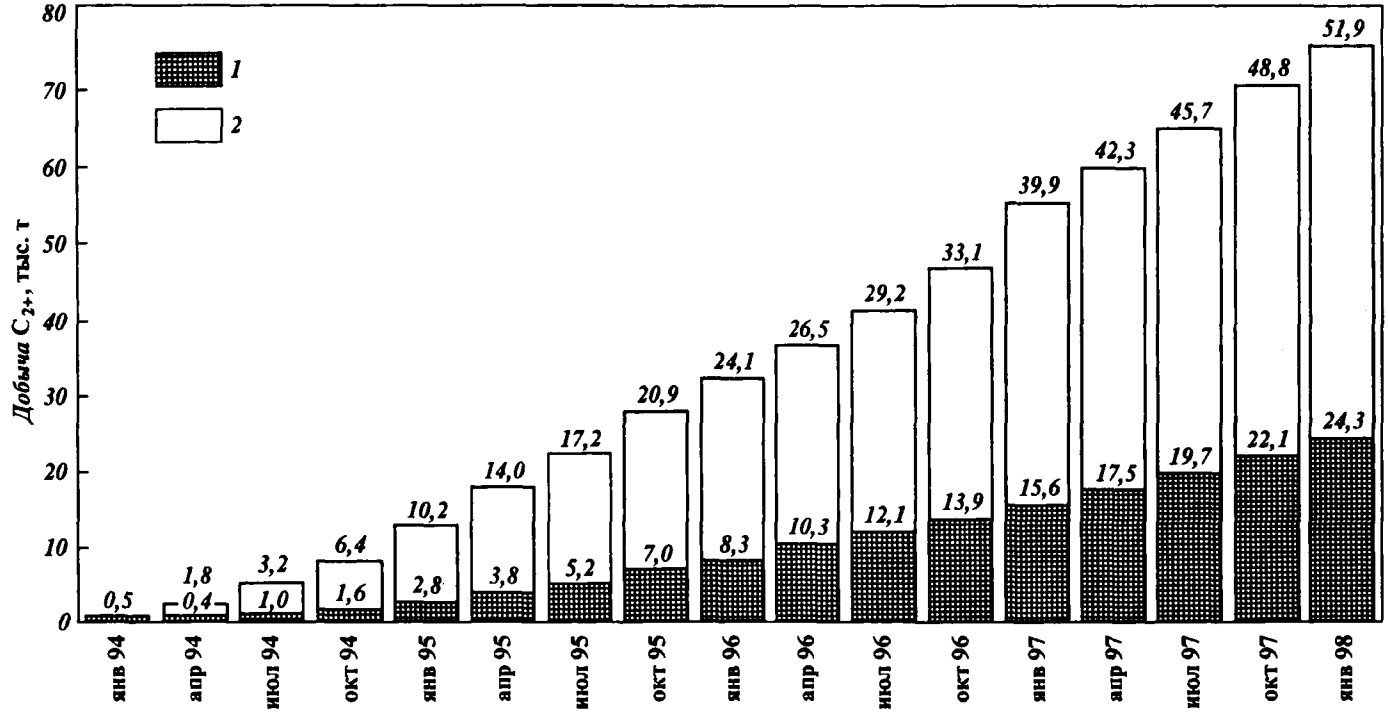


Рис. 5.37. Добыча углеводородов ретроградной части. Опытный участок в районе УКПГ-8:
1 – C_{5+}; *2* – $C_2 - C_4$

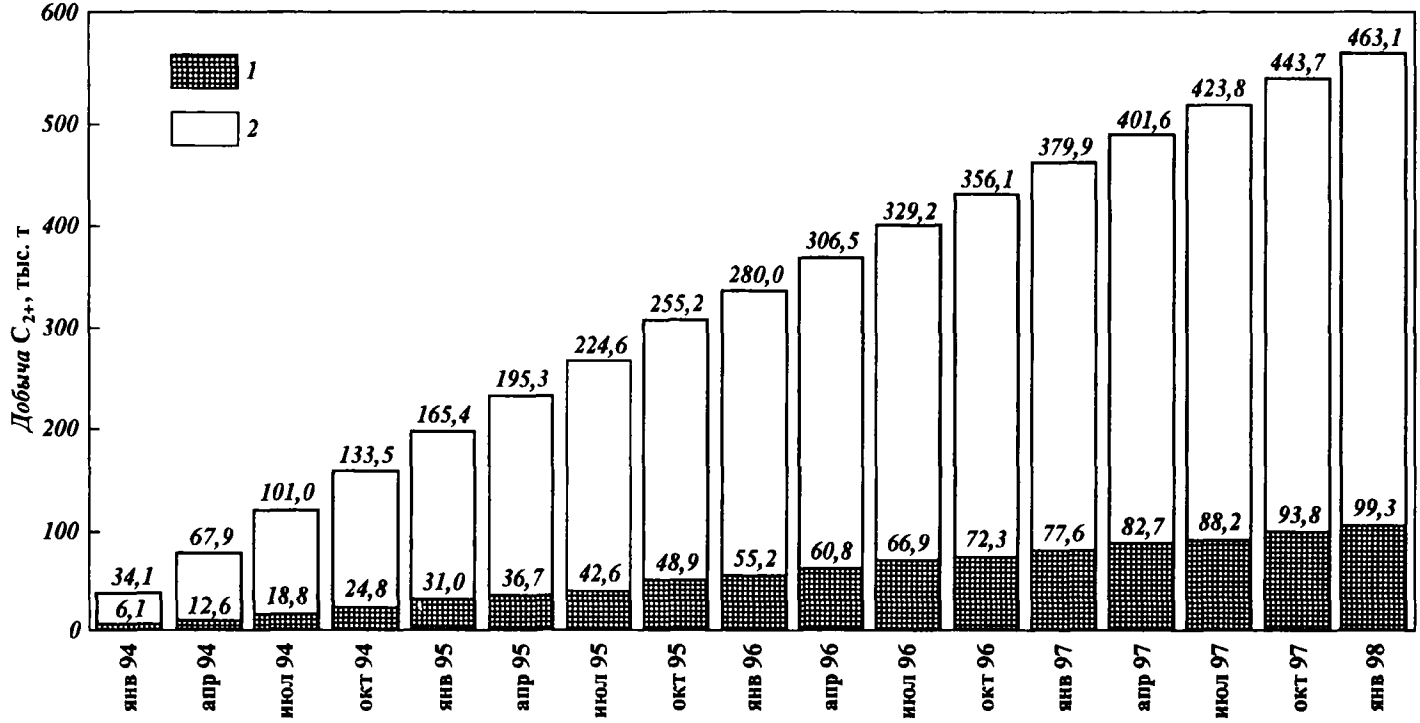


Рис. 5.38. Накопленная добыча углеводородов. Опытный участок в районе УКПГ-8:
1 – C_{5+}; *2* – $C_2 - C_4$

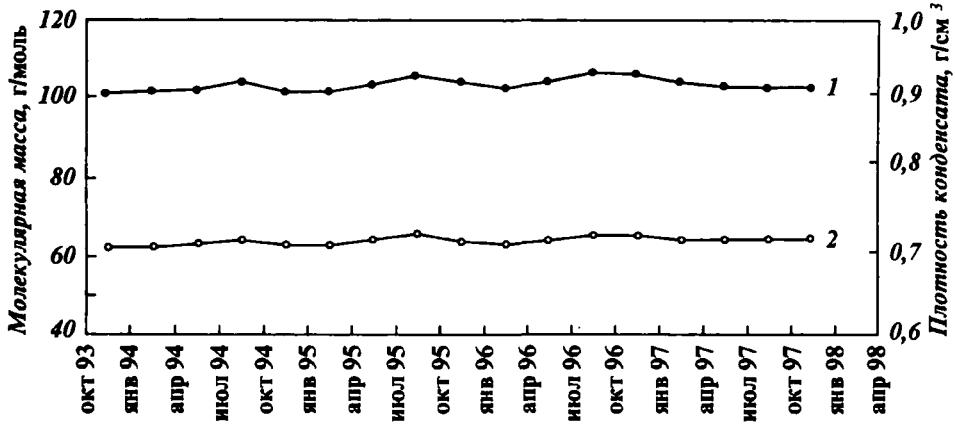


Рис. 5.39. Средневзвешенные по объему добычи молекулярная масса и плотность стабильного конденсата:
1 — молекулярная масса конденсата; *2* — плотность конденсата

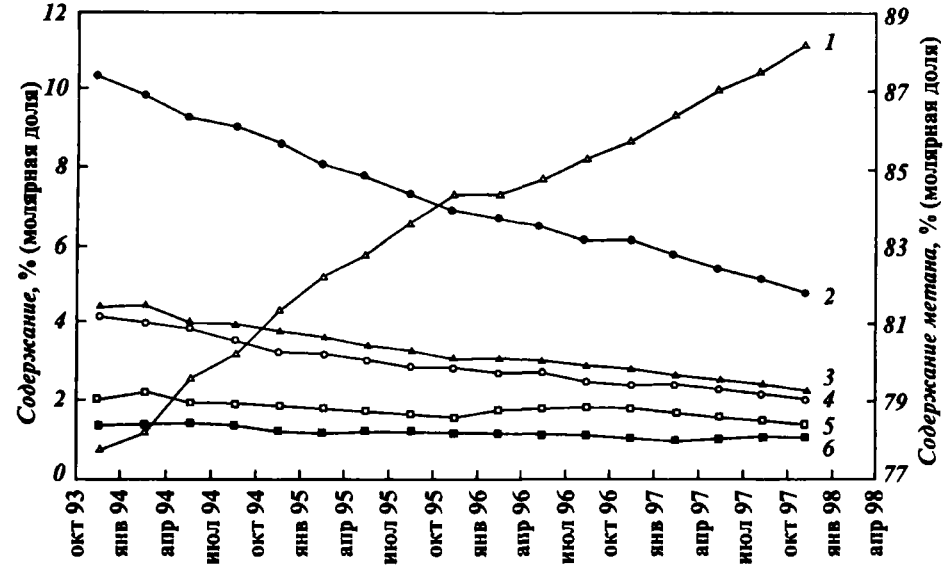


Рис. 5.40. Динамика средневзвешенного по объему добычи состава добываемого газа:
1 — метан; *2* — этан; *3* — пропан; *4* — азот; *5* — бутаны; *6* — C_{5+}

копленные затраты газа на извлечение 1 т C_{5+} в начале процесса достигали около 440 тыс. м^3/т, а к 01.01.98 г. снизились до 49 и 70 тыс. м^3/т соответственно. По состоянию на конец 1997 года ежесуточно (рис. 5.44) на опытном участке добывалось из выпавшего конденсата около 60 т углеводородов C_{2+}, из которых более 25 т приходится на фракцию C_{5+}.

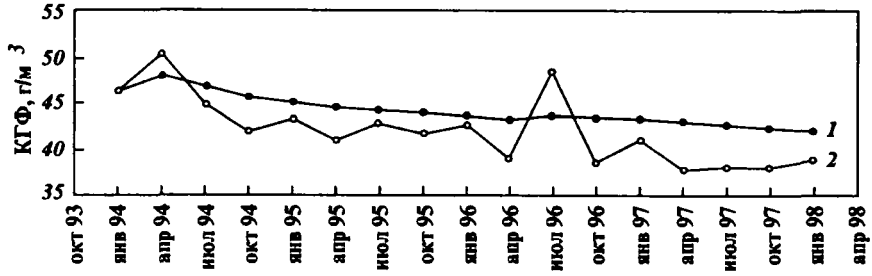


Рис. 5.41. Динамика средневзвешенного КГФ продукции опытного участка в районе УКПГ-8:
1 — накопленная величина; *2* — ежеквартальная величина

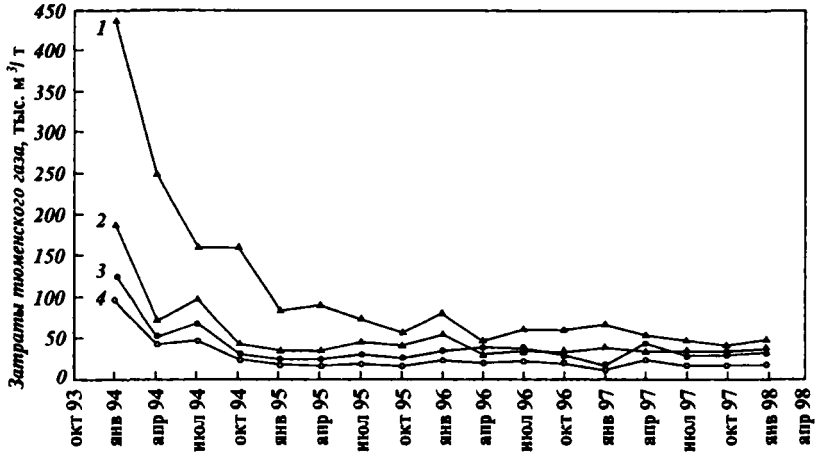


Рис. 5.42. Текущие затраты закачиваемого газа на добычу ретроградных углеводородов (отношение объема закачанного за квартал тюменского газа к массе извлеченных за этот период ретроградных углеводородов)

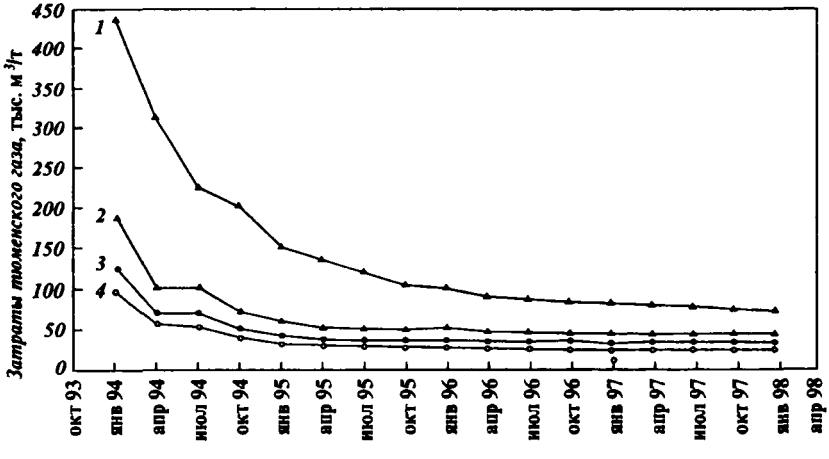


Рис. 5.43. Накопленные затраты закачиваемого газа на добычу ретроградных углеводородов (отношение суммарного объема закачанного тюменского газа к суммарной массе извлеченных ретроградных углеводородов).
Затраты на добычу: *1* — C_{5+}, *2* — C_{3-4}, *3* — C_2-C_4, *4* — C_{2+}

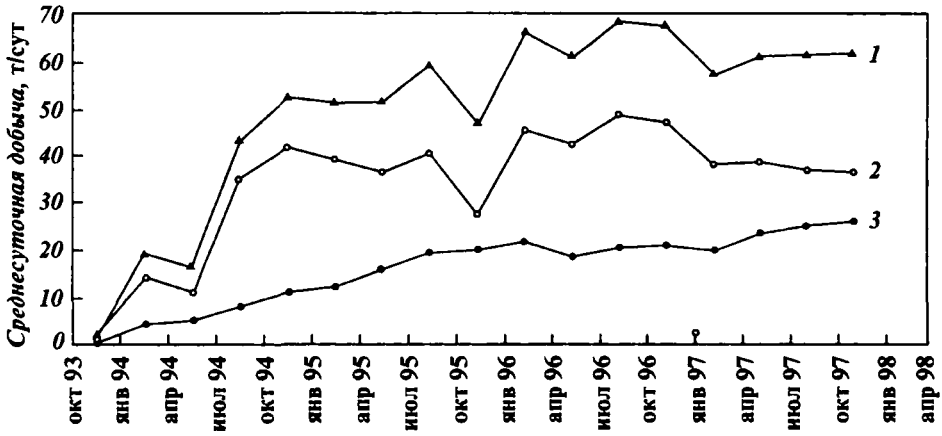


Рис. 5.44. Среднесуточная добыча ретроградных углеводородов:
1 – C_{2+}; *2* – C_2–C_4; *3* – C_{5+}

Контроль за охватом пласта тюменским газом

По состоянию на 01.01.98 на опытном участке добыто с начала эксперимента около 2,38 млрд. м^3 газа, закачано в пласт более 1,71 млрд. м^3 сухого тюменского газа. С середины 1995 г. на всех добывающих скважинах, кроме скв. 7, ведется отбор кроме пластового также ранее закачанного тюменского газа. Доля последнего в продукции участка в целом превышает 35 % (см. рис. 5.35).

Оценка коэффициента охвата пласта тюменским газом позволяет получить представление об эффективности вовлечения остаточных запасов углеводородов опытного участка в разработку с воздействием закачиваемым агентом.

Коэффициент охвата $K_{охв}$ пласта закачанным тюменским газом наиболее легко рассчитывать балансовым методом, принимая допущения, что границы опытного участка непроницаемы и что коэффициенты сжимаемости закачанного и пластового газов одинаковы в условиях залежи.

Для расчета используются следующие параметры (см. раздел 5.33):

- объем пор опытного участка или запасы пластового газа $V_{пл.г}$ в этом объеме;
- объем сухого тюменского газа $V_{зак.т.г}$, закачанного в пласт на расчетный момент времени;
- объем тюменского газа $V_{извл.т.г}$, извлеченного обратно из пласта на расчетный момент времени.

На 01.01.98 $K_{охв}$ при $V_{пл.г}$ = 1562,65 млн. м^3 составил

$$K_{охв} = (V_{зак.т.г} - V_{извл.т.г})/V_{пл.г} = (1711,68 - 829,5)/1562,65 = 0,56, \text{ или } 56\ \%.$$

Анализ динамики добычи углеводородов пропан-бутановой фракции

При корректировке регламента на закачку сухого газа и отбор продукции, проводившейся в 1997 г. ВНИИГАЗом, было отмечено, что необходимо продолжать систематическую оценку текущих и накопленных затрат тюменского газа на добычу ретроградных углеводородов, впредь выделяя наряду с затратами газа на добычу C_{2+}, C_2-C_4, C_{5+} затраты на добычу фракции $C_3 + C_4$.

Таким образом, перечень параметров, определяемых в ходе авторского надзора на полигоне в районе УКПГ-8, с 1997 г. дополнен следующими:

- добыча ретроградных углеводородов $C_3 + C_4$;
- удельные затраты тюменского газа на добычу 1 т $C_3 + C_4$.

Во втором полугодии 1997 г. были соответствующим образом модернизированы программы расчета всех показателей контроля (как по отдельным скважинам, так и по участку в целом).

Из графиков рис. 5.45, *а, б* — 5.46, *а, б* видно, что объем добычи промежуточных углеводородов в целом пропорционален как доле тюменского газа в продукции, так и дебитам скважин (см. рис. 5.38). Рис. 5.45, *б* (скв. 131) и 5.46, *б* (скв. 150) имеют пологие участки, соответствующие времени остановок этих скважин на период проведения ремонтных работ.

На рис. 5.47 показана динамика добычи пропан-бутановой фракции ретроградной части продукции по участку в целом. Нижняя часть каждого столбца отражает объем извлеченных *н*-C_4 + *изо*-C_4, верхняя — C_3, а столбец в сумме показывает величину добычи C_{3-4}. Согласно этим данным, к 01.01.98 на опытном участке добыто 41,1 тыс. т ретроградных пропана и бутанов.

Текущие и накопленные затраты закачиваемого газа на добычу ретроградных пропана и бутанов были представлены в виде дополнительно построенных графических зависимостей на рис. 5.42 и 5.43 (см. выше). На 01.01.98 г. они составили соответственно 37,3 и 41,68 тыс. м^3 газа на 1 т.

Из приведенных графических и табличных материалов видно, что результатом воздействия на залежь в пределах опытного участка впервые в мире является крупная промышленная добыча ретроградного конденсата. С начала процесса закачки (17.09.93) к 01.01.98 г. на опытном участке добыто 562,38 тыс. т углеводородной фракции C_{2+}, в том числе 76,18 тыс. т, или 13,55 %, составляет ретроградная жидкость. Из общего количества 562,38 тыс. т C_{2+} 474,12 тыс. т получено на тех скважинах, к которым прорвался тюменский газ. Доля ретроградной жидкости в добыче этих девяти скважин (см. табл. 5.10) достигала 16,06 %. В составе фракции C_{2+} стабильного конденсата (C_{5+}) добыто 99,27 тыс. т, в том числе 24,32 тыс. т, или 24,50 %, — ретроградная часть. На девяти скважинах, продуцирующих смесью пластового и тюменского газа, добыча C_{5+} равна 85,06 тыс. т, а доля ретроградной жидкости — 28,59 %. В общем объеме добычи углеводородов C_{2+} и C_{5+} наряду с получением ретроградных углеводородов обеспечен прирост добычи и за счет поддержания пластового давления в пределах опытного участка и повышения устойчивости работы добывающих скважин.

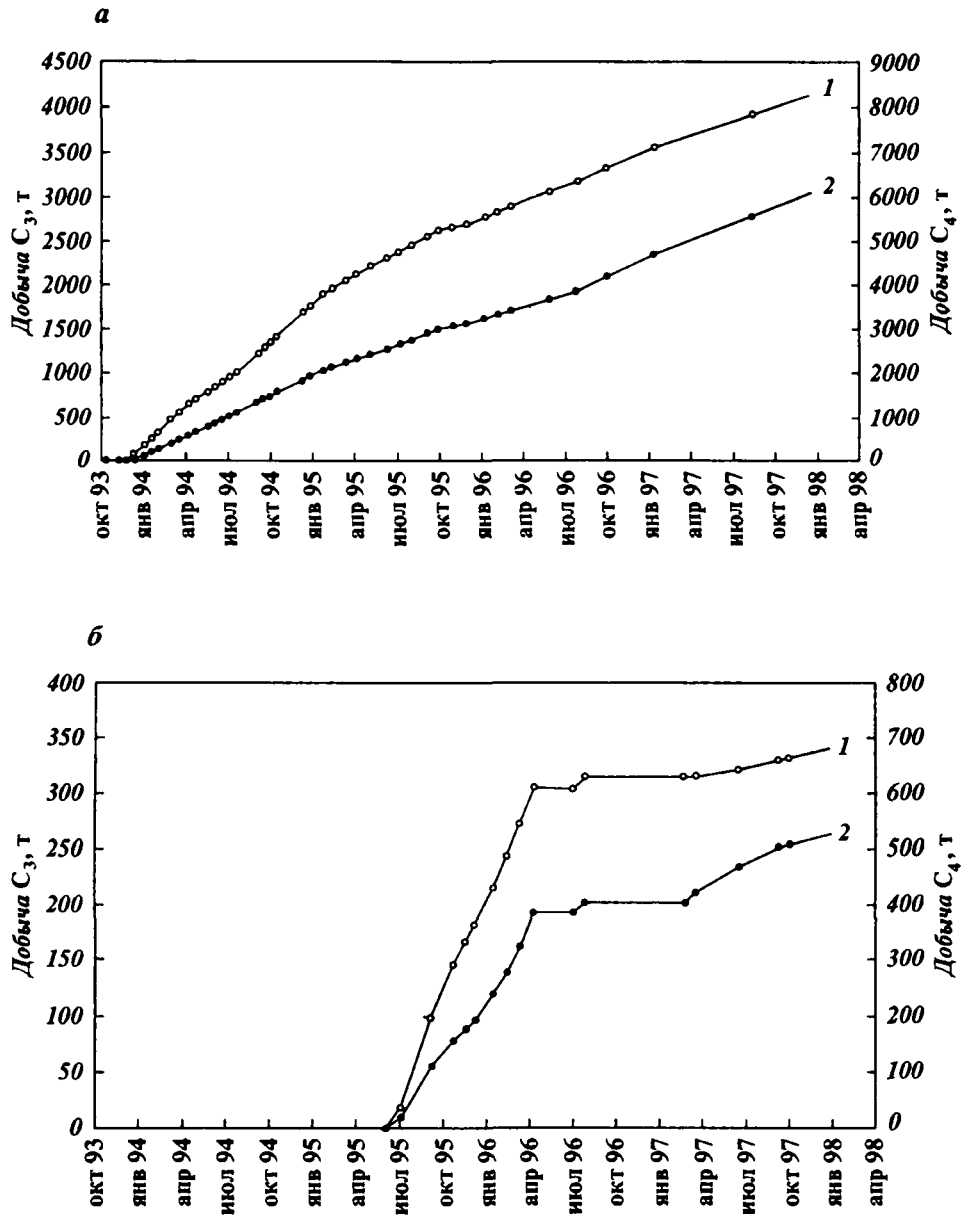


Рис. 5.45. Добыча пропан-бутановой фракции ретроградного конденсата:
а — на скв. 129; *б* — на скв. 131; *1* — C_3; *2* — C_4

В целом анализ результатов оперативного контроля за ходом процесса по данным текущих промысловых исследований скважин опытного участка по закачке сухого газа в пласт показал практически полное соответствие параметров, получаемых непосредственно на промысле, данным, полученным в ходе проведения лабораторных экспериментов и аналитических исследований.

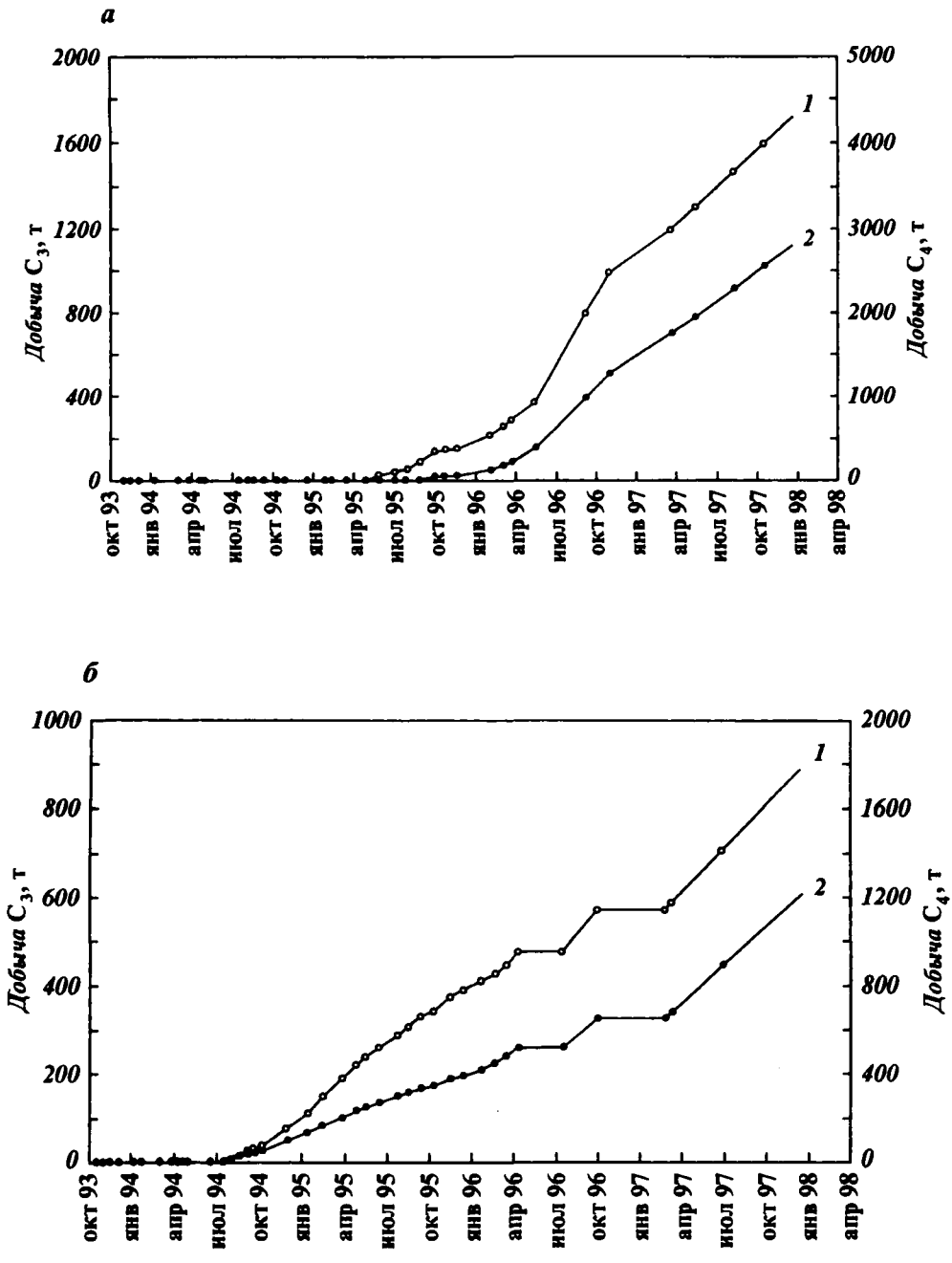


Рис. 5.46. Добыча пропан-бутановой фракции ретроградного конденсата:
а – на скв. 133; *б* – на скв. 150; *1* – $C_{3р}$; *2* – $C_{4р}$

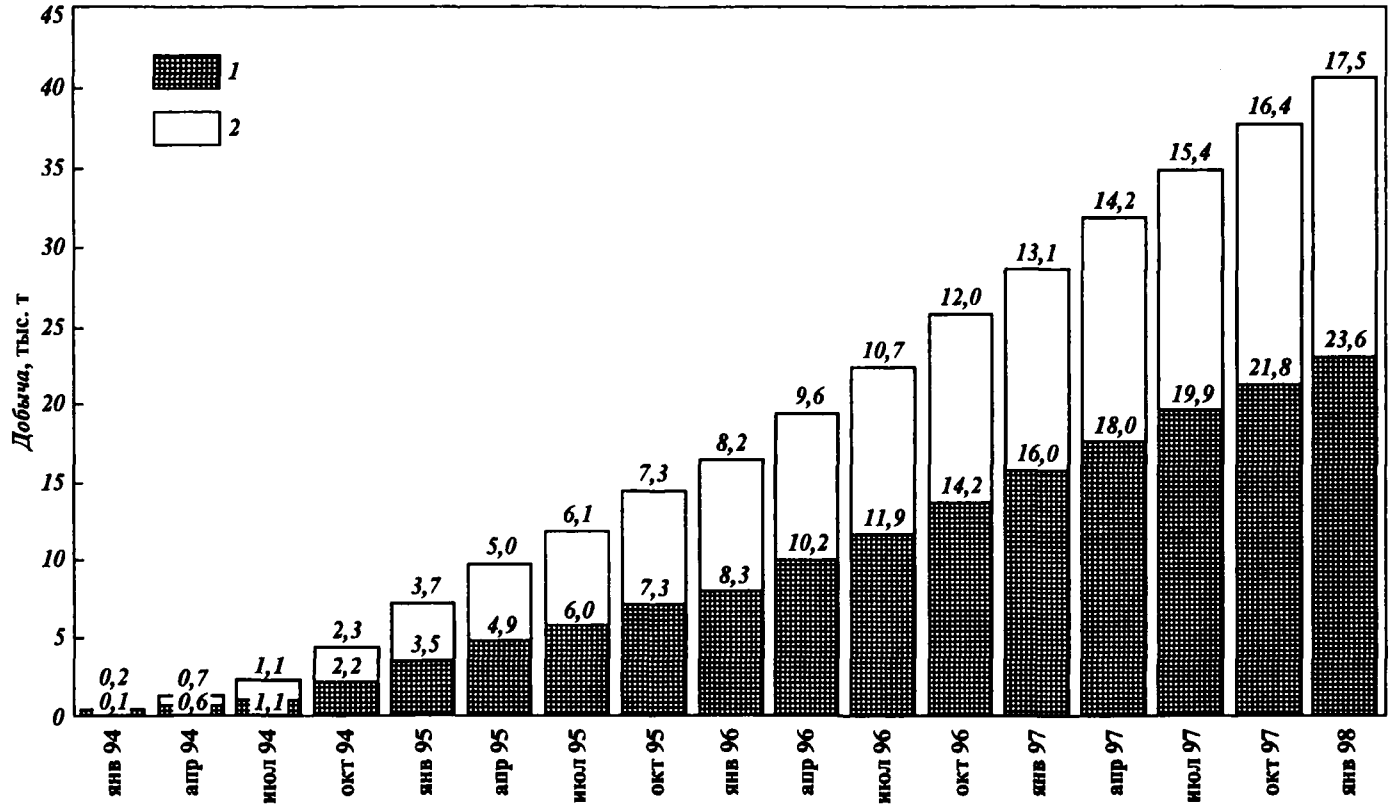


Рис. 5.47. Добыча ретроградных углеводородов пропана и бутанов на опытном участке в районе УКПГ-8:
1 — пропан; *2* — бутаны

Результаты геофизического контроля

Опытно-промышленные работы по закачке сухого газа в пласт на опытном полигоне УКПГ-8 осуществляются с 1993 г. Для детального контроля за ходом процесса и оценки его эффективности, как указывалось выше, была разработана и реализована специальная программа, предусматривавшая геофизические исследования нагнетательных и добывающих скважин.

Геофизические исследования включают в себя использование дистанционной глубинной аппаратуры АГДК с одновременной записью по каналам манометра, термометра, термоанемометра, влагомера, турбинного расходомера и многоканального шумомера.

Все геофизические работы выполняются в комплексе с газодинамическими и газоконденсатными исследованиями.

По результатам комплексных исследований контролируются: динамика профилей притока и дренирования в добывающих скважинах, профилей приемистости и поглощения в нагнетательных; динамика параметров призабойных зон скважин: коэффициентов фильтрационных сопротивлений и проводимости kh/μ; динамика забойных и пластовых давлений; состояние ствола скважин, наличие уровней жидкости (вода, конденсат) и зон газожидкостного барботажа.

Всего с начала опытно-промышленного эксперимента на полигоне УКПГ-8 выполнено более 40 специальных комплексных исследований с применением геофизических методов, включая фоновые исследования перед началом закачки. Результаты исследований показали, что в нагнетательных скв. 269, 270, 273 границы интервалов поглощения всегда шире интервалов приемистости. Это свидетельствует о низком качестве вскрытия пласта и наличии хорошей вертикальной сообщаемости, что, по всей вероятности, связано с трещиноватостью. В процессе закачки в поведении интервалов поглощения явно просматривается тенденция уменьшения их толщины, что объясняется повышением давления в пласте и некоторым смещением в сторону больших глубин. Интервалы приемистости ведут себя несколько иначе. Их границы практически не меняются, но при этом постоянно происходит перераспределение профиля приемистости в зависимости от коллекторских свойств пород, текущей степени насыщения интервалов закачиваемым газом и соответственно пластового давления в них. Это определенным образом отражается и на фильтрационных характеристиках, но в меньшей степени, так как на их поведение более значительное влияние оказывает осушка фильтрационных каналов закачиваемым газом. Кроме того, в нагнетательной скв. 128 по данным материалам явно прослеживается связь ее приемистости с положением уровня воды, зависящего от давления закачки. При низких давлениях закачки динамический уровень перекрывает часть интервалов и в них начинает поступать вода, что приводит к резкому снижению их приемистости. Это явление носит периодический характер, что явно свидетельствует о практической реализации на скважине технологии водогазовой репрессии. В добывающих скважинах, по которым произошел прорыв закачиваемого газа, интервалы притоков и дренирования ведут себя несколько иначе. Например, в скв. 151, дренирующей только отложения московского яруса, в которые осуществляется закачка, прорыв закачиваемого газа привел к расширению границ интервалов дренирования и появлению дополнительных интервалов

притока. В результате это способствовало снижению фильтрационных потерь в зоне дренирования.

На полигоне УКПГ-1 в 1993—1998 гг. выполнено 26 аналогичных исследований; результаты позволили с большей уверенностью подойти к выбору нагнетательных скважин и начать целенаправленный контроль за реализацией проекта "Конденсат-3".

Разработанные и описанные в данной работе методики интерпретации дали возможность получить как представительные исходные данные для моделирования процесса воздействия на пласт при составлении проектных документов, так и оперативную информацию о распространении фронтов вытеснения, долях прорыва, изменении продуктивности скважин и т.д. Геофизические исследования позволили построить карты распределения профилей притоков и приемистости в скважинах опытных полигонов (рис. 5.48, 5.49), выявить интервалы прорывов закачиваемого в пласт газа, их изменение во времени. Их динамика в процессе воздействия в единой интерпретации с материалами исследований другими методами дает возможность в принципе управлять воздействием по площади и этажу газоносности полигона путем переноса фронта вытеснения, перераспределения объемов нагнетания по скважинам, изменения количества нагнетательных скважин или искусственным блокированием поглощающих интервалов (временным или постоянным) в нагнетательных скважинах, дальнейшая

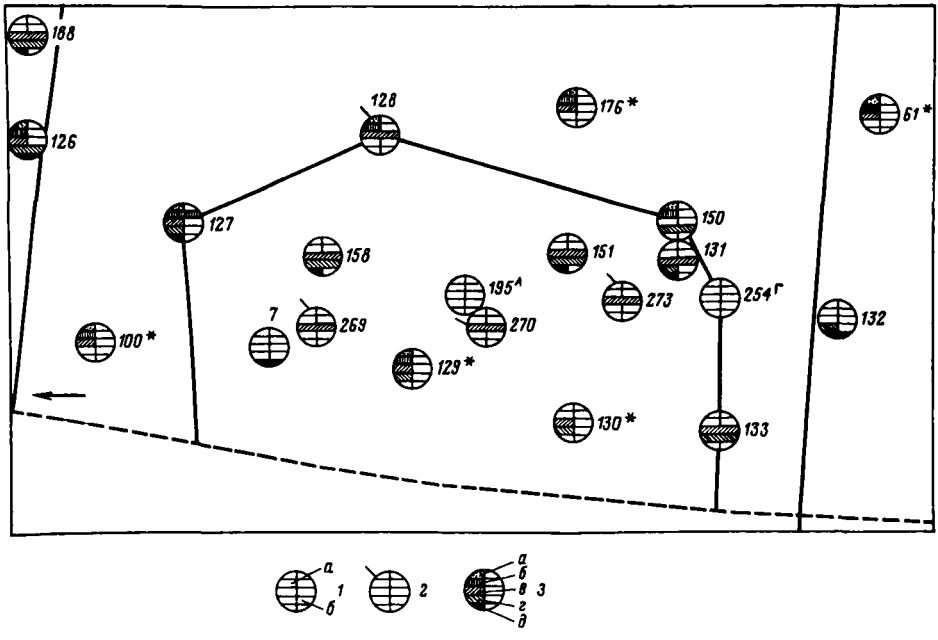


Рис. 5.48. Схема распределения продуктивных отложений по скважинам на опытном полигоне в районе УКПГ-8.

Скважины: *1* — контрольно-эксплуатационная [*а* — отложения, вскрытые перфорацией, *б* — поглощающие (газоотдающие) отложения], *2* — нагнетательная; *3* — возраст отложений: *а* — нижняя пермь (P_1a-Pas), *б* — верхний карбон (C_3g+C_3o), *в* — московский ярус (C_2m), *г* — башкирский ярус (C_2b), *д* — серпуховско-веневские отложения (C_1sr+C_1vn); * — нет информации по газоотдающим интервалам, л — ликвидированные скважины, г — геофизические скважины

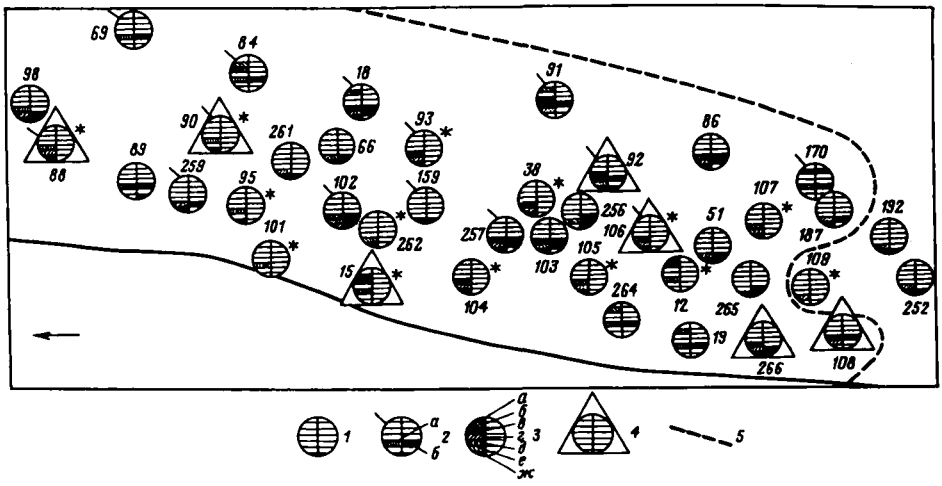


Рис. 5.49. Схема расположения скважин, отдающих и поглощающих интервалов на промышленном полигоне "Конденсат-3".
Скважины: *1* — добывающая; *2* — нагнетательная [*а* — отложения, вскрытые перфорацией; *б* — поглощающие (газоотдающие) отложения]; *3* — возраст отложений: *а* — артинский ярус (P_1a), *б* — сакмарский ярус (P_1s), *в* — ассельский ярус (P_1as), *г* — гжельский и оренбургский ярус (C_3g+C_3o), *д* — московский ярус (C_2m), *е* — башкирский ярус (C_2b), *ж* — серпуховский ярус (C_1sr); *4* — скважины с осложненным стволом; *5* — граница полигона; * — нет информации по газоотдающим интервалам; скв. 109, 192, 252 — скважины эксплуатационного фонда УКПГ-2

закачка в которые малоэффективна. На полигоне УКПГ-8, где нагнетание газа осуществляется в отложения московского яруса, по исследованиям реагирующих скважин установлено, что распространения фронта вытеснения по этажу газоносности не происходит и в данных отложениях наблюдается поддержание пластового давления. Это привело к задавливанию не охваченных воздействием интервалов в скважинах, дренирующих разновозрастные отложения с высокими долями прорыва (до 90 %) и соответственно к снижению их продуктивности. В результате может быть применен способ регулирования путем периодического перевода части нагнетательных скважин на режим отбора с целью выравнивания давления по этажу газоносности и повышения продуктивности реагирующих скважин. Кроме того, такая высокая доля прорыва явно указывает на то, что в интервалах, по которым произошел прорыв, пластовый газ в значительной степени замещен на закачиваемый. Перевод нагнетательных скважин на отбор будет способствовать развитию процесса обратного замещения закачанного газа на пластовый из низкопоровых коллекторов, что приведет к увеличению эффективности воздействия. Таким образом, систематические исследования скважин на опытных полигонах позволяют не только корректировать действующие математические модели процесса, но и принимать необходимые управляющие решения, повышающие эффективность воздействия на пласт.

5.4

Эксплуатация месторождения в режиме регулятора

В связи с предполагаемым в будущем вводом в эксплуатацию крупнейшей в Европе газотранспортной системы Ямал—Европа, а также обеспечением эффективного функционирования имеющейся системы магистрального транспорта газа в настоящее время все большее внимание уделяется вопросам обеспечения надежности ее работы. Одним из путей решения этой проблемы является создание по трассе газопровода хранилищ-регуляторов. В качестве такого объекта может быть использовано Вуктыльское НГКМ. Стратегия перевода этого месторождения в статус хранилища-регулятора одновременно содержит в себе и реализацию возможности максимального увеличения углеводородоотдачи пласта.

Проблема и пути ее практического решения были рассмотрены автором совместно с В.Г. Подюком, С.Н. Бузиновым, Е.А. Спиридовичем, Н.А. Гужовым, В.А. Вдовенко, А.А. Захаровым, Ю.В. Илатовским, Е.М. Гурленовым, В.А. Банновой и другими специалистами.

На стадии выполнения ТЭС по переводу Вуктыльского НГКМ в режим хранилища-регулятора был очерчен круг вопросов, касающихся дальнейшей разработки месторождения.

В условиях продолжающейся эксплуатации на режиме истощения пластовой энергии сложно гарантировать стабильное снабжение газоперерабатывающего завода углеводородным сырьем на длительный период (25—30 лет). Решение этой проблемы возможно при реализации принципиально нового подхода к доразработке Вуктыльского НГКМ на завершающей стадии, который обеспечил бы энергетическую стабилизацию пласта.

Другой проблемой, которая также должна быть решена в ходе оставшегося периода доразработки Вуктыльского месторождения, является повышение конденсатоотдачи пласта. Предыдущая эксплуатация этого объекта на режиме истощения пластовой энергии привела к значительным потерям высококипящих углеводородов в виде выпавшего в пласте ретроградного конденсата. Ориентировочные оценки этих потерь дают цифру около 100 млн. т, что соответственно отражается на формировании конечной конденсатоотдачи, составляющей лишь 33 %. Низкий коэффициент конденсатоотдачи при разработке на истощение — это объективная реальность, и она прогнозировалась еще в проекте разработки Вуктыльского НГКМ. В этом же документе предусматривалась необходимость активизации научно-исследовательских работ по разработке технологий, направленных на повышение конденсатоотдачи месторождений за счет извлечения выпавшего в пласте конденсата.

Многолетние фундаментальные исследования специалистов ВНИИГАЗа, предприятия Севергазпром, СеверНИПИгаза и Вуктыльского ГПУ позволили предложить технологию повышения углеводородоотдачи месторождения путем воздействия на истощенный газоконденсатный пласт сухим газом (см. раздел 2.5).

Промышленное опробование данной технологии было осуществлено на двух опытно-промышленных участках ВНГКМ. Полученные результаты

выявили высокую эффективность технологии и предопределили целесообразность расширения масштабов воздействия на пласт путем перевода месторождения в режим работы хранилища-регулятора (см. раздел 5.2).

На первом этапе ставится задача стабилизации энергетического состояния пласта-коллектора, работоспособности промысловой инфраструктуры, поддержания сырьевой базы Сосногорского газоперерабатывающего завода (СГПЗ), реконструкция которого будет завершена в 2001 г., а также создания резерва газа и регулирования работы газотранспортной системы Надым – Пуртаз – европейская часть России. Расположение Вуктыльского ГКМ дает возможность обеспечить воздействие на пласт нагнетаемым агентом – неравновесным сухим газом без существенных капитальных затрат из существующей системы магистральных газопроводов без дополнительного компримирования газа.

На втором этапе наряду с решением проблем первого этапа обеспечивается надежность эксплуатации газопроводной системы Ямал – Европа за счет регулирования потоков газа путем его сезонной закачки в газоконденсатный пласт Вуктыльского месторождения.

5.4.1

Выбор расчетных вариантов разработки

На стадии разработки технико-экономических соображений по переводу Вуктыльского месторождения в режим хранилища-регулятора были рассмотрены направления, предусматривающие равномерную и зональную схемы размещения нагнетательных скважин на площади северного купола Вуктыльского месторождения

Схема равномерно распределенной закачки сухого газа в пласт в силу резкой неоднородности коллекторских свойств продуктивного горизонта приводит к быстрому прорыву нагнетаемого агента к эксплуатационным скважинам, что ведет к снижению кондиционности поступающего на газоперерабатывающий завод углеводородного сырья.

Зональная схема распределения объемов нагнетания сухого газа, предусматривающая максимальное использование под закачку скважин, работающих в газлифтном режиме, расположенных по периферии, обеспечит эффективную эксплуатацию промысла и газофракционирующей установки. В данном варианте решение задачи надежного обеспечения СГПЗ промежуточными углеводородами успешно сочетается с реализацией технологии повышения углеводородоотдачи пласта.

Для учета фактора регулирования сезонной неравномерности газопотребления в летний и зимний периоды была рассмотрена возможность закачки в пласт тюменского газа в объеме 2,5 млрд. $м^3$ только в летний период, что в сочетании с условием поддержания отбора на уровне 2,7 млрд. $м^3$ в течение года может обеспечить рентабельное функционирование объекта в режиме регулятора колебаний сезонной неравномерности газопотребления в газотранспортной системе.

В результате расчетов наряду с базовым вариантом разработки на истощение (**вариант 1**) были выбраны три варианта с закачкой газа в пласт, в наибольшей степени отвечающие перечисленным выше условиям:

Вариант 2 – сезонная закачка тюменского газа в летний период

(6 мес) через 56 скважин в объеме 2,5 млрд. м^3/год в течение 10 лет при суммарном отборе газа 2,7 млрд. м^3/год.

Вариант 3 — сезонная закачка тюменского газа в летний период (6 мес) через 56 скважин в объеме 2,5 млрд. м^3/год в течение 20 лет при суммарном отборе газа 2,7 млрд. м^3/год.

Вариант 4 — равномерная закачка тюменского газа в течение года через 38 скважин в объеме 2,5 млрд. м^3/год в течение 10 лет при суммарном отборе газа 2,7 млрд. м^3/год.

Во всех вариантах после прекращения активного воздействия на пласт предусматривается доразработка месторождения на режиме истощения пластовой энергии до давления забрасывания 1,7 МПа.

5.4.2

Технологические показатели разработки

Расчет технологических показателей разработки для всех вариантов базировался на использовании цифровой геологической модели Вуктыльского НГКМ в трехмерной интерпретации, полученной с помощью аппаратно-программного комплекса "Landmark" и модели многокомпонентной фильтрации углеводородных систем. Активное воздействие на пласт предусматривалось для всех вариантов только на северном куполе месторождения.

При анализе динамики пластового давления для рассматриваемых вариантов разработки (рис. 5.50) видно, что в случае дальнейшей разработки месторождения на режиме истощения пластовое давление в дренируемой зоне продуктивного горизонта к 2014 г. достигает уровня 1,8 МПа, что соответствует принятому давлению забрасывания.

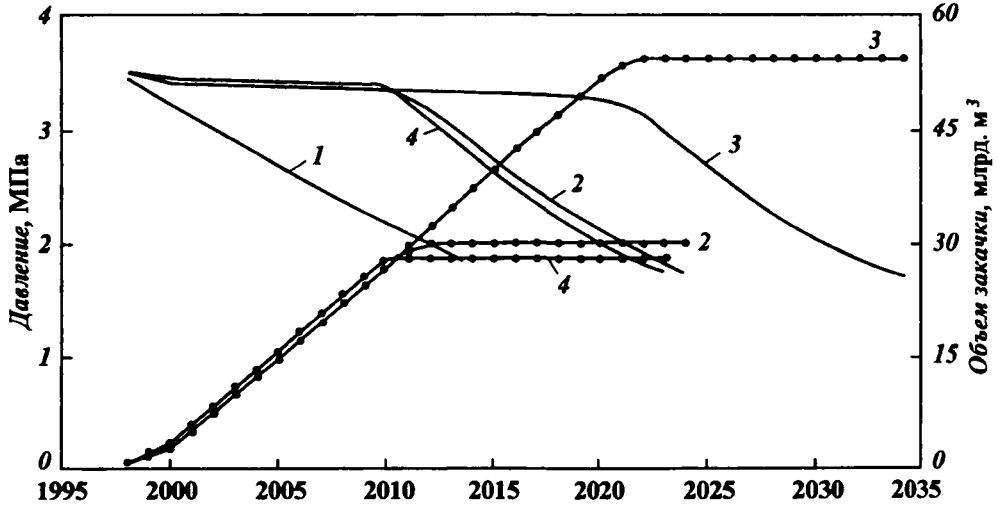


Рис. 5.50. Динамика пластового давления (сплошные кривые) и изменение суммарного объема закачиваемого газа (кривые с точками) в процессе активного воздействия на газоконденсатный пласт на северном куполе Вуктыльского НГКМ.
Давление: варианты *1* (ист.) — *4*; закачка — варианты *2—4*

Результаты расчетов годового отбора газа из пласта северного купола Вуктыльского месторождения для вариантов с применением метода активного воздействия на газоконденсатный пласт и базового варианта доразработки залежи на режиме истощения показали, что в вариантах с поддержанием пластового давления период надежного обеспечения Сосногорского ГПЗ сырьем составит 26 – 27 лет в вариантах 2, 4 и 37 лет – в варианте 3 с момента перевода Вуктыльского месторождения в режим хранилища-регулятора за счет сохранения резерва по остаточным запасам газа.

Сводные показатели доразработки северного купола Вуктыльского месторождения начиная с 1998 г. приведены в табл. 5.11.

Таким образом, на основании сравнительного анализа результатов технологических показателей эксплуатации Вуктыльского месторождения в режиме хранилища-регулятора сезонной неравномерности газотранспортной системы можно рекомендовать для практической реализации на промысле вариант 3. Предложенная по этому варианту схема эксплуатации месторождения обеспечивает надежную сырьевую базу газоперерабатывающего завода до 2035 г. Годовой отбор промежуточных углеводородов в период 2000 – 2025 гг. составит не менее 300 тыс. т, в том числе пропан-бутановой фракции (C_{3-4}) более 150 тыс. т. Основные технологические показатели по рекомендованному варианту приведены в табл. 5.12, 5.13.

Подготовка продукции скважин на Вуктыльском НГКМ в настоящее время осуществляется по схеме предварительной сепарации на шести УКПГ и одной УППГ и окончательной подготовки на головных сооружениях по схеме ДКС – ХС – НТС. В период доразработки месторождения в режиме как истощения, так и хранилища-регулятора данная принципиальная схема изменений не претерпит. Для осуществления закачки заданных объемов газа в пласт потребуется замена внутрипромысловых трубопроводов подачи тюменского газа. Кроме того, для всех вариантов необходима реконструкция дожимной компрессорной станции, что учтено в капитальных затратах технологической схемы.

Природный газ и нестабильный конденсат Вуктыльского месторождения предполагается транспортировать до Сосногорского ГПЗ для последующей переработки. В течение 1998 – 2000 гг. предусмотрена переработка промыслового газа на действующей газоотбензинивающей установке с максимальной производительностью 1,5 млрд. м^3/год по сырью. Остальной объем газа поступает в магистральный газопровод без извлечения компонентов C_{3+}.

С целью более глубокого извлечения компонентов C_{3+} (до 95 – 99 %) в

Таблица 5.11

Сводные показатели разработки северного купола Вуктыльского месторождения

Вариант	Год конца разработки	Число нагнетательных скважин	Число лет закачки	Накопленные показатели				Дополнительный отбор пластового газа		
				Закачка, млрд. м^3	Отбор					
					C_{1-4}, млрд. м^3	C_{3-4}, млн. т	C_{5+}, млн. т	C_{1-4}, млрд. м^3	C_{3-4}, млн. т	C_{5+}, млн. т
1	2014	–	–	–	28,882	4,094	1,826	–	–	–
2	2024	56	10	29,970	61,761	6,415	3,487	2,909	2,321	1,661
3	2034	56	20	54,418	86,992	7,667	4,706	3,691	3,573	2,880
4	2023	38	10	28,065	59,370	5,970	3,257	2,423	1,876	1,431

Таблица 5.12

Основные технологические показатели по рекомендуемому варианту

Годы разработки	Отбор, млн. м³				Расход энергетического газа годовой, млн. м³	Закачка агента, млн. м³		Работа добывающих скважин		Работа нагнетательных скважин, приемистость, тыс.м³/сут	Давление, МПа		Число скважин		
	газа из пласта		газа сухого												
	годовой	накопленный	годовой	накопленный		годовая	накопленная	дебит, тыс.м³/сут	депрессия, МПа		пластовое	на устье добывающих	добывающих	нагнетательных	наблюдательных и пьезометрических
1998	2090	339343,911	2061	349 064	500	1009	1 009	47,8	0,315	153,5	3,5	3,07	141	18	21
1999	2030	341373,911	2001	351 065	500	1005	2 014	46,4	0,310	152,9	3,45	3,03	141	18	21
2000	1940	343313,911	1911	352 976	500	1007	3 021	44,30	0,30	153,3	3,40	3,00	141	18	21
2001	2700	346013,911	2656	355 632	200	2483	5 504	84,5	0,627	246,3	3,40	2,35	103	56	21
2002	2690	348703,911	2651	358 283	200	2435	7 939	84,2	0,62	241,6	3,40	2,36	103	56	21
2007	2670	362123,911	2632	371 485	200	2428	20 077	83,6	0,628	241,6	3,37	2,32	103	56	21
2012	2650	375413,911	2608	384 569	200	2452	32 253	83,0	0,632	243,2	3,33	2,28	103	56	21
2017	2630	388623,911	2591	397 559	200	2428	44 441	82,4	0,633	241,6	3,33	2,25	103	56	21
2022	2600	401723,911	2570	410 464	200	0,914	54 418	81,4	0,666	90,7	2,57	2,02	103	56	21
2027	2530	413653,911	2490	423 204	200	–	–	79,2	0,958	–	2,49	0,344	103	56	21
2032	1570	423273,911	1540	432 664	200	–	–	49,2	0,733	–	1,54	0,721	103	56	21
2034	1350	426083,911	1330	435 434	200	–	–	42,3	0,676	–	1,44	0,728	103	56	21

Таблица 5.13

Показатели по добыче конденсата по рекомендуемому варианту

Годы разработки	Отбор газа из пласта, млн. м^3	Расход энергетического газа, млн. м^3	Пластовое давление в зоне дренирования, МПа	Потенциальное содержание C_{5+}, г/м^3 добываемого газа (с учетом энергетического) среднегодовое	Условия сепарации после ДКС-ХСГС		Технологические потери конденсата, г/м^3 добываемого газа (с учетом энергетического)		Добыча конденсата			
									г/м^3 добываемого газа (с учетом энергетического)		тыс. т	
					давление, МПа	температура, °С	всего	в том числе унос C_{5+} с газом сепарации	стабильного	нестабильного	стабильного	нестабильного
1998	2090	500	3,5	42,71	4,0	−15	7,24	7,18	35,47	70,29	91,867	182,06
1999	2030	500	3,45	42,70	4,0	−15	7,38	7,32	35,32	68,64	89,36	173,66
2000	1940	500	3,4	42,32	4,0	−15	7,51	7,45	34,81	66,57	84,937	162,44
2001	2700	200	3,4	50,08	4,0	−15	7,58	7,52	42,5	80,81	123,25	234,37
2002	2690	200	3,4	50,54	4,0	−15	7,64	7,58	42,9	81,25	123,981	234,80
2007	2670	200	3,37	50,14	4,0	−15	8,18	8,11	41,96	74,51	120,425	213,84
2012	2650	200	3,33	49,69	4,0	−15	9,05	8,98	40,64	64,67	115,824	184,33
2017	2630	200	3,3	48,55	4,0	−15	9,85	9,77	38,70	56,24	109,521	159,16
2022	2600	200	3,13	45,57	4,0	−15	10,23	10,14	35,34	48,43	98,952	135,60
2027	2530	200	2,37	50,98	4,0	−15	10,09	10,0	40,89	56,2	111,63	153,42
2032	1570	200	1,85	57,13	4,0	−15	9,94	9,85	47,19	67,1	83,526	118,76
2034	1350	200	1,71	59,68	4,0	−15	9,91	9,82	49,77	71,74	77,143	111,19

2001 г. на СГПЗ предполагается ввести в эксплуатацию установку разделения газа производительностью 3 млрд. м^3/год, что обеспечит переработку промыслового газа ВНГКМ в полном объеме. Переработка нестабильного газового конденсата предусмотрена на действующей установке стабилизации путем ректификационного разделения.

5.4.3

Технико-экономическая оценка эксплуатации Вуктыльского НГКМ в режиме хранилища-регулятора

Экономическая оценка технологических вариантов доразработки Вуктыльского НГКМ выполнена с целью выбора наиболее эффективной системы эксплуатации, отвечающей критерию максимального экономического эффекта от более полного извлечения из пласта углеводородного сырья.

Прогноз уровней отборов пластового газа и нестабильного конденсата по базовому варианту разработки ВНГКМ на истощение (вариант 1) и по вариантам, предусматривающим закачку сухого тюменского газа в пласт, с учетом сроков эксплуатации месторождения (варианты 2, 3, 4), приведен в табл. 5.14.

Экономические расчеты выполнены по каждому году расчетного периода в текущих ценах на 01.01.91 г. и 01.01.98 г. с использованием соответствующих данному моменту времени исходных данных:

фактических цен на продукцию, затрат на эксплуатацию месторождения, транспорт и переработку углеводородного сырья;

ставок налогов и платежей, предусмотренных действующим законодательством, в местный, республиканский и федеральный бюджеты;

курса доллара США 5,96 руб.

Таблица 5.14

Добыча природного газа и нестабильного конденсата

Показатели	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4
	Период разработки			
	1998–2014	1998–2024	1998–2034	1998–2023
Давление забрасывания, МПа	1,8	1,7	1,7	1,7
Закачка сухого тюменского газа в пласт, млрд. м^3	0,4	29,97	54,42	28,07
Продукция промысла:				
газ, всего, млрд. м^3	37,88	68,54	95,78	66,13
В том числе:				
вуктыльский	29,26	37,28	45,53	34,74
технологический	8,5	6,3	8,3	6,1
тюменский из пласта	0,12	24,96	41,95	25,29
нестабильный конденсат, всего, млн. т	3,21	5,21	6,27	4,68
В том числе:				
извлеченный в составе пластового газа	3,20	3,29	3,51	2,93
ретроградный	0,01	1,92	2,76	1,75

Оценка капитальных затрат на дообустройство Вуктыльского НГКМ по рассматриваемым вариантам выполнена на основании технологической схемы нагнетания газа в пласт.

В составе капитальных вложений учтены затраты на следующее:

строительство дополнительных сетей трубопроводов для закачки сухого тюменского газа в пласт;

реконструкцию УКПГ (оборудование системы разводки закачиваемого в пласт газа, строительство замерных линий для контроля за газоконденсатной характеристикой скважин);

реконструкцию дожимной компрессорной станции.

Суммарные инвестиционные издержки по рассматриваемым вариантам следующие:

Номер варианта	Цены 1991 г., млн. руб.	Цены на 01.01.98 г., млн. руб.	В долларовом эквиваленте, млн. долл. США
1	0,5	5,3	0,9
2	10,2	104,4	17,5
3	10,2	104,4	17,5
4	5,2	53,3	9,0

Текущие расходы определены по следующим составляющим затрат:

на добычу углеводородного сырья;

на транспорт природного газа и нестабильного конденсата от Вуктыльского месторождения до Сосногорского ГПЗ;

на переработку углеводородного сырья на СГПЗ;

на транспорт товарного газа до потребителей.

Виды и объемы продукции переработки углеводородного сырья на Сосногорском ГПЗ по рассматриваемым вариантам определены с учетом состава природного газа и нестабильного конденсата, существующих и проектируемых технологий.

Прогноз получения продуктов переработки природного газа и нестабильного конденсата по рассматриваемым вариантам приведен в табл. 5.15.

Таблица 5.15

Виды и объемы продукции переработки углеводородного сырья

Показатели	Единицы измерения	Номер варианта			
		1	2	3	4
Продукция переработки газа:					
газ отбензиненный	млрд. $м^3$	33,8	63,5	90,3	61,2
СПБТ	млн. т	1,46	2,47	3,09	2,29
ПА	млн. т	1,09	1,92	2,43	1,77
стабильный конденсат	млн. т	0,24	0,52	0,82	0,51
Продукция переработки конденсата:					
стабильный конденсат	млн. т	1,66	3,06	3,98	2,83
СПБТ	млн. т	1,17	1,64	1,74	1,41
газ стабилизации	млрд. $м^3$	0,40	0,55	0,59	0,47
Всего продукции:					
газ сухой	млрд. $м^3$	34,20	64,05	90,89	61,67
в т.ч. вуктыльский	млрд. $м^3$	28,36	35,58	43,27	33,13
стабильный конденсат	млн. т	1,90	3,58	4,80	3,34
СПБТ	млн. т	2,63	4,11	4,83	3,70
ПА	млн. т	1,09	1,92	2,43	1,77

Исследования текущего состояния и перспектив рынка сбыта сжиженных углеводородов показали, что реализация СПБТ и ПА возможна на внутреннем рынке (северные территории – Республика Коми, Карелия, Архангельская, Вологодская, Мурманская области) и внешнем (Польша) рынке.

Перспективной программой по переводу автомобильного транспорта на сжиженный газ потребность в автомобильном пропане по Северному региону определена на уровне 10 тыс. т/год. Основной объем ПА (более 90 %) предполагается экспортировать в Польшу. Маркетинговые исследования рынка сбыта смеси пропан-бутана показали возможность реализации СПБТ на Северной территории в объеме 120 – 130 тыс. т/год, на внешнем рынке – 50 – 55 тыс. т/год.

Реализация стабильного конденсата принята по сложившейся схеме: внутренний рынок – 50 %, внешний рынок – 50 %.

Отбензиненный газ предполагается реализовать газораспределительным организациям Республики Коми, Архангельской и Вологодской областей.

При расчете дохода от реализации продукции Сосногорского ГПЗ цены предприятия (EXW) приняты без учета транспортных и таможенных расходов по экспорту продукции, акциза и налога на добавленную стоимость (табл. 5.16).

Для экономической оценки эффективности технологических вариантов эксплуатации Вуктыльского НГКМ использованы следующие основные показатели:

капитальные вложения в дообустройство месторождения;

эксплуатационные расходы на добычу, транспорт и переработку углеводородного сырья;

выручка от реализации продукции переработки;

прибыль от реализации;

поток денежной наличности;

дисконтированный поток денежной наличности (k = 10 %).

В качестве критерия эффективности при выборе рекомендуемого варианта из рассмотренных принят накопленный денежный поток и дисконтированный ДП.

Таблица 5.16

Цены предприятия на продукцию переработки углеводородного сырья

Показатели	Единица измерения	Значение
Товарный газ, реализуемый "Горгазам" (без акциза):		
Республики Коми	руб/1000 м^3	171,5
Архангельской области	руб/1000 м^3	184,8
Вологодской области	руб/1000 м^3	189,0
Конденсат стабильный:		
внутренний рынок	руб/т	600
внешний рынок	долл/т	105
СПБТ:		
внутренний рынок	руб/т	390
внешний рынок	долл/т	95
Пропан автомобильный:		
внутренний рынок	руб/т	390
внешний рынок	долл/т	135

Таблица 5.17

Интегральные показатели эффективности разработки Вуктыльского НГКМ, млн. руб.

Показатели	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4
	Расчетная схема 1			
Выручка от реализации	8 146	12 863	16 176	11 810
Капитальные вложения	5,3	104,4	104,4	53,5
Текущие затраты	5 462	9 757	13 613	9 281
Чистый доход	2 120	2 277	2 028	1 980
Дисконтированный ЧД (k = 10 %)	1 133	883	859	765
	Расчетная схема 2			
Выручка от реализации	8 165	16 314	22 208	15 479
Капитальные вложения	5,3	104,4	104,4	53,5
Текущие затраты	5 469	10 663	15 050	10 178
Чистый доход	2 127	4 040	5 009	3 792
Дисконтированный ЧД (k = 10 %)	1 140	1 357	1 320	1 305
	Расчетная схема 3			
Выручка от реализации	8 146	14 099	20 403	12 970
Капитальные вложения	5,3	104,4	104,4	53,5
Текущие затраты	5 462	9 968	14 357	9 457
Чистый доход	2 120	3 059	4 293	2 618
Дисконтированный ЧД (k = 10 %)	1 133	996	1 080	861
	Расчетная схема 4			
Выручка от реализации	8 146	14 558	18 425	13 882
Капитальные вложения	5,3	104,4	104,4	53,5
Текущие затраты	5 462	10 045	13 894	9 612
Чистый доход	2 120	3 306	3 304	3 108
Дисконтированный ЧД (k = 10 %)	1 133	1 053	940	985

Сопоставление основных интегральных показателей вариантов разработки ВНГКМ по четырем расчетным схемам за проектный период приведено в табл. 5.17 и на рис. 5.51, 5.52.

Из результатов оценки видно, что показатели эффективности по технологическим вариантам 2, 3, 4 значительно улучшаются при рассмотрении Вуктыльского месторождения как объекта единой системы газоснабжения (с точки зрения ОАО "Газпром" и функционированиия ПХГ). Варианты, предусматривающие закачку газа в пласт, характеризуются высокой экономической эффективностью, при этом реализация варианта 3 обеспечит наибольшую величину денежного потока 5009 млн. руб. (вторая расчетная схема).

Из расчетов следует, что среди рассмотренных четырех вариантов эксплуатации Вуктыльского НГКМ вариант 3, предусматривающий сезонную закачку сухого тюменского газа в течение 20 лет, является предпочтительным по величине аккумулированного потока денежных средств и может быть рекомендован к реализации.

Основные технико-экономические показатели разработки Вуктыльского НГКМ по рекомендуемому варианту 3 при второй расчетной схеме приведены в табл. 5.18.

Проведенная экономическая оценка вариантов разработки Вуктыльского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

разработка ВНГКМ с закачкой сухого тюменского газа в пласт достаточно эффективна;

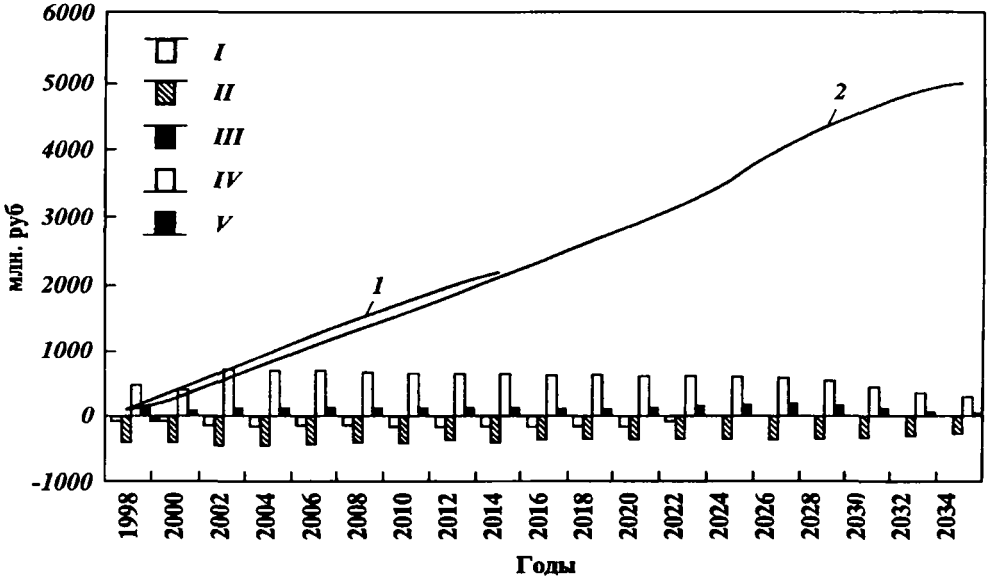


Рис. 5.51. Динамика основных экономических показателей проекта. Вариант 3 (расчетная схема 2):
I – затраты на тюменский газ; *II* – текущие затраты; *III* – капитальные затраты; *IV* – выручка; *V* – ДП; *1* – ДП нарастающим итогом (вариант 1); *2* – ДП нарастающим итогом (вариант 3)

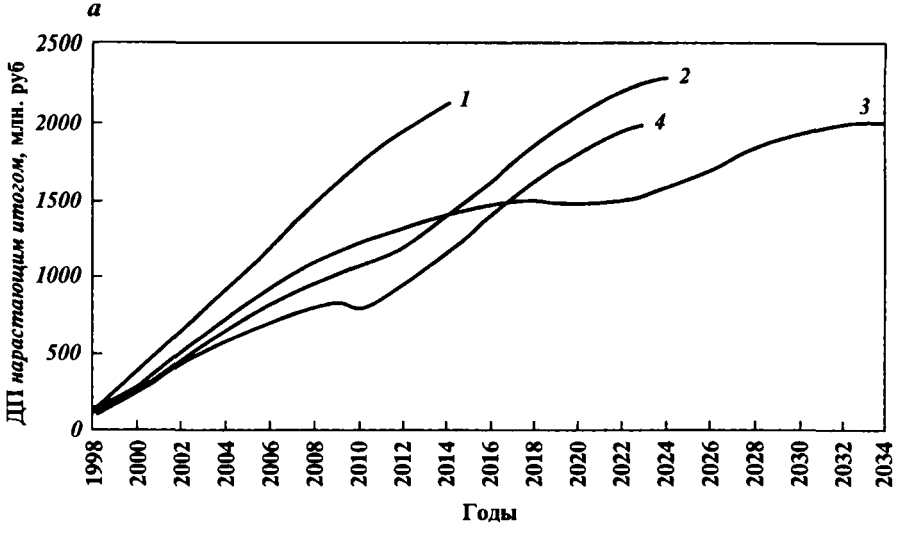


Рис. 5.52. Динамика накопленного денежного потока по вариантам.
Расчетная схема: *а–1, б–2*; *1–4* – варианты расчета (*1* – истощение)

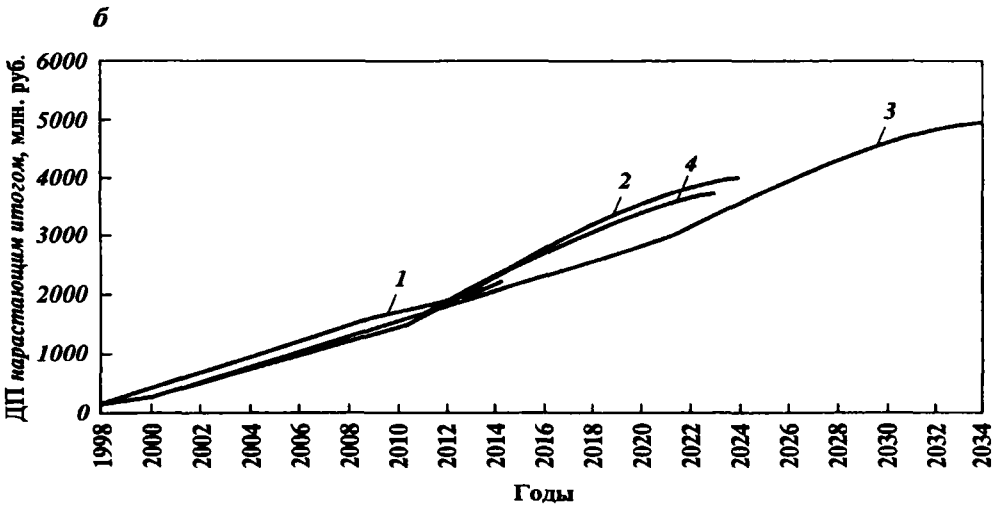


Рис. 5.52. Продолжение

Таблица 5.18

Технико-экономические показатели разработки Вуктыльского НГКМ по варианту 3 (расчетная схема 2)

Показатели	Единица измерения	Значение за расчетный период 1998 – 2034 гг.
Продолжительность разработки месторождения	лет	37
Продолжительность закачки тюменского газа в пласт	лет	20
Закачка сухого газа в пласт	млрд. м^3	54,4
Отбор газа, всего		95,8
В том числе:		
вуктыльского	млрд. м^3	45,5
технологического	млрд. м^3	8,3
тюменского из пласта	млрд. м^3	42,0
Добыча нестабильного конденсата, всего	млн. т	6,3
В том числе:		
извлеченного в составе пластового газа	млн. т	3,5
ретроградного	млн. т	2,8
Фонд скважин, всего	ед.	180
В том числе:		
добывающих	ед.	103
нагнетательных	ед.	56
Продукция переработки углеводородного сырья на СГПЗ:		
газ сухой	млрд. м^3	90,9
из него вуктыльский	млрд. м^3	43,3
стабильный конденсат	млн. т	4,8
СПБТ	млн. т	4,8
пропан автомобильный	млн. т	2,4
Капитальные затраты	млн. руб.	104,4
Выручка от реализации	млн. руб.	22 208
Текущие затраты	млн. руб.	15 050
Чистый доход	млн. руб.	5 009

наиболее предпочтителен из рассматриваемых вариантов вариант 3;

эксплуатация месторождения по варианту 3 при привлечении 104,4 млн. руб. капитальных вложений и закачке в пласт 54,4 млрд. м^3 тюменского газа обеспечит в сравнении с вариантом разработки на истощение дополнительный отбор 57,9 млрд. м^3 газа (с учетом добычи закачанного газа) и 3,1 млн. т нестабильного конденсата (с учетом ретроградного конденсата), увеличение чистой дополнительной наличности на 2882 млн. руб. (вторая расчетная схема);

освобождение от платежей за пользование недрами, отчислений на восстановление материально-сырьевой базы и акцизного сбора обеспечит увеличение денежного потока на 15 % (вторая расчетная схема), дисконтированного потока денежной наличности — на 20 %.

5.5

Нагнетание сухого газа в обводняющиеся зоны газоконденсатного пласта

Залежи углеводородов всех типов: нефтяные, газовые, газоконденсатные — в большинстве случаев подстилаются и оконтуриваются подошвенной или законтурной водой. Разработка залежи на режиме истощения, сопровождаемая падением в ней давления, приводит к более или менее активному внедрению в продуктивный пласт подошвенной, а также законтурной воды.

Анализ обводнения нефтяных залежей, приуроченных к неоднородным пластам, показал, что оно происходит по отдельным, наиболее проницаемым пропласткам, или "трубкам тока". Динамика прорыва воды обусловлена распределением параметра $Y = k/L^2$, где k — проницаемость; L — длина "трубки тока". По мере проникновения воды в залежь запасы углеводородов в "матрице" оказываются разрезанными на отдельные блоки. Дальнейшая разработка этих запасов затрудняется или становится вообще невозможной из-за резко увеличившихся фильтрационных сопротивлений в зонах обводнения.

Опыт разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края на завершающей стадии показал, что ни на одном месторождении не было отмечено равномерного продвижения законтурных вод по всему периметру залежи. Вода внедрялась в основном избирательно, по наиболее проницаемым или наиболее интенсивно дренируемым пропласткам. Скорость перемещения газоводяного контакта в отдельных случаях достигала 2,5—3 м/сут. Масштабы обводнения иногда были очень велики: на Ленинградском месторождении, например, вода продвинулась до свода залежи второй пачки от северного к южному крылу складки и даже преодолела свод.

С проблемой обводнения залежи с середины 70-х годов сталкиваются при разработке крупнейшего в европейской части России Вуктыльского газоконденсатного месторождения. Поступление воды в количествах более

8 — 10 м^3 на 1 млн. м^3 добываемого газа приводит к затруднениям в работе скважин, а иногда эксплуатация скважины без перевода на газлифт становится невозможной. Продвижение законтурной воды в залежь, пластовое давление в которой снизилось до 4 — 5 МПа, происходит в основном на пологом восточном крыле структуры по наиболее проницаемым (закарстованным) интервалам толщиной до нескольких метров. Поскольку пласт-коллектор Вуктыльского месторождения имеет трещиновато-неоднородное строение, продвижение законтурных и подошвенных вод может приводить к блокированию отдельных низкопроницаемых зон, что чревато опасностью исключения содержащихся в этих зонах остаточных запасов газа и конденсата из дальнейшей разработки.

В то же время опыт реализации на участке в районе УКПГ-8 технологии закачки сухого газа при низком пластовом давлении (4 — 5 МПа) подтвердил, что предложенный автором с сотрудниками метод повышения газоконденсатоотдачи позволяет не только увеличивать конечную газоконденсатоотдачу пласта, но и тормозить дальнейшее продвижение законтурной воды и сохранять продуктивность эксплуатационных скважин. В период начала реализации технологии в районе УКПГ-8 (конец 1993 г.) водопроявления были несущественными. Расширение масштабов применения этой технологии на другие площади залежи потребует учета более активных водопроявлений и, возможно, особенностей воздействия на залежь в условиях частичного обводнения пласта. Так, в районе УКПГ-4 и УКПГ-5 законтурная вода более заметно продвигается в продуктивный пласт, часть запасов газа и конденсата здесь оказалась уже защемленной. Процесс обводнения залежи по мере снижения пластового давления может в ближайшие годы заметно осложнить разработку.

В связи с этим во ВНИИГАЗе были поставлены специальные исследования с целью создания основанного на закачке сухого газа метода повышения газоконденсатоотдачи частично обводненного пласта.

Рассмотренные ниже результаты физического моделирования позволяют рекомендовать закачку сухого газа в обводнившиеся зоны пласта как способ вовлечения в разработку остаточных запасов газа и конденсата.

Схема экспериментальной установки показана на рис. 5.53. Модель пласта включала две трубы длиной 2000 мм с внутренним диаметром 25,4 мм, одна из которых моделировала низкопроницаемый, вторая — высокопроницаемый пропластки. Предварительные этапы эксперимента включали раздельную подготовку моделей таким образом, чтобы в низкопроницаемом "пропластке" ("матрице") создать двухфазную газоконденсатную систему, а в высокопроницаемом — двухфазную водоконденсатную систему. Тем самым моделируются условия истощенного до давления 4 МПа газоконденсатного пласта, в матрице которого заблокированы остаточные запасы газа и конденсата, причем высокопроницаемый пропласток после вытеснения газа внедрившейся водой содержит кроме воды остаточные запасы жидкого конденсата.

На основном этапе эксперимента моделировался процесс закачки сухого газа через нагнетательную скважину и отбора продукции через эксплуатационную скважину. Газ подавался одновременно в оба "пропластка", соединенные на входе общей подводящей трубкой. Продукцию пропластков, однако, отбирали на выходе в раздельные сепараторы и на отдельные газовые счетчики, чтобы иметь информацию о поведении каждого из пропластков в течение эксперимента.

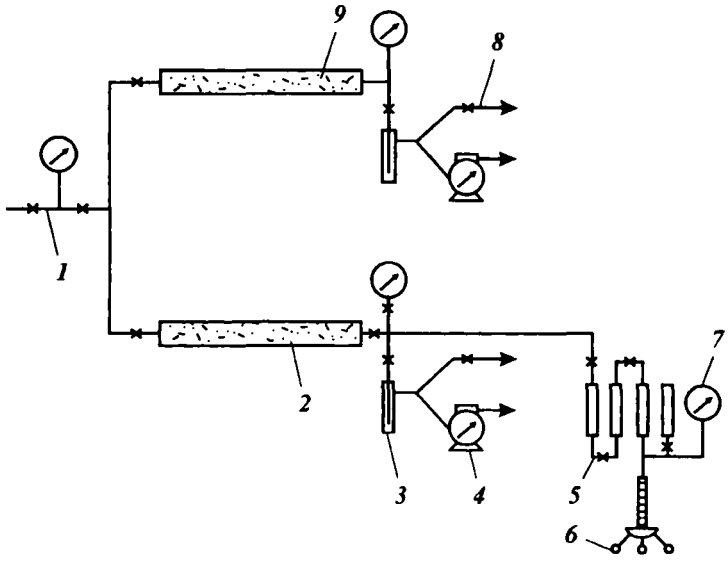


Рис. 5.53. Схема экспериментальной установки:
1 — входной узел; *2* — модель высокопроницаемого пропластка; *3* — сепаратор; *4* — счетчик газовый; *5* — узел отбора продукции из высокопроницаемой модели (пробоотборники, слева направо: для продукции; буферной углеводородной жидкости; диэтиленгликоля; диэтиленгликоля заправочный); *6* — пресс измерительный; *7* — манометр образцовый на 6 МПа; *8* — узел отбора пробы газа на хроматограф; *9* — модель низкопроницаемого пропластка

Низкопроницаемый "пропласток" во всех экспериментах был один и тот же. Высокопроницаемые "пропластки" в разных опытах отличались друг от друга по проницаемости. Всего было осуществлено четыре эксперимента при давлении в модели пласта 4 МПа и температуре 20 °С.

Процессы фильтрации и взаимовытеснения флюидов на физических моделях пласта осуществляли с соблюдением принципов приближенного моделирования. Аналогично фильтрации взаиморастворимых жидкостей вытеснение газа газом включает следующие элементарные процессы:

фильтрационное движение вытесняемого (перед фронтом) и вытесняющего (за фронтом) газов с зоной смеси закономерно увеличивающегося размера;

истинное внутрипоровое течение;

действие капиллярных сил на границе раздела фильтрующихся газов и неподвижного выпавшего конденсата;

диффузия компонентов внутри жидкой фазы (конденсата), испарение компонентов в газовую фазу, диффузия испарившихся из жидкой фазы компонентов внутри газовой фазы.

Для подобного комплекса процессов, исходя из уравнений элементарных процессов и фигурирующих в них физических параметров, вывели систему условий подобия модели и натуры (см. раздел 2.5.1).

Кроме того, при моделировании требуется соблюдение равенства ряда безразмерных характеристик. Моделирование ограниченной по толщине части пласта-коллектора дает возможность опустить условие соблюдения

Таблица 5.19

Характеристика пористых сред

Параметр	Трубная модель с пористой средой				
	низкопроницаемой k'	высокопроницаемой k''			
		Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3	Опыт 4
Проницаемость, 10^{-15} м^2	35	3500	320	42	81
Пористость, %	23,7	27,6	25,2	23,8	24,0
Диаметр рабочий, мм	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
Длина рабочая, мм	2000	2000	2000	2000	2000
Объем пор, см^3	240	280	255	241	243
Насыщенность начальная, %:					
жидкой углеводородной фазой $S_к$	55,0	48,0	0	33,0	13,0
водой $S_в$	0	52,0	100,0	67,0	87,0
суммарно жидкостью	55,0	100,0	100,0	100,0	100,0

параметра π_ρ. Близость свойств модельных и натурных газоконденсатных смесей позволяет не включать в перечень рассчитываемых и параметр π_β.

В экспериментах, осуществляемых не с целью конкретного проектирования, а при разработке метода воздействия на пласт, нет необходимости строго соблюдать условия подобия модели конкретной натурной зале-

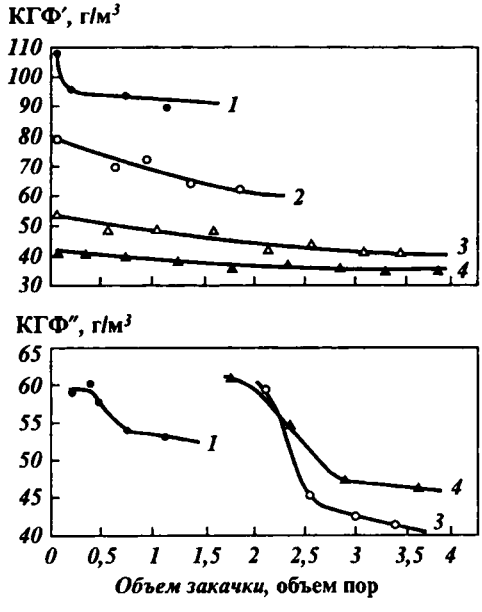


Рис. 5.54. Динамика конденсатогазового фактора газа, извлекаемого из низкопроницаемого (КГФ′) и высокопроницаемого обводненного (КГФ″) пропластков в процессе нагнетания в пласт сухого газа (p = 4 МПа, T = 20 °С):
1 — k''_1; *2* — k''_2; *3* — k''_3; *4* — k''_4

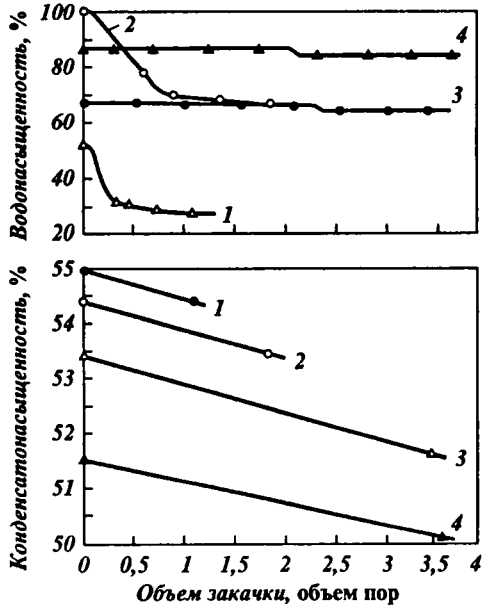


Рис. 5.55. Изменение конденсатонасыщенности $S'_к$ низкопроницаемого (k' = 35·10^{-15} м^2) и водонасыщенности $S''_в$ высокопроницаемого (k'') пропластков в процессе нагнетания в пласт сухого газа (p = 4 МПа, T = 20 °С):
1 — k''_1; *2* — k''_2; *3* — k''_3; *4* — k''_4

жи. Следует лишь обеспечить примерное соответствие требуемым количественным величинам основных, определяющих исследуемый процесс критериев подобия, включая перечисленные выше безразмерные характеристики. Таким образом, достаточно выполнить условия приближенного моделирования. Как показала практика реализации проекта "Конденсат-2" на Вуктыльском месторождении, такой подход вполне оправдан, поскольку полученные натурные характеристики процесса вытеснения пластового газа сухим достаточно точно соответствуют определенным ранее в лабораторных условиях.

В описываемых экспериментах основное внимание было уделено соблюдению условий опытов, при которых процессы фильтрации и взаимовытеснения флюидов происходят в автомодельной области.

Поскольку ранее выполненные аналитические и экспериментальные исследования, а также результаты авторского надзора за процессом вытеснения пластовой смеси сухим неравновесным газом на Вуктыльском месторождении свидетельствуют о том, что в исследуемой области давлений (3 – 5 МПа) в сухой газ переходят в основном низкомолекулярные компоненты ретроградного конденсата, то в качестве модели пластовой углеводородной жидкой фазы в описываемых экспериментах использовали смесь C_5H_{12} + C_6H_{14} + C_7H_{16} с молекулярной массой 86,2 г/моль. В качестве модели законтурной воды использовали слабоминерализованную воду, в качестве модели сухого газа – азот. Скорости фильтрации не превышали значений, при которых обеспечивался равновесный межфазный массообмен в пористой среде [49].

В табл. 5.19 приведены сведения о модели пласта, отдельно для низко- и высокопроницаемых пропластков (труб).

Основные результаты экспериментов приведены на рис. 5.54 – 5.59. На рис. 5.54 показана динамика конденсатогазового фактора (КГФ) газа, извлекаемого из каждого из пропластков в ходе нагнетания в пласт сухого газа. На рис. 5.55 – 5.56 даются графики, демонстрирующие изменение насыщенности пропластков жидкой углеводородной фазой, водой, жидкостью в целом. Поскольку прорыв газа через обводненный пропласток происходит тем позднее, чем ниже его проницаемость, то начало графика доли газа из этого пропластка в общей продукции пласта соответственно смещается, что видно из рис. 5.57. Интересна зависимость водогазового фактора продукции пласта от объема закачки сухого газа (рис. 5.58): чем ниже проницаемость обводненного пропластка, тем позже начинается заметная фильтрация воды и поступление ее в добывающую скважину. По данным экспериментов построена обобщающая зависимость (рис. 5.59) от проницаемости высокопроницаемого пропластка объема V газа, прошедшего через него и низкопроницаемый пропласток суммарно к моменту прорыва газа в первом. Графики показывают, что даже в том случае, если проницаемость высокопроницаемого пропластка превышает значение этого параметра у низкопроницаемого пропластка на два порядка, внедрившаяся вода создает значительное гидравлическое сопротивление и препятствует прорыву закачиваемого газа. Газ преодолевает сопротивление обводнившейся области только после того, как через пласт профильтровалась 1,6 объема пор агента. При меньшей проницаемости коллектора в обводнившейся области прорыв газа через нее происходит еще позднее. Таким образом, факт частичного обводнения пласта при нагнетании сухого газа как бы теряет негативную окраску, поскольку появляется возможность за-

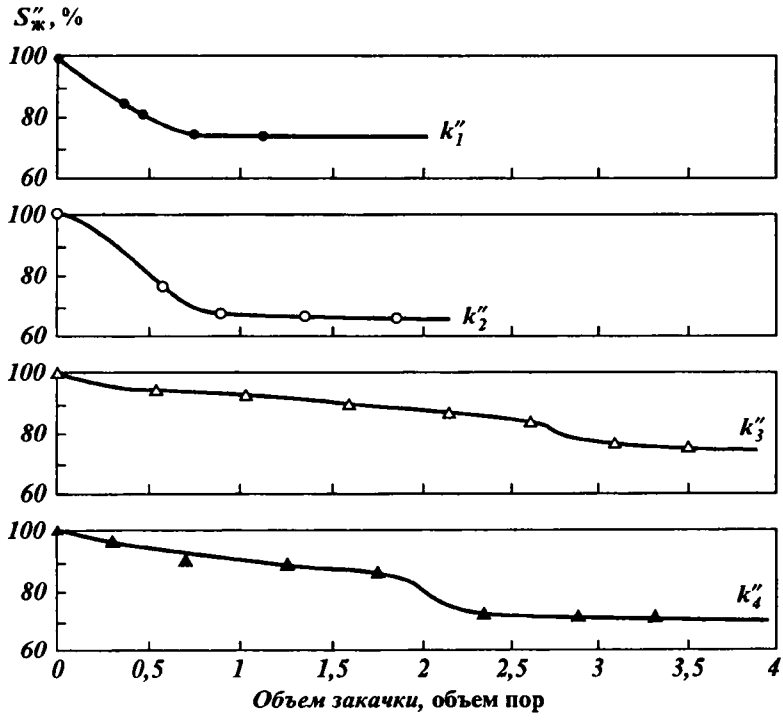


Рис. 5.56. Динамика остаточной насыщенности обводненного пропластка водой и жидкой углеводородной фазой в процессе нагнетания в пласт сухого газа. Давление 4 МПа, температура 20 °С, проницаемость необводненной части $35 \cdot 10^{-15}$ м^2

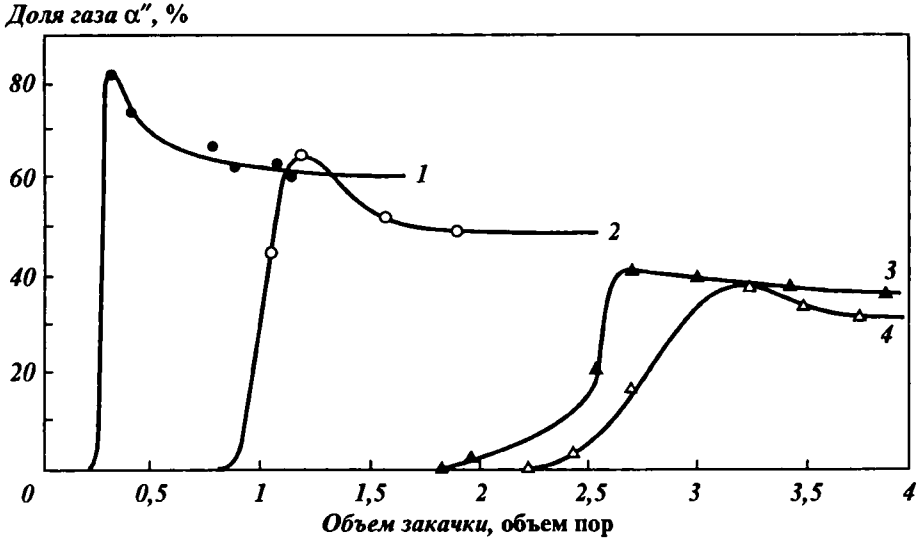


Рис. 5.57. Изменение доли газа α'' высокопроницаемого обводненного пропластка в продукции пласта при нагнетании сухого газа (p = 4 МПа, T = 20 °С):
1 – k''_1; 2 – k''_2; 3 – k''_4; 4 – k''_3

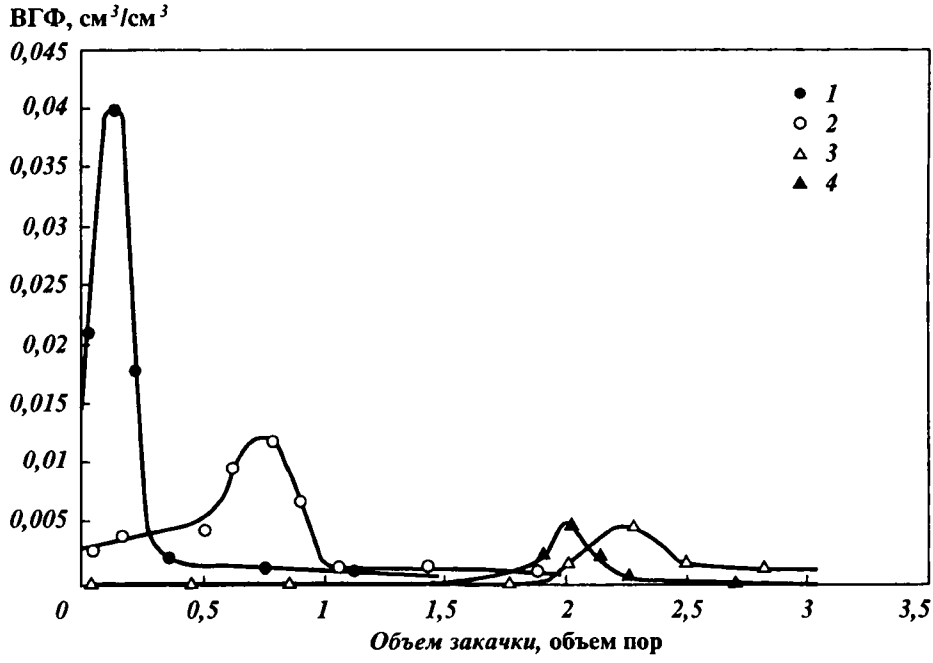


Рис. 5.58. Динамика водогазового фактора (ВГФ) продукции пласта, состоящего из низкопроницаемого ($k' = 35 \cdot 10^{-15}$ м²) и высокопроницаемого (k'') пропластков при прокачке сухого газа ($p = 4$ МПа, $T = 20$ °С):

1 — k''_1; 2 — k''_2; 3 — k''_3; 4 — k''_4

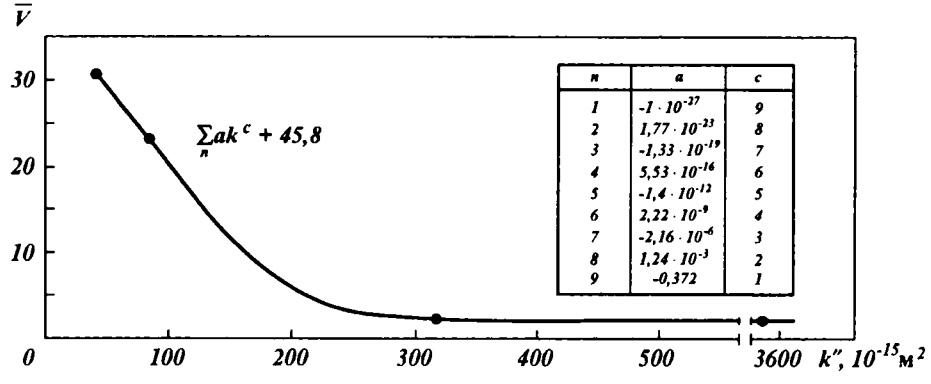


Рис. 5.59. Зависимость от проницаемости высокопроницаемого пропластка (k'') объема газа, прошедшего через него и низкопроницаемый пропласток ($k' = 35 \cdot 10^{-15}$ м²) суммарно в допрорывных объемах $V''_{\text{допрор}}$ на момент прорыва газа через высокопроницаемый пропласток:

$\overline{V} = (V' + V''_{\text{допрор}})/V''_{\text{допрор}}$; $p = 4$ МПа, $T = 20$ °С; $S'_{\text{к исх}} = 0 \ldots 55$ %; $S'_{\text{в исх}} = 0$ %; $S''_{\text{к исх}} = 0 \ldots 48$ %; $S''_{\text{в исх}} = 100 - S''_{\text{к исх}}$

качать газ в низкопроницаемые блоки, заместить в них жирный пластовый газ на сухой, а также извлечь путем испарения часть содержащегося там ретроградного конденсата.

Полученные результаты позволяют предложить метод доразработки частично обводненной газоконденсатной залежи путем нагнетания сухого газа для извлечения остаточных запасов пластового газа и ретроградного конденсата из низкопроницаемых блоков (матрицы) продуктивного пласта.

Метод может быть рекомендован на поздней стадии разработки Вуктыльского и других газоконденсатных месторождений, когда произошло или происходит частичное обводнение залежи подошвенными или законтурными водами. Это позволит существенно расширить масштабы воздействия на залежь и обеспечить получение дополнительных объемов добычи углеводородов.

5.6

Повышение газоотдачи путем нагнетания азота в обводняющуюся газовую залежь

5.6.1

Общие предпосылки воздействия на залежь

На завершающей стадии отбора запасов газа из газового месторождения наступает этап, когда в залежи остается в основном низконапорный газ (газ с давлением ниже 5 МПа). В случае внедрения в газовую залежь воды при отборе газа происходит, с одной стороны, частичное поддержание и замедление темпа падения давления, однако, с другой стороны, следствием внедрения воды является защемление части газа за фронтом последней. По оценке Н.Г. Степанова, до 75 % остаточных запасов газа в таких крупных месторождениях, как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, будет составлять защемленный газ в обводнившихся зонах пласта.

Для извлечения защемленного газа были предложены и в некоторых случаях применяются методы доразработки газовой залежи, основанные на совместном отборе газа и воды. При реализации этих методов необходимо осуществлять наряду с отбором газа отборы больших объемов попутной воды. Кроме того, необходимо найти приемлемое с экологической точки зрения техническое решение по утилизации попутно с газом добываемой воды, что нередко создает еще большие проблемы. В конечном счете отрицательные экономические показатели технологии доразработки остаточных запасов защемленного газа, как правило, заставляют отказаться от этой технологии.

Таким образом, принимая во внимание значительные объемы защемленного газа на газовых месторождениях, как потенциальные, так и уже сформировавшиеся (Медвежье месторождение и др.), следует декларировать существование важной научно-технологической проблемы извлечения запасов защемленного газа из недр обводняющихся газовых залежей.

Второй, также важной и сложной проблемой завершающей стадии

разработки месторождений природного газа является повышение эффективности отбора из пласта остаточных запасов свободного газа в условиях резко понизившегося пластового давления — проблема отбора низконапорного газа.

Одним из крупнейших отечественных объектов добычи газообразных углеводородов, где проблема отбора низконапорного газа становится весьма актуальной, является месторождение Медвежье.

Именно для условий этого объекта автором с сотрудниками были проведены масштабные экспериментальные исследования. Типичные для пласта-коллектора месторождения проницаемости — от $300 \cdot 10^{-15}$ до $600 \times \times 10^{-15}$ м^2 (300 — 600 мД); встречаются и менее проницаемые разности пород, вплоть до глинистых, практически непроницаемых включений. Поэтому в качестве моделей пласта использовали образцы насыпных пористых сред с проницаемостью от $13 \cdot 10^{-15}$ до $600 \cdot 10^{-15}$ м^2.

Эксперименты включали два этапа: предварительный — моделирование защемления части запасов газа при внедрении в залежь воды и основной — моделирование разработки обводнившегося пласта с нагнетанием внешнего газообразного агента (азота).

Механизм защемления газа водой в разрабатываемом на упруговодонапорном режиме пласте определяется закономерностями фазовых проницаемостей флюидов. Как известно, графический вид зависимостей газо- и водопроницаемости от насыщенности порового пространства вмещающей породы водой мало изменяется при переходе от несцементированного песка к другим видам пористых сред. Происходит лишь смещение кривых в направлении более высокой водонасыщенности у более плотных пористых сред (песчаников, хемогенных известняков). Поэтому особенности относительных фазовых газо- и водопроницаемостей и механизм защемления газа водой можно исследовать на примере пористой среды, представленной несцементированным песком (рис. 5.60). В качестве образцов пористой среды использовали насыпные модели.

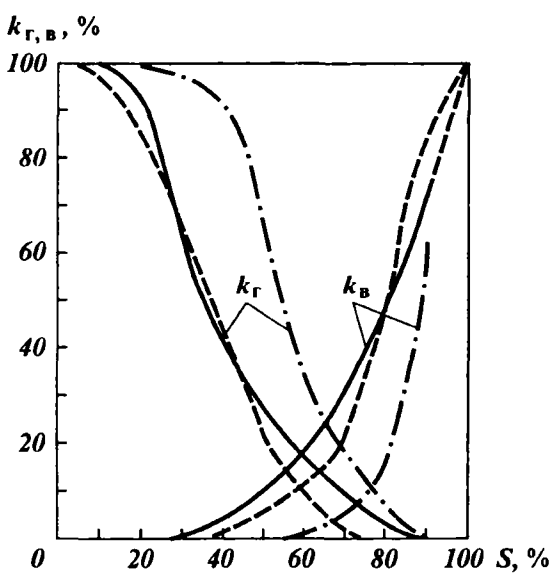


Рис. 5.60. Сопоставление кривых зависимости фазовых проницаемостей от насыщенности жидкостью порового пространства несцементированных песков, песчаников и известняков (доломитов).
Сплошные линии — несцементированные пески; пунктирные — известняки; штрихпунктирные — песчаники

Таблица 5.20

Основные характеристики моделей пласта и выполнявшихся на них экспериментов

Номер модели	Проницаемость, 10^{-15} м^2	Пористость, доли ед.	p_0, МПа	Объем защемленного газа, % от объема пор	Темп падения давления, МПа/ч	Режим
1	13	0,23	3,3	0,1559	0	p=const
2	308	0,29	3,3	0,1549	0	p=const
3	545	0,29	5,1	0,1926	0,524	Ступенчатое поддержание давления
4	570	0,258	5,1	0,1958	0	p=const
5	521	0,28	5,1	0,2136	1,143	Частичное поддержание давления
6	490	0,275	5,1	0,2637	0,824	Истощение
7	392	0,275	5,5	0,1937	1,225	Частичное поддержание давления

Характеристики физических моделей пласта и некоторые данные экспериментов на этих моделях приведены в табл. 5.20 (p_0 — начальное давление в модели пласта).

Процесс защемления газа водой в пористой среде исследовали для термобарических условий, близких к текущим условиям в пласте-коллекторе месторождения Медвежье. Средневзвешенное давление в газонасыщенной области пласта в настоящее время около 4,5 МПа, температура около 30 °С. Эти предварительные этапы экспериментов проводились при давлении в модели пласта от 3 до 5 МПа и комнатной температуре (около 20 °С).

В качестве примера на рис. 5.61 приведен график коэффициента из-

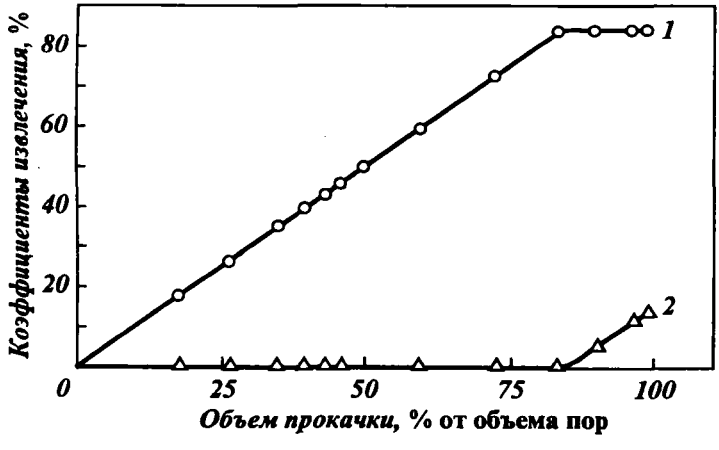


Рис. 5.61. Коэффициенты извлечения газа и воды при заводнении, k = 308·10^{-15} м^2:
1 — метан; *2* — вода

влечения газа при вытеснении его водой из модели пласта проницаемостью $308 \cdot 10^{-15}$ м^2. Как видно из рисунка, объем защемленного газа составил в этом случае приблизительно 15 % объема пор; после закачки воды в количестве приблизительно 84 % объема пор фильтрация газа прекратилась и из модели в дальнейшем поступала только вода.

Основные этапы экспериментов моделировали процесс разработки обводненного газового пласта с закачкой азота.

В экспериментах по изобарическому вытеснению защемленного метана азотом давление в модели сохранялось близким к начальному давлению p_0. В экспериментах по истощению и частичному поддержанию давления путем закачки азота темп снижения давления составлял от 0,1 до 0,5 МПа/ч.

Результаты экспериментов целесообразно проанализировать, сравнивая, с одной стороны, динамику текущих показателей при эксплуатации моделей пласта с различными режимами воздействия, а с другой — сопоставляя показатели на конец эксплуатации.

На рис. 5.62, *а, б* показано изменение содержания компонентов потока на выходе моделей пласта для двух экспериментов по вытеснению защемленного метана азотом. В эксперименте на модели проницаемостью $308 \cdot 10^{-15}$ м^2 в процессе вытеснения метана азотом поддерживалось приблизительно постоянное давление 3,3 МПа. В модели проницаемостью $521 \times \times 10^{-15}$ м^2 после изобарического ($p = 5{,}0$ МПа) вытеснения метана азотом и снижения содержания в продукции метана до ≈ 5 % (молярная доля) дальнейший отбор продукции осуществляли на режиме истощения. Это привело к существенному увеличению содержания метана на последнем этапе отбора продукции. Динамика состава отбираемого газа в двух сравниваемых экспериментах показана на рис. 5.63, *а, б*. Если при изобарическом вытеснении содержание метана непрерывно снижается, к моменту закачки 80 % объема пор азота (и соответственно таком же объеме отобранной продукции) достигая уровня около 3 %, то при переходе на режим истощения на этапе эксплуатации, когда отбор продукции достиг также 80 % объема пор, в отличие от изобарического процесса начинается все более значительное возрастание доли метана. К моменту отбора 100 % объема пор содержание метана достигло трети всей продукции.

На рис. 5.64 сравнивается содержание метана в продукции во всех выполненных экспериментах по вытеснению метана азотом. Наиболее значительный рост доли метана при переходе к истощению отмечен в эксперименте на модели проницаемостью $392 \cdot 10^{-15}$ м^2 — до 45 % от продукции к моменту отбора 57 % объема пор пластовой смеси.

Сравнение коэффициентов извлечения защемленного метана при закачке азота приведено на рис. 5.65. Эти графики свидетельствуют о том, что основная часть защемленного газа извлекается ко времени, когда отобрано приблизительно 50—60 % объема пор продукции модели пласта. Дальнейшая эксплуатация целесообразна на режиме истощения (эксперименты на моделях с проницаемостью $521 \cdot 10^{-15}$ и $545 \cdot 10^{-15}$ м^2).

Достаточно высокая физическая эффективность вытеснения защемленного газа азотом объясняется, очевидно, фрактальным характером процесса фильтрации газовой фазы. Закачиваемый в пласт газообразный флюид (азот) обладает вязкостью почти на два порядка меньше вязкости воды. Поэтому при наличии градиента давления, создаваемого нагнетанием азота, этот флюид стремится прорваться по зонам, представляющим наи-

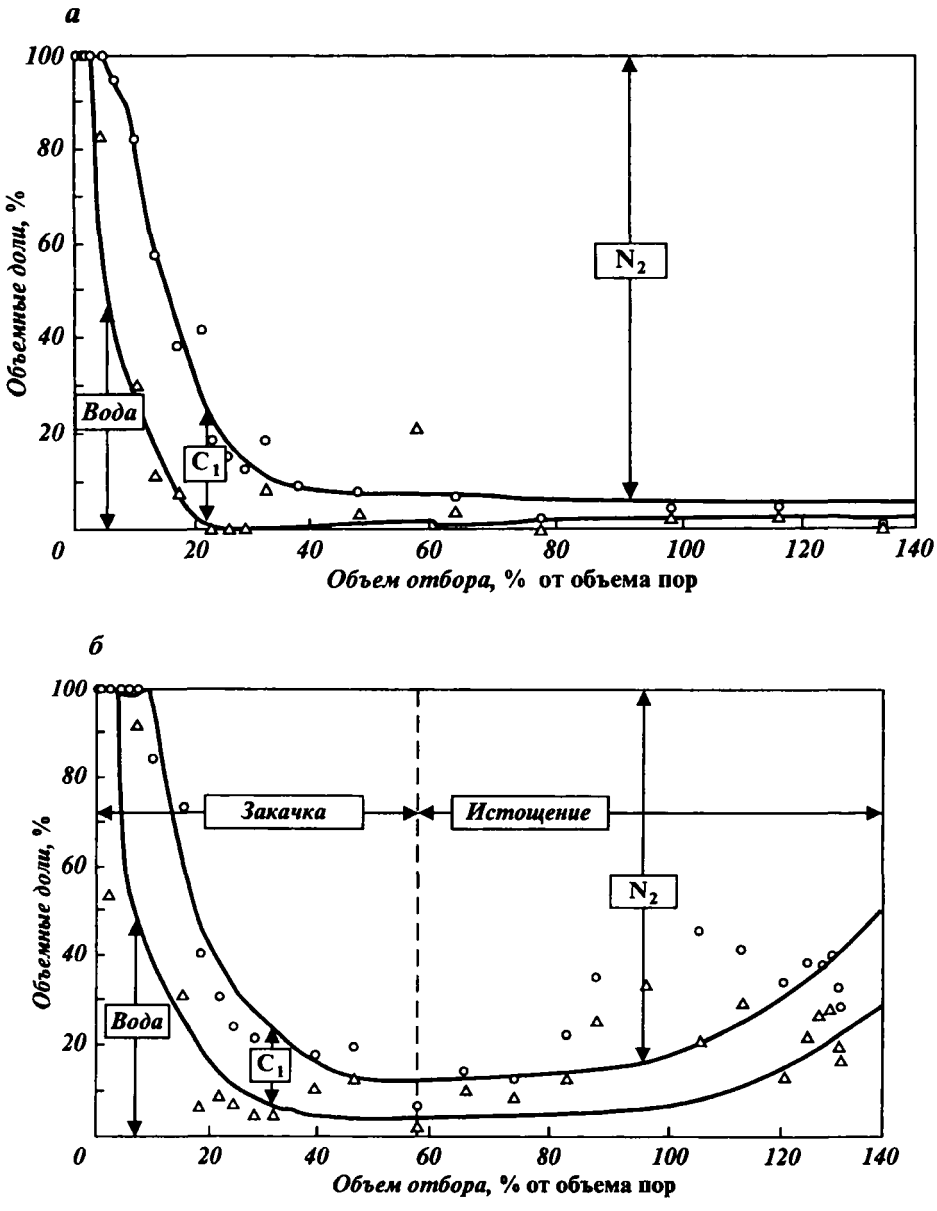


Рис. 5.62. Изменение содержания компонентов в отбираемом потоке при закачке азота: *а* $- k = 308 \cdot 10^{-15}$ м^2; *б* $- k = 521 \cdot 10^{-15}$ м^2

меньшее фильтрационное сопротивление, где, с одной стороны, выше абсолютная проницаемость пористой среды, а с другой — выше содержание защемленного газа, имеющего, как и азот, существенно меньшую, чем у воды, вязкость. Схема процесса вытеснения защемленного газа азотом приведена на рис. 5.66. По-видимому, "гидродинамическая неоднородность"

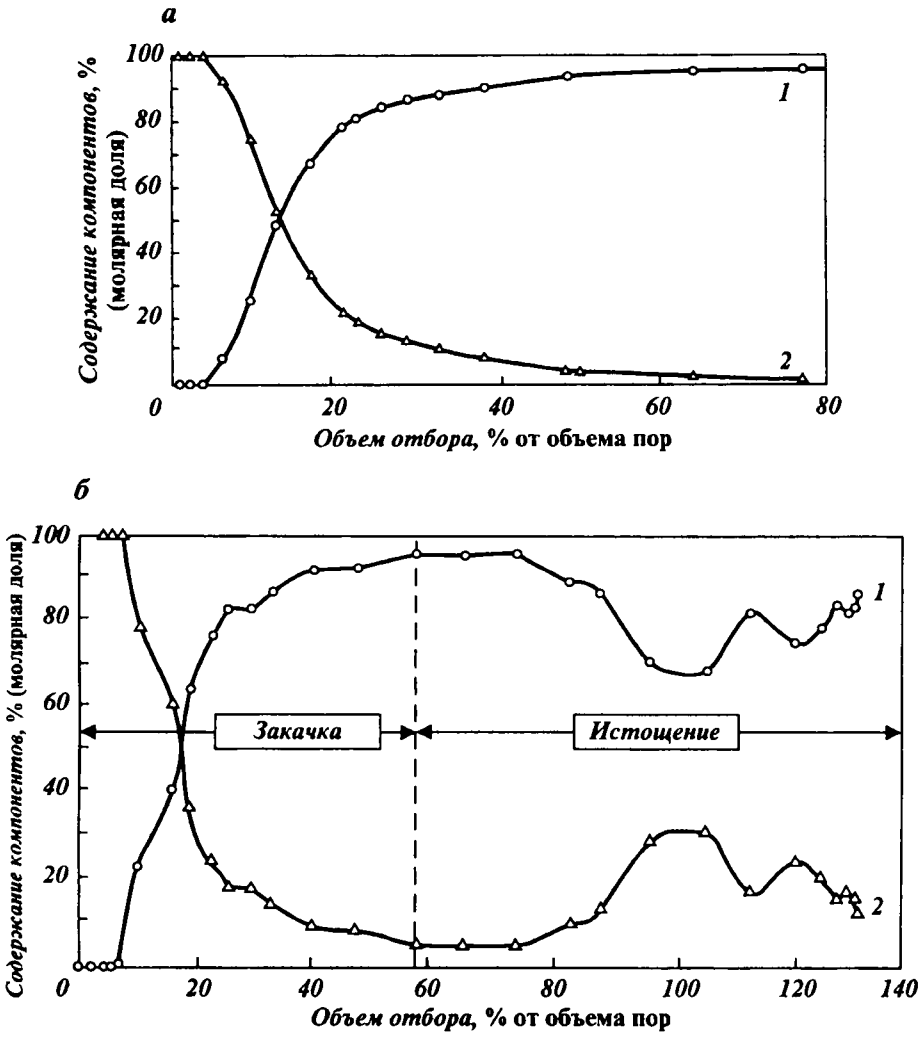


Рис. 5.63. Состав отбираемого газа при закачке азота:
а – $k = 308 \cdot 10^{-15}$ м^2; *б* – $k = 521 \cdot 10^{-15}$ м^2; *1* – азот; *2* – метан

пористой среды, содержащей как область с меньшей абсолютной проницаемостью и большей водонасыщенностью, так и область с большей проницаемостью и газонасыщенностью защемленным газом, дает основание высказать предположение о том, что при закачке азота можно вторую область рассматривать как пористую среду с независимым динамическим поведением флюидов, со своими газо- и водонасыщенностью. Этой области на рис. 5.67 соответствует интервал *1*, относящийся ко всему "пласту", а интервал *2* характеризуется повышенной фазовой газопроницаемостью. Можно было ожидать, что чем ниже средняя абсолютная проницаемость пористой среды, т.е. больше градиенты давления при вытеснении нагнета-

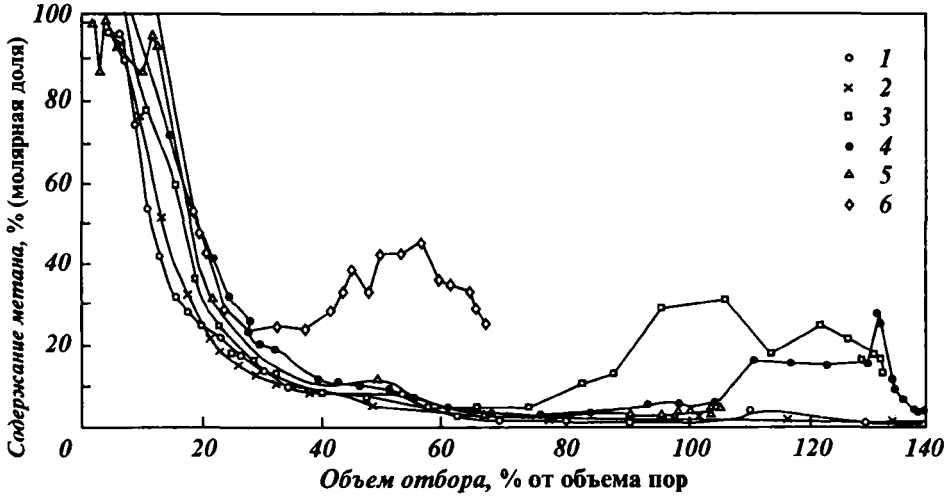


Рис. 5.64. Содержание метана в отбираемом газе:
1 – $k = 13 \cdot 10^{-15}$ м^2; *2* – $k = 308 \cdot 10^{-15}$ м^2; *3* – $k = 521 \cdot 10^{-15}$ м^2; *4* – $k = 545 \cdot 10^{-15}$ м^2; *5* – $k = 570 \cdot 10^{-15}$ м^2; *6* – $k = 392 \cdot 10^{-15}$ м^2

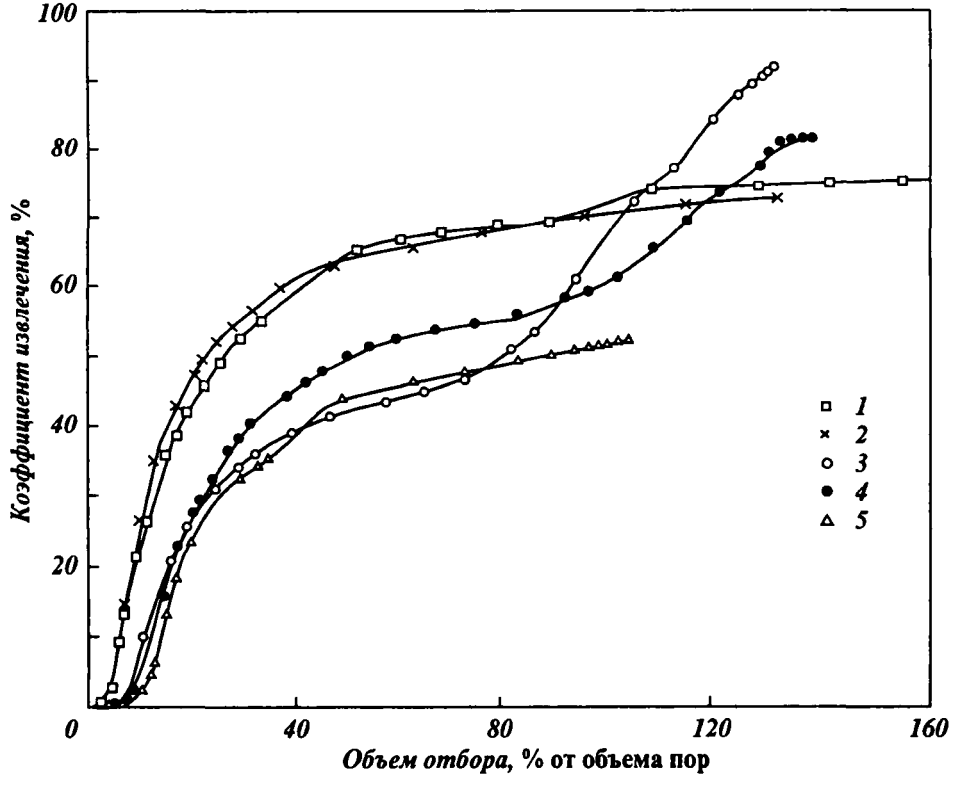


Рис. 5.65. Коэффициент извлечения остаточного газа при закачке азота:
1–5 – см. рис. 5.64

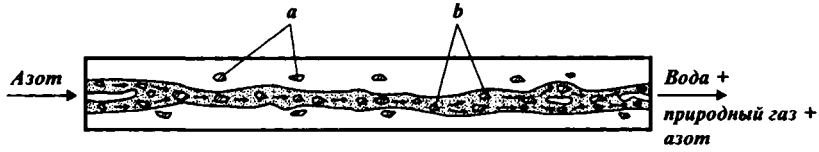


Рис. 5.66. Схема вытеснения азотом защемленного водой природного газа.
Микроцелики защемленного газа: *а* — в неподвижной зоне, *б* — в пределах "фильтрационного канала"

емым азотом водогазовой смеси, тем соответственно большим должен быть удельный расход азота на вытеснение защемленного газа. Однако эксперименты не дают основания говорить о заметной зависимости этого параметра от проницаемости породы (рис. 5.68).

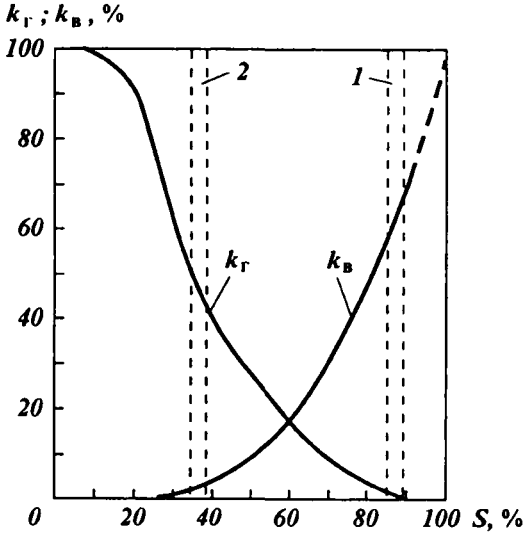


Рис. 5.67. Зависимость фазовых проницаемостей от насыщенности жидкостью порового пространства несцементированных песков:
$k_г$, $k_в$ — фазовые проницаемости для газа и воды; области насыщенностей и проницаемостей: *1* — для пласта в целом, *2* — для "фильтрационного канала"

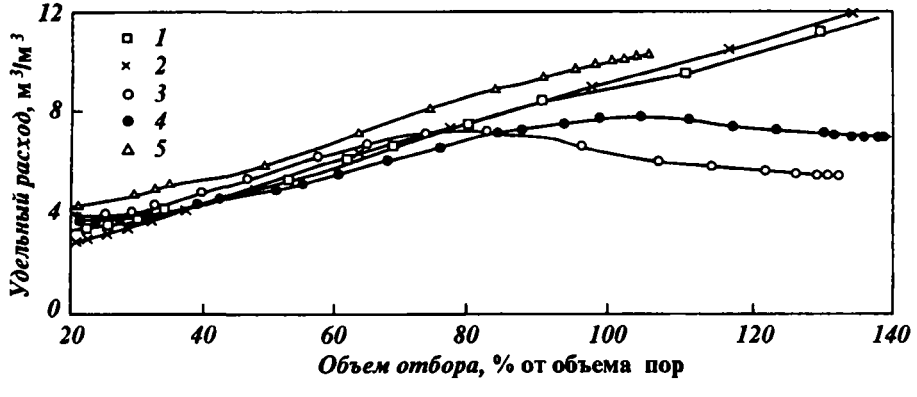


Рис. 5.68. Удельный расход азота при добыче остаточного газа:
1—5 — см. рис. 5.64

Анализируя физическую эффективность закачки азота в обводненный газовый пласт, следует иметь в виду, что извлечение защемленного газа — лишь одна из целей этого метода воздействия на пласт. Кроме вытеснения защемленного углеводородного газа закачка азота позволяет вытеснить часть свободного газа из необводнившейся области пласта, а также благодаря поддержанию давления стабилизировать фонд добывающих скважин, замедляя их обводнение и сохраняя продуктивность. Это необходимо учитывать, оценивая удельный расход азота на добычу защемленного газа. Удельный расход азота к моменту отбора 100 % объема пор продукции составляет 6 — 10 $м^3/м^3$ метана, если условно весь расход азота отнести на добычу только защемленного газа (см. рис. 5.68). При оценке эффективности закачки азота на натурном объекте воздействия следует количество закачанного азота "разнести", рассчитав также эффект воздействия в форме вытесненного из пласта свободного газа и в форме дополнительной добычи газа за счет сохранения фонда скважин и их продуктивности.

Таким образом, физические основы технологии нагнетания азота в пласт заключаются в создании более благоприятных, чем при доразработке на режиме истощения, гидродинамических и термобарических условий в залежи, обеспечивающих повышение газоотдачи благодаря вытеснению как защемленного, так и свободного низконапорного газа. Технико-технологическими результатами воздействия на обводняющуюся залежь азотом являются также замедление темпа дальнейшего обводнения скважин и продление периода активного функционирования газодобывающего предприятия.

По инициативе автора данной работы группой специалистов ВНИИГАЗа и "Надымгазпрома" подготовлены технико-экономические соображения применения описанной технологии на месторождении Медвежье. Технико-экономическая оценка свидетельствует о целесообразности реализации технологии на этом объекте, что явится важным прецедентом расширения масштабов процессов воздействия на углеводородсодержащие пласты с целью повышения эффективности их разработки.

5.6.2

Влияние эффекта выделения растворенного в пластовой воде газа на процесс обводнения сеноманских залежей месторождений Севера Западной Сибири

По результатам гидрогеологических исследований [23, 43] подошвенные воды Медвежьего, Уренгойского и других месторождений являются газонасыщенными, причем давления насыщения воды газом практически равняются пластовым для данной глубины залегания водоносного слоя. О предельном насыщении пластовых вод газом вблизи газоводяного контакта свидетельствует интенсивный, устойчивый на протяжении ряда лет барботаж газа в колоннах законтурных пьезометрических скважин (например, скв. 6 и 15 месторождения Медвежье). Такой неоспоримый факт, как отсутствие на всем севере Тюменской области "пустых ловушек", является

косвенным доказательством того, что сеноманский водоносный комплекс предельно насыщен по всей толщине. При разработке газового месторождения происходит снижение давления в водоносной области, что приводит к выделению газа из воды. Так как относительный объем выделившегося в пластовых условиях газа незначителен по сравнению с объемом пор (до нескольких процентов), он остается неподвижным и не влияет на фазовую проницаемость породы при фильтрации через нее воды. Но этот выделившийся газ из-за больших объемов водоносного пласта под газовым пластом и в непосредственной близости от поверхности первоначального газоводяного контакта существенно влияет на объем воды, вытесняемой в газовую залежь.

Увеличение упругоемкости водоносного бассейна за счет выделения газа из воды можно учесть введением в уравнение фильтрации фиктивной переменной пористости, уменьшающейся с падением давления.

При прогнозировании внедрения воды в газовую залежь обычно учитывают только сжимаемости воды и породы. Механизмом фильтрации за счет разгазирования без каких-либо оценок обычно пренебрегают.

Расчеты показывают, что при газонасыщенных пластовых водах делать этого не следует, так как существенно занижаются объемы внедряющейся воды, особенно на завершающей стадии разработки. В табл. 5.21 приведены абсолютные объемы воды (в $см^3 \cdot 10^3$), вытесненные за счет различных факторов из 1 $см^3$ пористой породы водоносного бассейна сеноманских отложений (месторождения Медвежье, Уренгойское и др.) при снижении давления в водоносной зоне, непосредственно прилегающей к поверхности первоначального газоводяного контакта. Из приведенных в табл. 5.21 данных об объемах пластовой воды, вытесняемой в газоносный пласт за счет различных физических факторов, видно, что основной вклад в эти объемы, особенно в зоне под поверхностью первоначального газоводяного контакта, вносит газ, выделенный из пластовой воды.

Нельзя не учитывать этого явления при прогнозировании обводнения сеноманской залежи на завершающем этапе разработки. Игнорирование эффекта разгазирования приводит к занижению темпов обводнения на завершающей стадии разработки и завышению коэффициента конечной газоотдачи. Если коэффициенты сжимаемости пластовой воды и породы остаются практически постоянными на протяжении всего периода разработки, то коэффициент сжимаемости за счет разгазирования существенно зависит от давления и изменяется пропорционально множителю $(p_0/p - 1)$, где

Таблица 5.21

Объем вытесненной воды в $см^3 \cdot 10^3$ из 1 $см^3$ пористой породы (коэффициент пористости 0,28)

При падении давления в данной точке водоносного пласта на величину, МПа	За счет выделения газа из пластовой воды				За счет сжимаемости пластовой воды	За счет сжимаемости породы	
	вблизи поверхности первоначального ГВК	в водоносном горизонте на глубине от ГВК				По теории упругого режима	
		300 м	500 м	2500 м		нелокальной	локальной
2	0,78	0,22	0,17	0,12	0,25	0,10	0,19
4	2,00	0,51	0,43	0,27	0,50	0,19	0,39
6	4,06	0,93	0,76	0,44	0,76	0,29	0,58
8	8,30	1,6	1,24	0,66	1,01	0,39	0,78

p_0 — начальное давление пластовой воды в некоторой точке водоносного горизонта, p — текущее давление в той же точке. Поэтому эффект разгазирования слабо проявляет себя на начальной стадии разработки, когда текущее давление p близко к начальному p_0 и приведет к интенсивному обводнению при малых значениях p по отношению к p_0. По этой причине массивные сеноманские залежи, подстилаемые мощными газонасыщенными водоносными горизонтами, нельзя будет с целью повышения газоотдачи разрабатывать до пластового давления в несколько атмосфер, так как при этом резко снизится пластовое давление в водоносной зоне, и в результате обвального обводнения из-за разгазирования ни о каком увеличении газоотдачи не может быть и речи. Поэтому для достижения высокого коэффициента конечной газоотдачи эффективнее разрабатывать сеноманские залежи месторождений Севера Западной Сибири с поддержанием пластового давления в газовой залежи на некотором уровне, определяемом технико-экономическими расчетами. Это можно сделать либо резким сокращением отборов газа, что окажется малоэффективным, либо закачкой инертного газа в продуктивный пласт.

5.6.3

Модель фильтрации подошвенных вод в газовую залежь, учитывающая выделение растворенного газа, при значениях газонасыщенности, не достигающих порога подвижности газовой фазы

Такие месторождения, как Медвежье, Уренгойское и другие, представляют собой вытянутые антиклинальные складки с отношением осей, примерно равным 1 : 6. Для упрощения решения можно рассматривать поперечные сечения, ортогональные длинной оси, и задачу притока подошвенной воды сформулировать как профильную двухмерную плоскую с учетом силы тяжести.

Для оценки нижней границы объема внедренной воды задачу можно свести к одномерной, ограничив объем водоносной зоны объемом, расположенным непосредственно под площадью газоносности (рис. 5.69).

Как уже было сказано, при неподвижной газовой фазе может быть предложена модель фильтрации с переменной фиктивной пористостью, изменяющейся за счет выделения газа, остающегося в порах в месте выделения.

Объем газа V, выделившийся из единицы объема жидкости и приведенный к давлению p и температуре в той точке, где это произошло, определится по формуле

$$V = C\frac{[p_0 + (H - Z)\rho \cdot g - p]}{p},$$

где p_0 — начальное пластовое давление на поверхности первоначального газоводяного контакта; H — толщина водоносного слоя; Z — вертикальная координата (см. рис. 5.69); ρ — плотность пластовой воды; g — ускорение

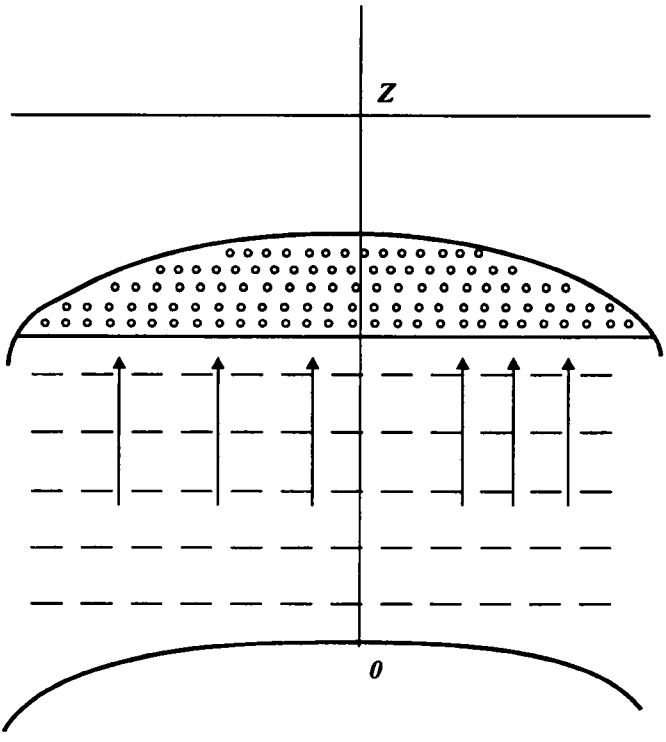


Рис. 5.69. Схема внедрения воды в газонасыщенную зону пласта

силы тяжести; $p = p(z, t)$ – пластовое давление в точке с координатами Z и t;

$$C = \alpha \frac{Z(p,\ T_{пл})T_{пл}}{Z_{ст}T_{ст}} p_{ст},$$

где α – аналог коэффициента растворимости Генри; Z – коэффицент сжимаемости; T – абсолютная температура.

Индекс "пл" относится к пластовым условиям, "ст" – к стандартным.

Переменная пористость в этом случае $\phi = \phi_0(1 - V)$, где ϕ_0 – начальная эффективная пористость.

Подставляя полученное значение переменной пористости в уравнение неразрывности и произведя необходимое дифференцирование, получаем нелинейное уравнение фильтрации несжимаемой жидкости при условии выделения из нее растворенного газа, оставшегося неподвижным:

$$\frac{\partial}{\partial Z}\left(\frac{K}{\mu}\frac{\partial p}{\partial Z}\right) = \frac{C[p_0 + (H - Z)\rho g]\phi_0}{p^2}\frac{\partial p}{\partial t}. \qquad (5.1)$$

Уравнение (5.1) решается при следующих краевых условиях:

1) при $t = 0$ $p = p_0 + (H - Z)\rho g$;

2) при $z = 0$ $\frac{\partial p}{\partial Z} = 0$ (на подошве водоносного пласта).

При $Z = H$ $p = p(t)$ (на поверхности первоначального газоводяного контакта). Давление $p(t)$ определяется падением давления в газовой залежи.

Разностный аналог уравнения (5.1) запишется в виде следующей неявной схемы с соответствующими краевыми условиями:

$$\frac{K}{\mu}\frac{p_{i-1}^{j-1} - 2p_i^{j-1} + p_{i-1}^{j-1}}{h^2} = \frac{C[p_0 + (H - Z)\rho g]\phi_0}{\left(p_i^j\right)^2}\frac{p_i^{j-1} - p_i^j}{\tau}, \qquad (5.2)$$

где h и τ — шаги по координате и времени соответственно.

Схема абсолютно устойчива. Система (5.2) легко решается методом прогонки.

В программе к множителю при производной от давления по времени в уравнении (5.1) добавлено слагаемое $[S + \phi_0\beta_{мг}] = 1{,}745 \cdot 10^{-10}$, учитывающее сжимаемость породы и минерализованной газированной воды.

Расчеты показывают, что пренебрежение этим слагаемым практически не изменяет конечные результаты общих объемов притока воды в залежь, так как основной вклад в этот процесс вносит разгазирование пластовой воды.

По этой причине при проведении адаптации модели к реальным условиям можно считать, что весь объем фактически внедрившейся воды отфильтровался за счет механизма выделения газа при снижении давления в водоносной зоне.

Для принятой модели притока воды в залежь необходимо знать значение коэффициента проницаемости в направлении, перпендикулярном напластованию.

По исследованию на кернах для коллекторов сеноманских отложений проницаемость в вертикальном направлении примерно вдвое меньше проницаемости по напластованию. Но брать для расчетов значение средней вертикальной проницаемости, равное половине средней по месторождению, было бы ошибкой.

На самом деле процесс фильтрации в вертикальном направлении в водонасыщенном массиве под месторождением происходит по более сложной схеме.

Водонасыщенный пласт представляет собой частое чередование проницаемых и непроницаемых пропластков с самыми разными толщинами и протяженностями по напластованию, поэтому поднимающаяся из глубины к поверхности первоначального газоводяного контакта вода обходит непроницаемые прослои, так что отдельные частицы воды движутся по сложным траекториям и общая длина пути, проходимая каждой частицей до ГВК, во много раз превышает расстояние от ГВК до той точки, из которой она начала движение.

Такое удлинение пути при адаптации модели можно компенсировать уменьшением толщины водоносного слоя и снижением среднего значения коэффициента проницаемости в вертикальном направлении.

Из-за малых линейных скоростей фильтрации воды $(3-5)\cdot 10^{-7}$ м/с потери на трение оказываются исчезающе малыми, и, следовательно, общие объемы внедрившейся воды должны незначительно зависеть от коэффициента проницаемости и при прочих равных условиях (давлениях на поверхности первоначального ГВК, объема растворенного в воде газа и др.) в основном определяться толщиной водоносного слоя. Последнее об-

стоятельство облегчает достоверность прогнозного моделирования, так как представления о толщине водоносного горизонта бывают более обоснованными, чем о средней проницаемости в вертикальном направлении при чередовании хорошо и плохо проницаемых пропластков.

5.6.4

Моделирование макронеоднородности коллекторов сеноманских отложений

Продуктивные пласты и водоносные горизонты сеноманских отложений представляют собой массивы проницаемых песчаников и алевролитов, внутри которых примерно в горизонтальном направлении размещаются прерывистые непроницаемые прослои. При фильтрации подошвенной воды из глубины водоносного горизонта в газонасыщенную часть пласта вода обходит непроницаемые включения и, если размеры непроницаемых пропластков вдоль напластования велики (десятки и сотни метров), то при обходе их создается значительное дополнительное сопротивление. Учесть это дополнительное сопротивление можно введением псевдопроницаемости в вертикальном направлении, значительно меньшей, чем реальная проницаемость в этом направлении для проницаемых песчаников и алевролитов.

Получить представление об этой псевдопроницаемости можно путем построения некоторой модели неоднородности коллектора, которая бы отражала самые существенные ее характеристики.

Далее описывается построение одного из вариантов такой модели. Неоднородность моделируется системой чередующихся непроницаемых слоев (на рис. 5.70 — они показаны штриховкой), причем один непроницаемый слой представляет собой сплошную пластину с круговыми отверстиями, а другой — состоит из отдельных непроницаемых дисков. Незаштрихованные объемы между слоями заполнены проницаемыми породами.

Чередуясь в зеркальном отображении, эти пары непроницаемых слоев с проницаемыми между ними породами образуют весь массив коллектора.

При принятой модели неоднородности можно получить следующую формулу для отношения потерь давления при наличии непроницаемых участков к потерям давления при их отсутствии:

$$\xi = 1/\chi + \frac{1k_в(\eta-\chi)F_1}{2\pi k_г \chi(1-\chi)h_2^2} \cdot \ln\left[(1+\sqrt{1-\chi})/\sqrt{\chi}\right],$$

где η — песчанистость пласта; χ — доля "литологических окон" на геологическом срезе; $k_в$ и $k_г$ — проницаемость пласта по керну в вертикальном и горизонтальном направлениях соответственно; F_1 — средняя площадь проницаемых участков; h_2 — средняя толщина этих участков.

Сделаем оценку коэффициента ξ — увеличения потерь на трение при фильтрации в вертикальном направлении для коллекторов сеноманских отложений (месторождения Медвежье, Уренгойское, Ямбургское).

Этот же коэффициент ξ показывает, во сколько раз необходимо уменьшить вертикальную проницаемость, чтобы получить то же сопротивление при фильтрации для масштабов одномерной вертикальной фильтра-

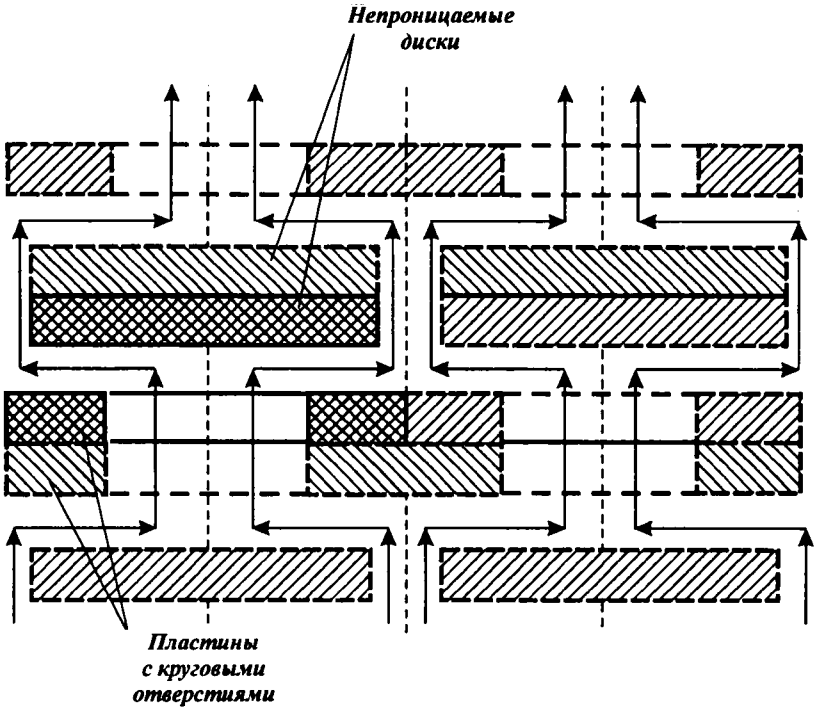


Рис. 5.70. Модель неоднородного пласта-коллектора

ции, превосходящих масштаб средней площади проницаемых участков F_1 и ее средней толщины h_2.

Для расчета приняты следующие исходные данные:

$\eta = 0{,}7$; $\chi = 0{,}45$; $k_в/k_г = 0{,}5$; $F_1 = 310^2$ м^2; $h_2 = 6{,}6$ м.

Площадь F_1 и толщина h_2 приняты по исследованиям С.Е. Ершова [8].

Для принятых данных $\xi \approx 171$.

Если положить $k_в/k_г = 0{,}77$, то значение $\xi \approx 260$.

Следовательно, если средняя проницаемость в горизонтальном направлении для сеноманских коллекторов равна $0{,}6 \cdot 10^{-12}$ м^2 (600 мД), то при $k_в/k_г = 0{,}5$ вертикальная проницаемость равна $0{,}3 \cdot 10^{-12}$ м^2 (300 мД), а "псевдопроницаемость" в том же направлении $(300/171) \cdot 10^{-15}$ м^2 $= 1{,}75 \times$ $\times 10^{-15}$ м^2 (1,75 мД), для $k_в/k_г = 0{,}77$ вертикальная "псевдопроницаемость" будет равна $1{,}78 \cdot 10^{-15}$ м^2 (1,78 мД).

Так как в обводненной части пласта остаточная газонасыщенность изменяется от 0,25 до 0,40, то при расчетах фильтрации как воды, так и закачиваемого азота в последующем использовались фазовые проницаемости, на значения которых умножались полученные абсолютные псевдопроницаемости.

5.6.5

Прогнозирование обводнения сеноманской залежи месторождения Медвежье с использованием модели, учитывающей выделение из пластовой воды растворенного газа

Используя описанную выше модель фильтрации подошвенных вод в газовую залежь, учитывающую выделение растворенного газа, и оценку псевдопроницаемости в вертикальном направлении, полученную в предыдущем разделе, можно предложить следующую схему прогнозирования обводнения сеноманской залежи.

1. С использованием выведенного нелинейного уравнения, описывающего фильтрацию воды с выделяющимся из нее газом, в которое введено значение вертикальной псевдопроницаемости, для характеристик конкретного месторождения рассчитывается таблица суммарных объемов пластовой воды (в $м^3$), профильтровавшейся через один квадратный метр поверхности первоначального газоводяного контакта в зависимости от изменения пластового давления на контакте. Таблица рассчитывается для давлений на контакте в диапазоне от начального до давления в момент завершения разработки.

2. Используя данные рассчитанной таблицы, прогнозные значения изменения пластового давления и площади отдельных участков поверхности первоначального газоводяного контакта, нетрудно определить общие объемы пластовой воды, внедрившейся в залежь. Многочисленные расчеты по модели показали, что объемы внедряющейся воды в основном зависят от пластового давления на первоначальном газоводяном контакте и весьма незначительно от темпа изменения этого давления (в тех диапазонах темпа, которые существуют в реально разрабатываемых месторождениях).

Далее был сделан прогноз внедрения подошвенной воды в продуктивную залежь месторождения Медвежье на 01.01.95.

Дата, на которую проведена оценка, объясняется наличием в "Проекте разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения на поздней стадии эксплуатации", выполненном институтом ТюменНИИгипрогаз, карты изобар и подъема ГВК на 01.01.95. На карту изобар были нанесены линии равного подъема ГВК. Это позволило в любой точке первоначальной поверхности ГВК найти давление на дату составления обеих карт путем сложения пластового давления по карте изобар и давления столба воды поднявшегося ГВК.

Зону каждого УКПГ разделили на несколько подзон, в каждой из которых без больших погрешностей можно было использовать среднее давление на поверхности первоначального ГВК. По среднему давлению для каждой подзоны находили объем профильтровавшейся пластовой воды в $м^3/м^2$, который умножали на площадь соответствующей подзоны. Эту операцию проводили по каждой подзоне и затем все результаты суммировали, давая общий приток по УКПГ.

Общий объем внедрившейся воды по зонам УКПГ 1–7 оказался на 20 % меньше, чем объем, определенный на ту же дату (01.01.95) в указанном выше "Проекте...".

Таблица 5.22

Объемы внедрившейся подошвенной воды по зонам УКПГ месторождения Медвежье (млн. м^3)

Номер УКПГ	На 01.01.95		На 01.01.96	Прогноз на конец 2010 г.	
	Данные ТюменНИИгипрогаза	Расчет по методике настоящей работы	По данным НТЦ ООО "Надымгазпром"	ТюменНИИгипрогаз	Расчет по методике настоящей работы
2	375	496	397	749	1016
3	555	268	310	853	370
1	450	370	404	1233	1047
4	655	367	495	1323	965
5	185	507	233	486	1220
6	340	240	208	643	701
7	170	288	166	428	758
Итого	2730	2479	2213	5715	6077

Учитывая ту минимальную фактическую информацию о строении и физических свойствах водоносного горизонта, которая была использована для оценки вертикальной псевдопроницаемости, решено было провести адаптацию модели по данным фактического обводнения месторождения.

Такая адаптация была осуществлена по данным "Проекта..." ТюменНИИгипрогаза на 01.01.95. Результаты расчетов по адаптированной модели приведены в табл. 5.22. Оказалось, что лучшее совпадение расчетных и фактических данных дает значение вертикальной псевдопроницаемости, равное $3{,}5 \cdot 10^{-15}$ м^2. Для этого значения построен график суммарного объема пластовой воды (в м^3), профильтровавшейся через 1 м^2 поверхности первоначального ГВК в зависимости от пластового давления (рис. 5.71). График использовался при расчете данных табл. 5.22.

Следует отметить, что так называемые "фактические" данные об объемах внедрившейся воды приводятся авторами "Проекта..." без оценки погрешности, с которой они определены и которая может быть весьма значительной при построении карт подъема ГВК, так как прямые измерения справедливы только для меньшей части площади месторождения, а приток подошвенных вод зависит от падения давления по всей площади и от размеров этой площади.

В справедливости этого замечания можно убедиться, сопоставив данные об объемах внедрившейся воды на более позднюю дату (01.01.96 г.),

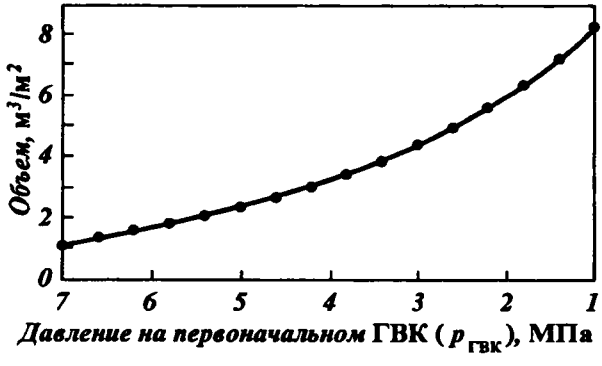


Рис. 5.71. Суммарный объем пластовой воды, м^3, профильтровавшейся через 1 м^2 поверхности первоначального ГВК месторождения Медвежье, как функция пластового давления на этой поверхности.
Толщина водоносного слоя 1500 м, псевдопроницаемость $3{,}5 \cdot 10^{-15}$ м^2

Таблица 5.23

Объемы внедрившейся подошвенной воды по укрупненным зонам из нескольких соседних зон УКПГ месторождения Медвежье

Номер УКПГ	На 01.01.95		На 01.01.96	Прогноз на конец 2010 г.	
	Данные ТюменНИИгипрогаза	Расчет по методике настоящей работы	По данным НТЦ ООО "Надымгазпром"	ТюменНИИгипрогаз	Расчет по методике настоящей работы
2+3	930	767	707	1602	1386
1+4 + 5	1290	1244	1132	3042	3232
6 + 7	510	528	374	1071	1459
Итого Σ	2730	2539	2213	5715	6077

представленные НТЦ ООО "Надымгазпром" и приведенные также в табл. 5.22. Эти объемы значительно меньше проектных.

Чтобы не завышать прогнозных объемов на конец 2010 г., для адаптации примененной модели была принята псевдопроницаемость, которая дает общие объемы притока пластовых вод на 01.01.95 г. меньше приведенных в проекте (табл. 5.22).

Несовпадение объемов притока в зоны отдельных УКПГ по данным проекта, НТЦ и настоящей работы объясняется двумя причинами:

1) границы зон УКПГ выделяются условно и не согласованы между авторами отдельных работ;

2) существуют перетоки внедряющихся вод между соседними зонами.

Различия в объемах становятся относительно меньшими, если их суммировать по нескольким соседним зонам УКПГ (табл. 5.23). При этом ликвидируются несоответствия за счет неопределенности границ и частично — за счет перетоков.

Прогноз на конец 2010 г. показывает, что к этому времени общий объем внедрившейся воды по семи первым УКПГ составит 6077 млн. м^3, что в 2,45 раза больше объема на 01.01.95 г. (по данным "Проекта..." — внедрится 5715 млн. м^3).

К этому времени УКПГ-6 и 7 полностью обводнятся. При этом пластовое давление на кровле зоны УКПГ-6 будет равно 0,94 МПа, зоны УКПГ-7 — 1,4 МПа, в зонах остальных УКПГ давление около 2 МПа и более.

На конец 2010 г. в семи первых УКПГ при остаточной газонасыщенности 0,25 обводненная зона займет около 83 % первоначального газонасыщенного объема.

Используя график (см. рис. 5.21), нетрудно оценить, что УКПГ-1, 2, 3, 4 и 5 не удастся эксплуатировать даже до 1 МПа пластового давления, так как при этом давлении прогнозируемый объем внедрившейся воды оказывается больше оставшегося необводненного газонасыщенного объема.

Расчеты по предлагаемой методике показывают, что используемая в настоящее время для прогнозирования обводнения линейная интерполяция существующих темпов обводнения дает заниженные результаты, так как темпы обводнения при давлениях ниже 3 МПа существенно возрастут. По этой причине, в частности, для первых семи УКПГ месторождения Медвежье произойдет полное заводнение газонасыщенного объема при давлении, несколько большем 1 МПа, если принять остаточную газонасыщенность равной 0,25.

5.6.6

Основные проектные показатели разработки месторождения Медвежье

По "Проекту разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения на поздней стадии эксплуатации", выполненному институтом ТюменНИИгипрогаз в 1995 г., разработка месторождения завершится в 2010 г. при промышленном коэффициенте газоотдачи 90,2 %.

В обводненном объеме при коэффициенте остаточной газонасыщенности (принятом равным 0,25) останется 38 % газа в свободном объеме, или 60 % остаточных запасов пластового газа.

Остаточный свободный газ предлагается использовать для производства метанола, обрабатывая метан перегретым паром при высоких давлении и температуре.

При ежегодной добыче 4 – 5 млрд. м^3 остаточного газа можно будет получать 600 – 700 тыс. т метанола.

В табл. 5.24 приводятся некоторые технологические показатели по УКПГ и месторождению в целом.

Принята следующая годовая добыча газа по месторождению на завершающей стадии по проекту:

1996 г.	47,8 млрд. м^3
2000 г.	34,8 млрд. м^3
2005 г.	15,2 млрд. м^3
2010 г.	7,6 млрд. м^3

На 01.01.95 г. в продуктивные отложения внедрилось 3412 млн. м^3 воды, что составляет 29,7 % начального порового объема (с учетом остаточной газонасыщенности, равной 0,25), в том числе:

в южную часть (УКПГ-2, 3, 1, 4) – 2035 млн. м^3 (51 %);

в центральную часть (УКПГ-5, 6, 7, 8, 8а) – 937,4 млн. м^3 (28 %);

в Ныдинскую площадь (УКПГ-9) – 440 млн. м^3 (22 %).

Из месторождения отобрано 68,9 % от начальных геологических запасов. Среднее пластовое давление упало до 4,76 МПа, наиболее низкие пластовые давления в зонах УКПГ-6, 7 (3,98 – 4,25 МПа).

По геологическому отчету за 1996 г., на месторождении из 340 скважин действующего эксплуатационного фонда более 70 относятся к самозадавливающимся скважинам, эксплуатирующимся с периодическими продувками стволов.

По прогнозу, который сделан в проекте доразработки, с 1995 по 2010 г. на месторождении ежегодно будут работать с водопроявлениями 100 – 170 скважин, являющихся потенциальными объектами для капитального ремонта, а точнее, которые необходимо будет обязательно ремонтировать.

Таблица 5.24

Некоторые технологические показатели разработки месторождения Медвежье

Показатели	УКПГ										В целом по месторождению
	2	3	1	4	5	6	7	8	8а	9	
Год окончания разработки	2006	2010	2004	2003	2010	2001	2008	2010	2010	2010	2010
Промышленный коэффициент газоотдачи, %	89,2	89	90,8	89,3	91,0	90,5	92,7	90,9	88,1	89,7	90,2
Остаточные запасы газа на конец периода подачи газа в магистральный газопровод, % запасов	0,91	1,00	1,16	1,32	0,76	0,65	0,50	0,81	0,52	2,17	9,8
В том числе:											
количество защемленного газа в обводненном объеме	0,45	0,59	0,60	0,63	0,23	0,24	0,16	0,23	0,16	0,51	3,8
количество газа в свободном состоянии	0,46	0,41	0,56	0,69	0,53	0,41	0,34	0,58	0,36	1,66	6,0
Процент обводнения зоны УКПГ на конец периода подачи газа в магистральный газопровод	66,5	80,9	70,03	73,09	49	57,3	50,44	46,2	49,7	39,0	56,2
Среднее пластовое давление на конец периода подачи газа в магистральный газопровод, МПа	2,69	3,80	2,54	2,80	1,67	2,26	1,50	1,75	1,92	1,72	1,96

5.6.7

Расчетные показатели применения технологии разработки месторождения Медвежье с закачкой азота в пласт

Экспериментальный участок

Прогноз добычи низконапорного газа на завершающей стадии разработки и оценка промышленной и конечной газоотдачи проводились на сеточной модели, учитывающей двухмерную фильтрацию газа в неоднородной пористой среде и двухмерную стационарную фильтрацию жидкости в водоносной зоне пласта.

Количественная оценка вытеснения газа в свободном состоянии и защемленного из обводненной зоны пласта контрагентом (азотом) при снижающемся пластовом давлении проводилась в приближенной постановке для условий однофазной фильтрации на базе балансовых соотношений. Количественные характеристики вытеснения метана азотом взяты из экспериментальных исследований, изложенных в разделе 5.6.1.

Расчеты проведены на примере условно выделенного экспериментального участка месторождения Медвежье. Полученные количественные соотношения в процентах перенесены с экспериментального участка на все месторождение, в предположении адекватности рассматриваемого процесса для извлечения остаточных запасов низконапорного газа (при пластовом давлении ниже 5 МПа) на заключительной стадии разработки.

Сеточная модель газовой области экспериментального участка имела переменные фильтрационно-емкостные параметры по площади со следующими характеристиками:

Начальные геологические запасы	$Q_{геол.зап}$, млрд. м^3
Начальный газонасыщенный поровый объем пласта	$V_{газонас}$, млн. м^3
Термобарические условия:	
начальное пластовое давление	11,57 МПа
начальная пластовая температура	27 °С (300 К)
коэффициент сверхсжимаемости газа	0,960
Объемный коэффициент газа (FVF)	0,0086 м^3/м^3
Газонасыщенность:	
начальная	0,75 (α_0)
остаточная	0,25 ($\alpha_{ост}$)

Условные границы выделенного участка принимались непроницаемыми.

Сеточная модель водоносной области имела аналогичные границы, соответствующие газовой части залежи, и характеризовалась переменными фильтрационно-емкостными параметрами по площади. На ее границах задавалась функция притока воды, полученная из общего решения уравнения Ван-Эвердингена и Херста (стационарный приток воды к укрупненной скважине).

На сеточной модели экспериментального участка были заданы 63 скважины с фактическими дебитами и рассмотрены две технологии доразработки.

Традиционная технология доразработки на "истощение"

На начало расчетов принимались следующие основные технологические показатели разработки:

Суммарный отбор газа из пласта	0,645 $Q_{геол.зап}$, млрд.м^3 (64,5 % от начальных геологических запасов)
Среднее пластовое давление по залежи	4,97 МПа
Поровый объем пласта, занятый водой	0,131 $V_{газонас}$, млн. м^3 (13,1 % от начального порового объема)
Остаточные запасы низконапорного газа	0,335 $Q_{геол.зап}$, млрд. м^3 (35,5 % от начальных геологических запасов)
В том числе: объем защемленного газа ($\alpha_{ост}$ = 0,25+0,4)	0,021 $Q_{геол.зап}$, млрд. м^3

Прогнозные расчеты добычи низконапорного газа проведены на 20 лет (рис. 5.72). Структура остаточных запасов низконапорного газа во времени, включая защемленный газ, показана на рис. 5.73. Как видно, объем защемленного газа в пласте возрастает с 0,021 (1-й год прогноза) до 0,065 $Q_{геол.зап}$ (20-й год прогноза).

Промышленная газоотдача получена при условии модернизации компрессорных агрегатов ДКС и их переобвязки в три ступени, обеспечивающие минимальное давление на приеме 0,5 МПа. При этих условиях прогнозный период доразработки с обеспечением подачи газа в магистральный газопровод составляет 18 лет. Суммарная добыча газа — 91,7 % от начальных геологических запасов (см. рис. 5.72).

Далее доразработка пласта продолжается с использованием низконапорного газа на местные нужды.

Конечная газоотдача получена при условии подъема ГВК в зоне (эксплуатации) расположения скважин до 50 м. При этих условиях предпо-

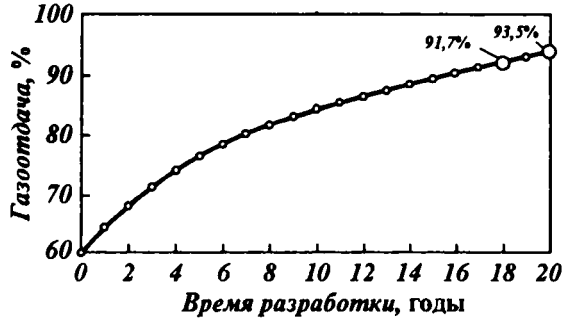


Рис. 5.72. Добыча низконапорного газа по традиционной технологии на режиме истощения.

Коэффициент газоотдачи на дальний транспорт	91,70 %	Коэффициент конечной газоотдачи	93,50 %
Конечное пластовое давление, МПа:		Пластовое давление забрасывания, МПа:	
в зоне эксплуатации	0,85	в зоне дренирования	0,3
среднее по залежи	1,7	среднее по залежи	1
Давление на устье, МПа	0,50	Давление на устье, МПа	0,44
Давление на входе в ДКС, МПа	0,49	Период доразработки, лет	20
Период доразработки, лет	18		

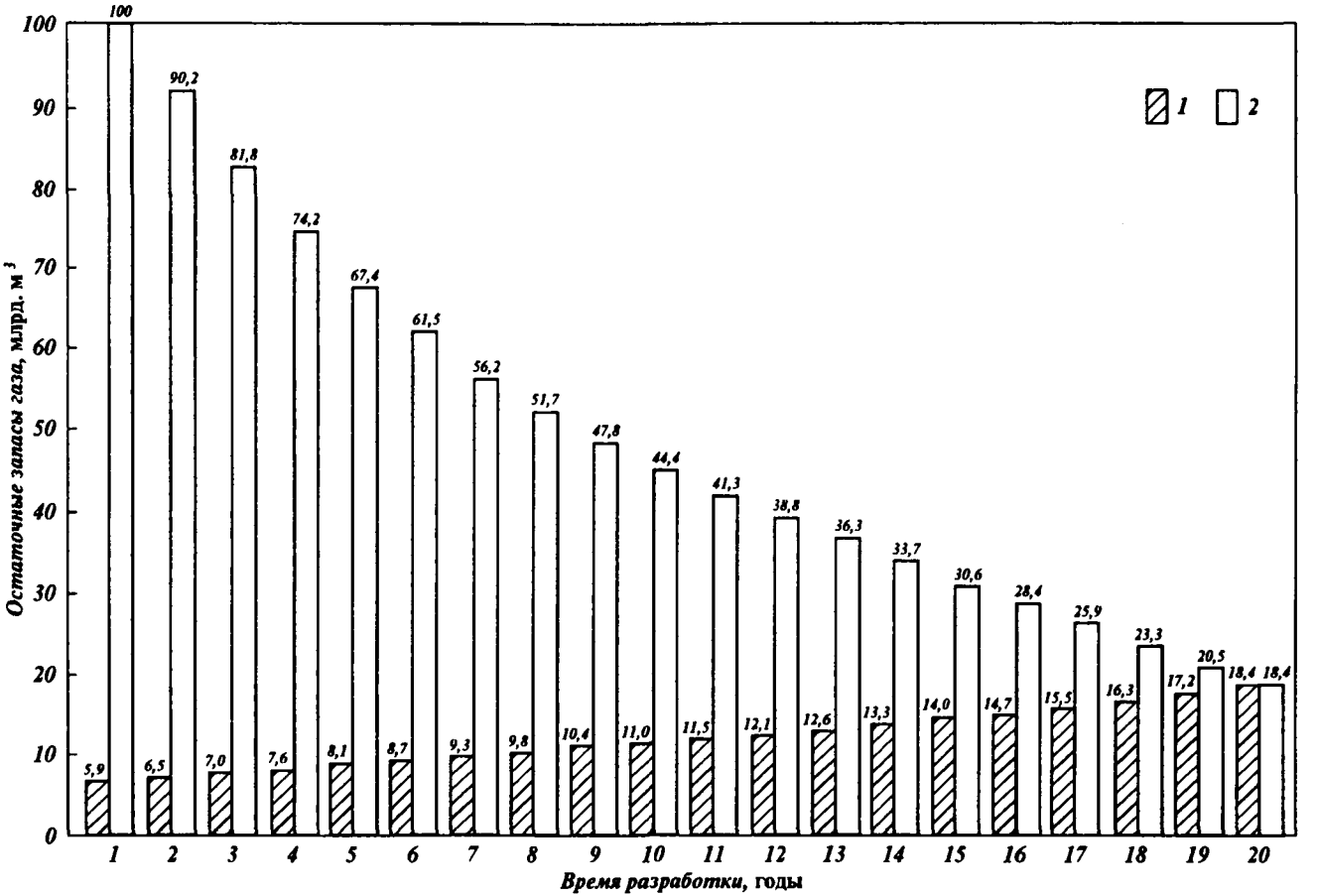


Рис. 5.73. Динамика структуры остаточных запасов низконапорного газа в процессе разработки участка.
Газ: *1* — защемленный, *2* — свободный

лагается, что все эксплуатационные скважины (расположенные в максимальной изопахите 50 и меньше) будут обводнены и разработка месторождения закончена.

По расчетам к этому времени (20-й год прогноза) пластовое давление в зоне эксплуатации составит около 0,3 МПа, а среднее по залежи ~ 1 МПа.

Суммарная добыча газа из пласта за полный срок разработки (с учетом прогноза) составит 93,5 % от начальных геологических запасов (см. рис. 5.72).

Неизвлекаемые запасы газа (защемленный газ) составят в целом по экспериментальному участку (см. рис. 5.73) 6,5 % от начальных геологических запасов, в том числе:

В обводненной зоне пласта ($\alpha_{ост}$ = 0,25÷0,4).....	5,85 % от начальных геологических запасов
В свободном состоянии (α_0 = 0,75).....	0,65 % от начальных геологических запасов

Рекомендуемая технология доразработки с закачкой азота в пласт

Физическая сущность предлагаемой технологии заключается в более эффективной доразработке на "истощение", благодаря вытеснению как защемленного газа, так и свободного низконапорного газа. Закачиваемый в пласт азот обладает вязкостью на два порядка меньшей вязкости воды. Поэтому при наличии дополнительного градиента давления, создаваемого нагнетанием азота, этот флюид движется по фильтрационным каналам, где, с одной стороны, выше абсолютная проницаемость пористой среды, а с другой — выше содержание защемленного газа, имеющего, как и азот, существенно меньшую вязкость по сравнению с водой. При этом также повышается эффективность отбора низконапорного газа в свободном состоянии (раздел 5.6.1).

На начало закачки азота в пласт суммарный отбор газа из пласта принимался таким же, как и при традиционной технологии доразработки на "истощение" (64,5 % от начальных геологических запасов). Соответственно остаточные запасы низконапорного газа (при пластовом давлении 5 МПа) составляли 35,5 % от начальных геологических запасов, в том числе объем защемленного газа ($\alpha_{ост}$ = 0,25÷0,4) — 0,021 $Q_{геол.зап}$.

Прогнозные расчеты добычи низконапорного газа проведены при аналогичных годовых отборах газа, но с одновременной закачкой в пласт азота в течение первых 13 лет доразработки на "истощение". Затем закачка азота в пласт прекращалась, и расчеты продолжались до полного обводнения залежи.

Объемы закачки азота в пласт (суточные) через 10 скважин при снижающемся пластовом давлении показаны в табл. 5.25.

По балансовым соотношениям для условий однофазной фильтрации при снижающемся пластовом давлении рассчитаны:

динамика прокачки через обводненный пласт азота (табл. 5.26);

динамика извлечения защемленного газа из обводненного объема пласта (табл. 5.27);

динамика остаточных объемов защемленного газа на период прокачки азотом обводненной зоны пласта (табл. 5.28 и рис. 5.74);

динамика остаточных объемов свободного низконапорного газа в период закачки азота в пласт (табл. 5.29 и рис. 5.75);

Таблица 5.25

Параметры работы нагнетательных скважин

Годы закачки азота в пласт	Давление, МПа		Репрессия на пласт, МПа	Средний дебит нагнетания, тыс. $м^3$/сут
	пластовое	нагнетания		
1	4,97	5,88	0,69	100
2	4,68	5,69	0,70	150
3	4,22	5,39	0,71	200
4	3,92	4,90	0,73	250
5	3,63	4,71	0,78	280
6	3,43	4,41	0,92	600
7	3,14	4,22	0,98	320
8–13	2,94–2,35	3,92–3,14	0,98	350

Таблица 5.26

Динамика прокачки обводненного объема пласта азотом

Годы	Пластовое давление, МПа	FVF, $м^3/м^3$	Обводнение залежи			Закачка азота в пласт			Объем нагнетания азота в обводненную зону пласта, объем пор*
			%	поровый объем пласта, занятый водой, млн. $м^3$		годовая, млн. $м^3$	поровый объем пласта, занятый азотом, млн. $м^3$		
				α_0 = 0,75	$\alpha_{ост}$ = 0,25		годовой	суммарный	
1	4,97	0,0200	13,1	316,6	105,5	360	7,2	7,2	0,07(0,13)
2	4,59	0,0217	14,4	348,0	116,0	540	11,7	18,9	0,16(0,30)
3	4,24	0,0235	15,6	377,0	125,6	720	16,9	35,8	0,29(0,46)
4	3,92	0,0254	16,9	408,4	136,1	900	22,9	58,7	0,43(0,55)
5	3,63	0,0275	18,1	437,4	145,8	1000	27,5	86,2	0,59(0,60)
6	3,36	0,0296	19,3	466,4	155,5	1100	32,6	118,8	0,76(0,60)
7	3,14	0,0318	20,5	495,4	165,1	1150	36,6	155,4	0,94(0,60)
8	2,94	0,0339	21,7	524,4	174,8	1250	42,4	197,8	1,13(0,60)
9	2,75	0,0361	22,9	553,4	184,5	1250	45,1	242,9	1,34(0,60)
10	2,60	0,0383	24,1	582,4	194,1	1250	47,9	290,8	1,50(0,60)
11	2,46	0,0404	25,2	609,0	203,0	1250	50,5	341,3	1,68(0,60)
12	2,33	0,0426	26,3	635,6	211,8	1250	53,3	394,6	1,86(0,60)
13	2,23	0,0447	27,5	664,6	221,5	1250	55,9	450,5	2,00(0,60)

* В скобках — коэффициент извлечения защемленного газа (экспериментальные данные).

динамика удельного расхода азота на добычу низконапорного газа в период закачки азота (табл. 5.30).

Из анализа расчетов следует, что на конец 13-го года закачки азота в пласт при принятой стратегии добычи низконапорного газа:

обводненный поровый объем пласта (27,5 % от начального порового объема) промывается азотом дважды (см. табл. 5.26);

суммарный остаточный объем защемленного газа снижается на 60 % (см. табл. 5.28 и рис. 5.74), т.е. 60 % ранее защемленного газа переводится в свободное состояние и может быть добыто в процессе дальнейшей доразработки (см. табл. 5.27);

суммарные остаточные объемы свободного низконапорного газа (без защемленного) возрастают приблизительно в 2 раза (см. табл. 5.29 и рис. 5.75), однако содержание азота в этом объеме достигает 13 %.

Таким образом, эффективность доразработки пласта по сравнению с традиционной разработкой на "истощение" повышается. Период подачи

Таблица 5.27

Динамика извлечения защемленного газа из обводненного объема пласта при прокачке азотом

Годы	Годовая закачка азота в пласт, млн. м^3	Коэффициент извлечения защемленного газа	Объем свободного газа, млн. м^3			
			годовой		суммарный	
			защемленный газ, переведенный в свободное состояние	азот	защемленный газ, переведенный в свободное состояние	азот
1	360	0,13	47	313	47	313
2	540	0,30	162	378	209	691
3	720	0,46	331	389	540	1 080
4	900	0,55	495	405	1 035	1 485
5	1 000	0,60	600	400	1 635	1 885
6	1 100	0,60	660	440	2 295	2 325
7	1 150	0,60	690	460	2 985	2 785
8	1 250	0,60	750	500	3 735	3 285
9	1 250	0,60	750	500	4 485	3 785
10	1 250	0,60	750	500	5 235	4 285
11	1 250	0,60	750	500	5 985	4 785
12	1 250	0,60	750	750	6 735	5 285
13	1 250	0,60	750	750	7 485	5 785
Всего	13 270	—	7 485	5 785	—	—

Таблица 5.28

Динамика остаточных объемов защемленного газа в период прокачки азотом обводненной зоны пласта

Годы	Объемы защемленного газа, млрд. м^3			Годы	Объемы защемленного газа, млрд. м^3		
	до закачки азота в пласт	в период закачки азота в пласт			до закачки азота в пласт	в период закачки азота в пласт	
		защемленный газ, переведенный в свободное состояние	собственно защемленный			защемленный газ, переведенный в свободное состояние	собственно защемленный
1	5,9	0,0	5,9	8	9,8	3,7	6,1
2	6,5	0,2	6,3	9	10,4	4,5	5,9
3	7,0	0,5	6,5	10	11,0	5,3	5,7
4	7,6	1,0	6,6	11	11,5	6,0	5,5
5	8,1	1,6	6,5	12	12,1	6,7	5,4
6	8,7	2,3	6,4	13	12,6	7,5	5,1
7	9,3	3,0	6,3				

газа в магистральный газопровод увеличивается на 5 лет, а полный срок разработки пласта — на 7 лет (рис. 5.76).

Промышленная газоотдача увеличивается с 91,7 до 95,5 %, т.е. на 3,8 % от начальных геологических запасов газа.

Конечная газоотдача увеличивается с 93,5 до 97,4 %, т.е. на 3,9 % от начальных геологических запасов газа.

Неизвлекаемые запасы газа (защемленный) в целом по экспериментальному участку снижаются с 6,5 % от начальных геологических запасов газа до 2,6 % от начальных геологических запасов, в том числе:

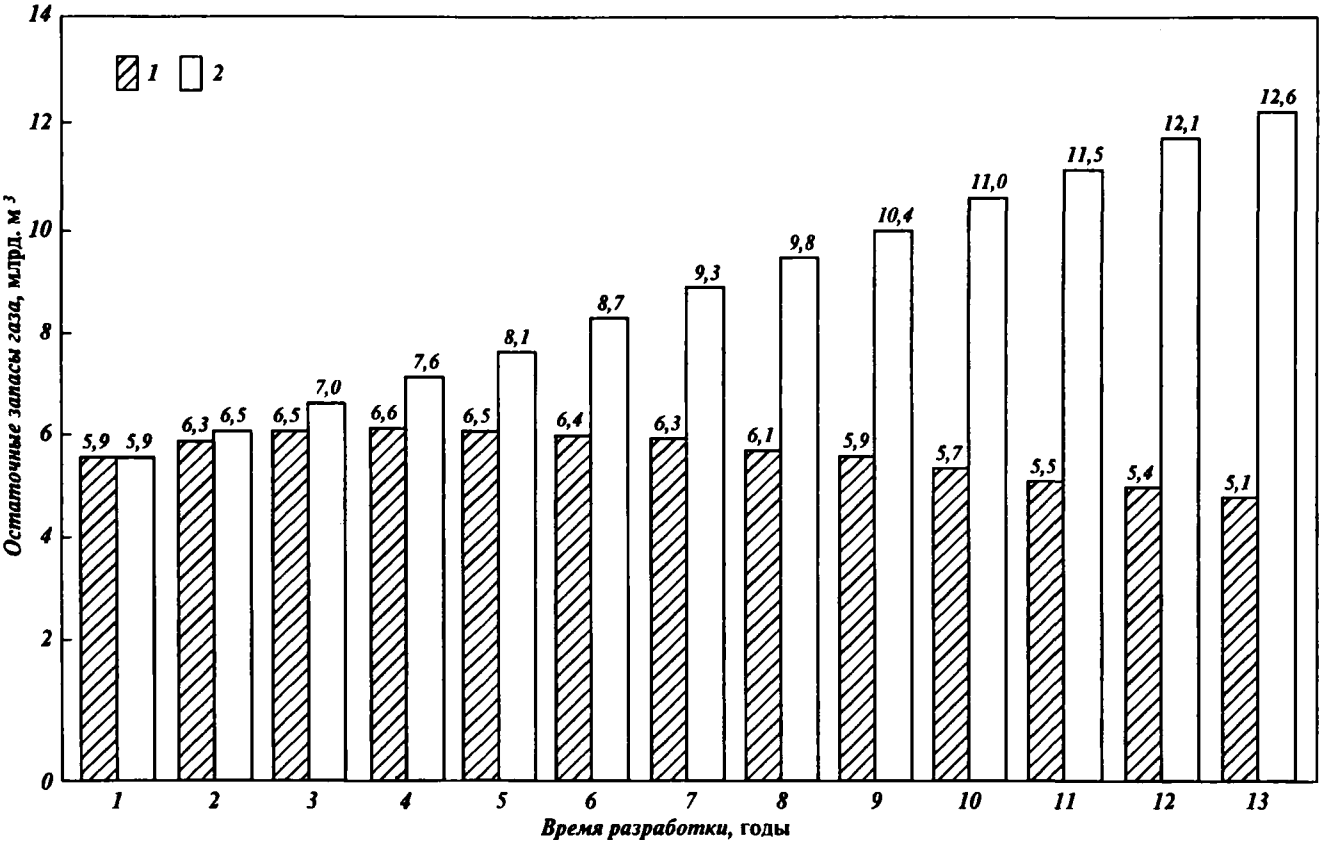


Рис. 5.74. Динамика остаточных объемов защемленного газа.
Разработка: *1* — с закачкой азота, *2* — без закачки азота

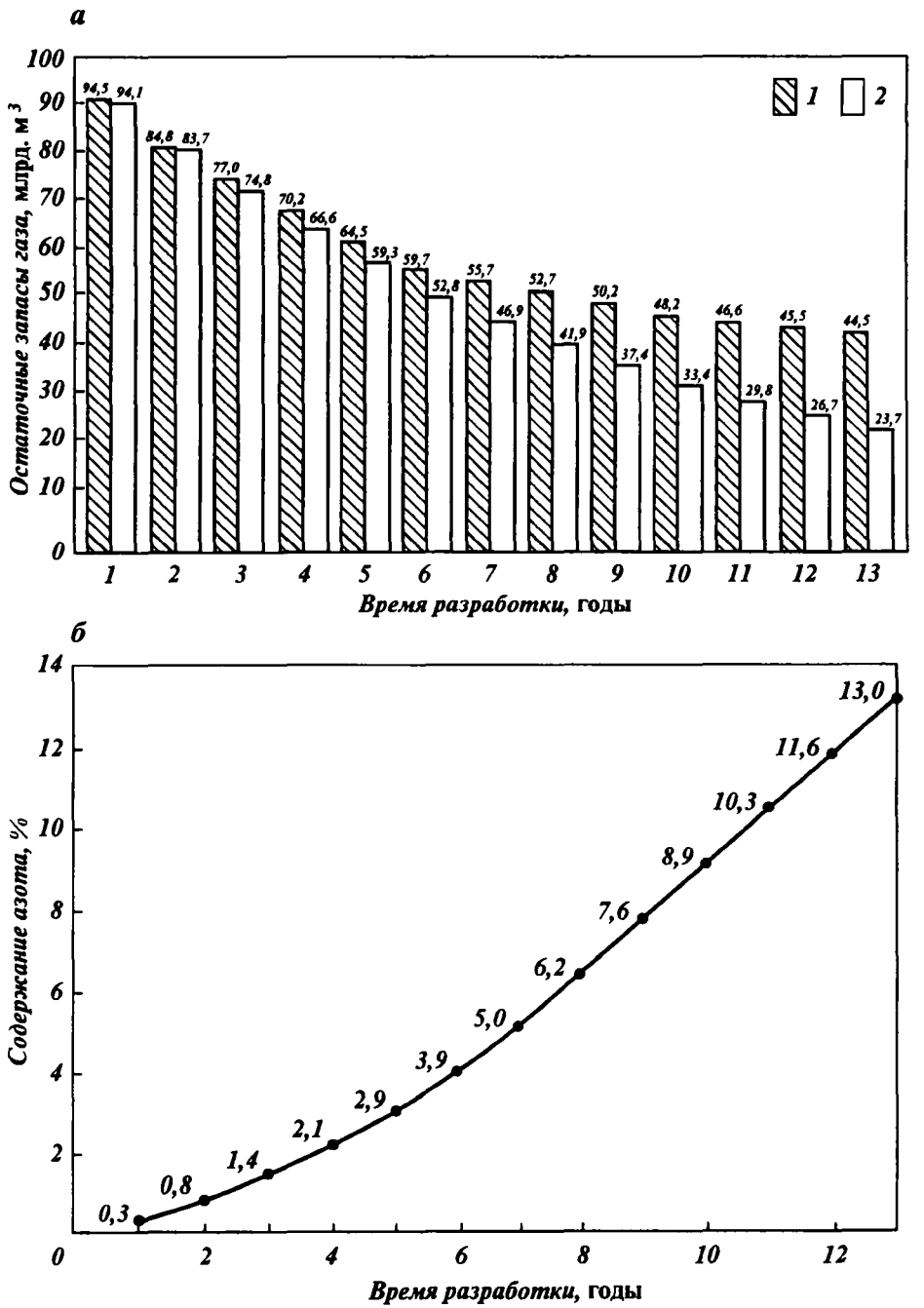


Рис. 5.75. Динамика остаточных объемов свободного газа (*а*) и содержание азота в свободном газе (*б*).
Разработка: *1* — с закачкой азота, *2* — без закачки азота

Таблица 5.29

Динамика остаточных объемов свободного низконапорного газа в период закачки азота в пласт

Годы	Текущие запасы газа, млрд. м³			Остаточные объемы низконапорного газа в период закачки азота в пласт, млрд. м³				
	до закачки азота в пласт	суммарная закачка азота в пласт	всего в период закачки азота в пласт	защемленный газ	свободный газ			
					Всего	В том числе		
						метан	азот	% азота в свободном газе
1	100,0	0,36	100,4	5,9	94,5	94,2	0,3	0,3
2	90,2	0,90	91,1	6,3	84,8	84,1	0,7	0,8
3	81,8	1,60	83,4	6,5	77,0	75,9	1,1	1,4
4	74,2	2,50	76,7	6,6	70,2	68,7	1,5	2,1
5	67,4	3,50	70,9	6,5	64,5	62,6	1,9	2,9
6	61,5	4,60	66,1	6,4	59,7	57,4	2,3	3,9
7	56,2	5,80	62,0	6,3	55,7	52,9	2,8	5,0
8	51,7	7,00	58,7	6,1	52,7	49,4	3,3	6,2
9	47,8	8,30	56,1	5,9	50,2	46,4	3,8	7,6
10	44,4	9,50	53,9	5,7	48,2	44,0	4,3	8,9
11	41,3	10,80	52,1	5,5	46,6	41,8	4,8	10,3
12	38,8	12,00	50,8	5,4	45,5	41,2	5,3	11,6
13	36,3	13,30	49,6	5,1	44,5	38,7	5,8	13,0

в обводненной зоне пласта ($\alpha_{ост}$ = 0,25÷0,4) с 5,85 до 2,4 % от начальных геологических запасов;

в свободном состоянии (α_0 = 0,75) с 0,65 до 0,2 % от начальных геологических запасов.

Сводные технологические показатели разработки экспериментального участка приведены в табл. 5.31.

Сопоставление технологий добычи низконапорного газа (традиционной и с закачкой азота в пласт)

Проведенные расчеты добычи низконапорного газа для экспериментального участка на завершающей стадии разработки по традиционной технологии на истощение и по рекомендуемой технологии с закачкой азота в пласт позволяют сопоставить количественные результаты добычи низконапорного газа и оценить технологическую эффективность рекомендуемой технологии.

Результаты сравнения приведены в табл. 5.32.

Проведенный анализ показывает, что рекомендуемая технология добычи низконапорного газа с закачкой азота в пласт по сравнению с традиционной технологией доразработки на "истощение" позволяет:

продлить период

подачи газа в магистральный газопровод — на 5 лет;

доразработки — на 7 лет;

увеличить газоотдачу

на дальний транспорт — на 3,8 % от начальных геологических запасов;

конечную — на 3,9 % от начальных геологических запасов;

достичь газоотдачи

на дальний транспорт — 95,5 % от начальных геологических запасов;

конечной — 97,4 % от начальных геологических запасов;

Таблица 5.30

Динамика удельного расхода азота на добычу низконапорного газа в период закачки (1–13 годы)

Годы	Суммарный объем закачки азота, млрд. м³	Удельный расход азота на дополнительную добычу газа, м³/м³											
		защемленного газа, переведенного в свободное состояние				свободного (без защемленного газа, переведенного в свободное состояние)				свободного и защемленного газа, переведенного в свободное состояние			
		объем, млрд. м³		дополн. добыча, млрд. м³	уд. расход	объем, млрд. м³		дополн. добыча, млрд. м³	уд. расход	объем, млрд. м³		дополн. добыча, млрд. м³	уд. расход
		без закачки N_2	с закачкой N_2			без закачки N_2	с закачкой N_2			без закачки N_2	с закачкой N_2		
1	0,36	5,9	5,9	0,0	0,0	94,1	94,5	0,4	1,0	100,0	100,4	0,4	1,0
2	0,90	6,5	6,3	0,2	4,5	83,7	84,8	1,1	0,8	90,2	91,1	0,9	1,0
3	1,60	7,0	6,5	0,5	3,2	74,8	77,0	2,2	0,7	81,8	83,4	1,6	1,0
4	2,50	7,6	6,6	1,0	2,5	66,6	70,2	3,6	0,7	74,2	76,7	2,5	1,0
5	3,50	8,1	6,5	1,6	2,2	59,3	64,5	5,2	0,7	67,4	70,9	3,5	1,0
6	4,60	8,7	6,4	2,3	2,0	52,8	59,7	6,9	0,7	61,5	66,1	4,6	1,0
7	5,80	9,3	6,3	3,0	1,9	46,9	55,7	8,8	0,7	56,2	62,0	5,8	1,0
8	7,00	9,8	6,1	3,7	1,9	41,9	52,7	10,8	0,6	51,7	58,7	7,0	1,0
9	8,30	10,4	5,9	4,5	1,8	37,4	50,2	12,8	0,6	47,8	56,1	8,3	1,0
10	9,50	11,0	5,7	5,3	1,8	33,4	48,2	14,8	0,6	44,4	53,9	9,5	1,0
11	10,80	11,5	5,5	6,0	1,8	29,8	46,6	16	0,6	41,3	52,1	10,8	1,0
12	12,00	12,1	5,4	6,7	1,8	26,7	45,5	18,8	0,6	38,8	50,8	12,0	1,0
13	13,30	12,6	5,1	7,5	1,8	23,7	44,5	20,8	0,6	36,3	49,6	13,3	1,0

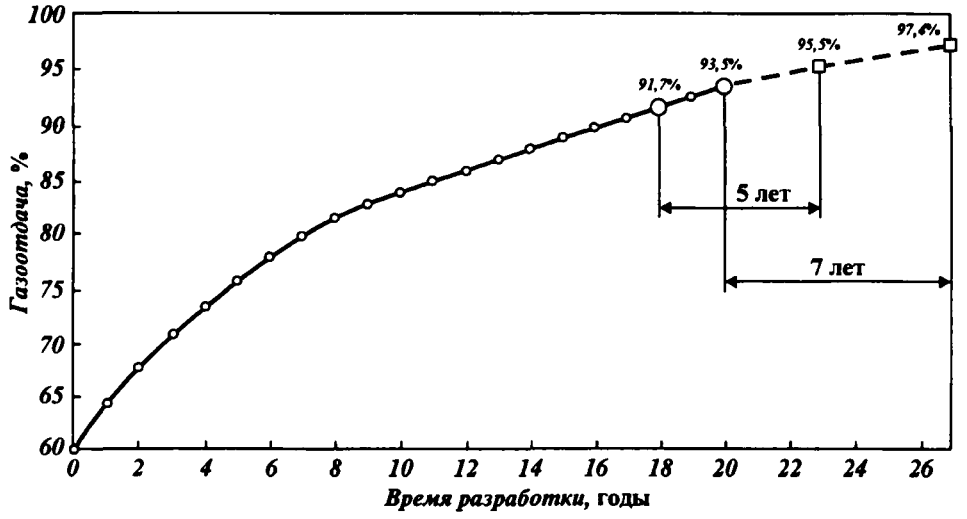


Рис. 5.76. Добыча низконапорного газа.

Коэффициент газоотдачи на дальний транспорт.....	91,7 %*	95,5 %**
Конечное пластовое давление, МПа:		
в зоне дренирования	0,83	0,82
среднее по залежи.....	1,68	1,67
Давление на устье, МПа	0,50	0,50
Давление на входе в ДКС, МПа.....	0,49	0,49
Период доразработки, лет	18	23

Коэффициент конечной газоотдачи.....	93,5 %*	97,4 %**
Пластовое давление, забрасывания, МПа:		
в зоне дренирования	0,29	0,28
среднее по залежи.....	0,96	0,93
Давление на устье, МПа	0,44	0,41
Период доразработки, лет	20	27

* Традиционная технология разработки на "истощение".
** Рекомендуемая технология разработки (с закачкой азота в пласт).

понизить неизвлекаемые запасы газа (защемленного) с 6,5 до 2,6 %;

обеспечить стабильную работу промысла и ее инфраструктуры за счет продления периода занятости трудовых ресурсов на 7 – 10 лет.

Таблица 5.31

Сводные технологические показатели разработки (экспериментальный участок)

№ п/п	Основные показатели	Единица измерения	Значение
1	Начальные геологические запасы газа, всего:	млрд. $м^3$	281,0
2	Суммарный отбор газа на начало закачки азота в пласт	млрд. $м^3$ % от запасов	181,0 64,5
3	Остаточные запасы низконапорного газа (при пластовом давлении ниже 5 МПа)	млрд. $м^3$ % от запасов	100,0 95,5
4	Период закачки азота в пласт	лет	13
5	Снижение пластового давления в период закачки азота в пласт:	МПа	
	1-й год		5
	13-й год		2,4
6	Суммарный объем закачки азота в пласт	млрд. $м^3$	13,3
7	Число нагнетательных скважин	ед.	10
8	Параметры работы нагнетательных скважин:		
	средний дебит нагнетания	тыс. $м^3$/сут	100÷350
	репрессия на пласт	МПа	0,7 – 1
	давление нагнетания	МПа	5,38 – 3,14

Продолжение табл. 5.31

№ п/п	Основные показатели	Единица измерения	Значение
9	Добыча трудноизвлекаемых остаточных запасов низконапорного газа (с использованием новой технологии)	млрд. $м^3$ % от запасов	92,6 33,0
	В том числе: за период закачки азота в пласт (1+13-й год) за период доразработки (14+27-й год)	 млрд. $м^3$ % от запасов млрд. $м^3$ % от запасов	 64,1 22,8 28,5 10,2
10	Содержание азота в добываемом низконапорном газе: в период закачки азота в пласт (1+13-й год) в период доразработки (14+27-й год)	 %	 $0 \le N_2 \le 13,0$ $N_2 = 13,0$ (const)
11	Газоотдача:	% от запасов млрд. $м^3$	
	на дальний транспорт: без закачки азота в пласт с закачкой азота в пласт	 	 91,7; 257,6 95,5; 268,3
	конечная: без закачки азота в пласт с закачкой азота в пласт	 	 93,5; 262,6 97,4; 273,6
12	Конечное пластовое давление на дальний транспорт газа: в зоне эксплуатации среднее по залежи Давление на устье Давление на входе в ДКС	МПа 	 0,82 – 0,83 1,67 – 1,68 0,5 0,49
13	Пластовое давление забрасывания: в зоне эксплуатации среднее по залежи Давление на устье	МПа 	 0,28 – 0,29 0,93 – 0,96 0,41 – 0,44
14	Увеличение газоотдачи за счет закачки азота в пласт: на дальний транспорт конечной	% от запасов млрд. $м^3$ 	 3,8; 10,7 3,9; 11,0
15	Продление периода: подачи газа на дальний транспорт доразработки пласта	лет 	 5 7
16	Остаточные объемы защемленного газа	% от запасов млрд. $м^3$	
	без закачки азота в пласт, в том числе: в обводненной зоне пласта ($\alpha_{ост}$ = = 0,25+0,4) в свободном состоянии (α_0 = 0,75)	 	 6,5; 18,4 5,85; 16,6 0,65; 11,8
	с закачкой азота в пласт, в том числе: в обводненной зоне пласта ($\alpha_{ост}$ = = 0,25+0,4) в свободном состоянии (α_0 = 0,75)	 	 2,6; 7,4 2,4; 6,7 0,2; 0,7
17	Удельный расход азота на добычу низконапорного газа: в период закачки азота в пласт (1 – 13-й год): 0 % ≤ N_2 ≤ 13,0 %	$м^3/м^3$	

Продолжение табл. 5.31

№ п/п	Основные показатели	Единица измерения	Значение
17	защемленного газа, переведенного в свободное состояние свободного газа (без защемленного, переведенного в свободное состояние) свободного газа (с защемленным, переведенным в свободное состояние) в период доразработки (14–27-й год) N_2 = 13,0 % – const	$м^3/м^3$	4,5 (2-й год) – 1,8 (19-й год) 1,0 (1-й год) – 0,6 (13-й год) 1,0 (1 – 13-й год) 0,5

Таблица 5.32

Сравнение технологий добычи низконапорного газа на завершающей стадии разработки месторождения Медвежье (экспериментальный участок)

№ п/п	Основные показатели	Количественные результаты	
		традиционная технология добычи на "истощение"	рекомендуемая технология добычи с закачкой азота в пласт
1	Начальные геологические запасы газа:		
	млрд. $м^3$	281,0	281,0
	% от запасов	100,0	100,0
2	Суммарная добыча газа из пласта за период снижения пластового давления от начального до 5 МПа:		
	млрд. $м^3$	181,0	181,0
	% от запасов	64,5	64,5
3	Остаточные запасы низконапорного газа:		
	млрд. $м^3$	100,0	100,0
	% от запасов	35,5	35,5
	В том числе:		
	трудноизвлекаемые и требующие новых технологий доразработки:		
	млрд. $м^3$	23,3	23,3
	% от запасов	8,3	8,3
4	Суммарная добыча низконапорного газа:		
	млрд. $м^3$	81,6	92,6
	% от запасов	29,0	32,9
	В том числе:		
	в период закачки азота в пласт $0\ \% \le N_2 \le 13{,}0\ \%$		
	млрд. $м^3$	–	64,1
	% от запасов	–	22,8
	доразработка после прекращения закачки N_2 = 13,0 % = const		
	млрд. $м^3$	–	28,5
	% от запасов	–	10,1
5	Период доразработки, лет	20	27
	В том числе:		
	с закачкой азота в пласт	–	13
	после прекращения закачки	–	14
6	Газоотдача:		
	на дальний транспорт:		
	млрд. $м^3$	257,6	268,3
	% от запасов	91,7	95,5
	конечная:		
	млрд. $м^3$	262,6	273,6
	% от запасов	93,5	97,4
7	Остаточные неизвлекаемые запасы низконапорного газа (защемленный):		
	млрд. $м^3$	18,4	7,4
	% от запасов	6,5	2,6

5.6.8

Обоснование выбора пилотного участка и основные показатели опытной закачки азота

Оценка величин репрессий при закачке азота в обводненную часть продуктивного пласта

Для определения репрессий при закачке азота в обводненную часть продуктивного пласта была принята следующая схема расчета (рис. 5.77). В зоне вскрытой части пласта высотой h на глубину $h/2$ по радиальному направлению происходит радиальная фильтрация, а затем с поверхности цилиндра высотой h и радиусом $h/2$, который приближенно заменяется шаром радиусом $h/2$, сферическая фильтрация.

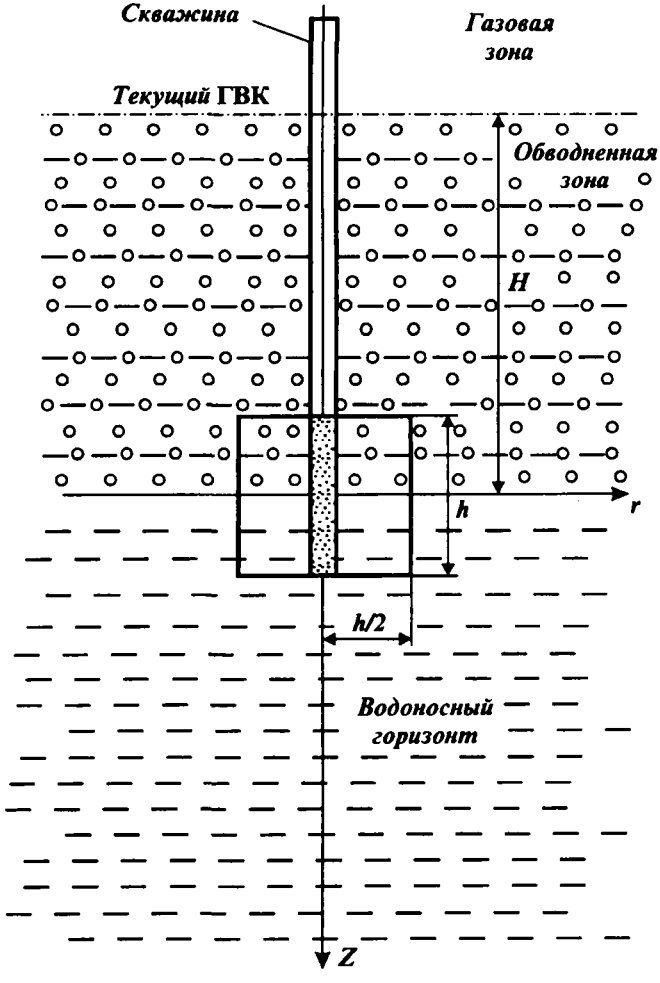


Рис. 5.77. Схема расчета значений репрессий при закачке азота в обводненную часть продуктивного пласта (h – вскрытая толщина продуктивного пласта)

Предполагается, что пласт анизотропный. Абсолютная проницаемость в радиальном направлении равна средней проницаемости вдоль напластования $k_г$, определенной по керну, умноженной на отношение $(1 - \eta)/(1 - \chi)$, где η — "песчанистость" продуктивной зоны, χ — доля "литологических окон" на геологическом срезе. Это отношение характеризует увеличение гидравлического сопротивления пласта в целом в направлении напластования за счет наличия в нем непроницаемых пропластков.

Абсолютную проницаемость в вертикальном направлении считают равной средней вертикальной проницаемости по керну $k_в$, разделенной на величину ξ:

$$\xi = \frac{1}{\chi} + \frac{1}{2\pi} \frac{k_в(\eta)}{k_г(1-\chi)} \frac{F_1}{H_2^2} \ln\left[(1+\sqrt{1-\chi})/\sqrt{\chi}\right],$$

где F_1 — средняя площадь "литологического окна" в продуктивном пласте; h_2 — средняя толщина проницаемого пропластка в продуктивном пласте.

Так как фильтрация азота происходит через газонасыщенную зону, то абсолютные проницаемости умножаются на фазовую проницаемость коллектора для газа средней газонасыщенности обводненной зоны перед началом закачки азота. Разумеется, после прокачки через нее азота средняя газонасыщенность обводненной зоны может измениться в сторону возрастания, но при этом увеличится фазовая проницаемость для газа и для тех же расходов закачки уменьшится пластовая репрессия.

Таким образом, принятая схема будет давать верхние оценки значений репрессий, что является более правильным для обоснования технологических показателей закачки.

Если обозначить давление на цилиндрической поверхности с радиусом $h/2$ через p^*, давление на стенке скважины через $p_с$, то для установившегося режима фильтрации азота перепад давлений

$$p_с^2 - (p^*)^2 = \frac{\mu Q_{ст}}{\pi k_r^* h} \frac{p_{ст} TZ}{T_{ст}} \ln \frac{h}{2r_с}.$$

Заменяя цилиндр высотой h и радиусом $h/2$ на шар того же радиуса, можно для установившейся сферической фильтрации записать выражение для потерь давления между поверхностью сферы и плоскостью текущего ГВК для того же расхода $Q_{ст}$:

$$(p^*)^2 - p_г^2 = \frac{\mu Q_{ст}}{4\pi k_r^*} \frac{p_{ст} TZ}{T_{ст}} \left[\frac{1}{\sqrt{\alpha(h/2)^2 + (h/2)^2}} - \frac{1}{\sqrt{\alpha(h/2)^2 + (h/2 + 2H)^2}}\right].$$

Складывая формулы для радиального и сферического оттока, получаем выражение для расчета забойного давления:

$$p_с = \sqrt{p_г^2 + \frac{\mu Q_{ст}}{\pi k_r^* |h|} \frac{p_{ст} T\bar{Z}}{T_{ст}} \left\{\ln \frac{h}{2r_с} + \frac{1}{2}\left[\frac{1}{\sqrt{\alpha + 1}} - \frac{1}{\sqrt{\alpha + (1 + 4H/h)^2}}\right]\right\}},$$

где $p_г$ — давление на границе текущего ГВК; $p_с$ — давление на забое нагнетательной скважины; h — вскрытая толщина коллектора; H — расстояние от середины вскрытой толщины до текущего ГВК; r, z — цилиндрические координаты; k_r^* — среднее значение коэффициента проницаемости в радиальном направлении для газа в обводненной зоне, полученное как

Таблица 5.33

Забойное давление (МПа) в нагнетательной скважине при расходе 100 тыс. м³/сут азота в зависимости от давления на текущем ГВК, высоты обводненного слоя и вскрытой толщины пласта

h, м	$p_{ГВК}$ = 5 МПа		$p_{ГВК}$ = 4 МПа		$p_{ГВК}$ = 3 МПа		$p_{ГВК}$ = 2 МПа		$p_{ГВК}$ = 1 МПа	
	H, м									
	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100
5	5,65	5,65	4,81	4,82	4,06	4,07	3,42	3,42	2,97	2,97
10	5,35	5,35	4,47	4,48	3,65	3,65	2,91	2,92	2,37	2,38
15	5,24	5,24	4,32	4,33	3,46	3,47	2,69	2,69	2,08	2,09
20	5,17	5,17	4,25	4,26	3,36	3,37	2,55	2,56	1,91	1,92
30	5,09	5,10	4,16	4,16	3,25	3,26	2,39	2,40	1,69	1,71
40	–	5,06	–	4,11	–	3,19	–	2,31	–	1,58
50	–	5,03	–	4,08	–	3,15	–	2,25	–	1,49
60	–	5,01	–	4,06	–	3,12	–	2,22	–	1,43

произведение абсолютного среднего значения этого коэффициента в том же направлении, измеренное по керну, на множитель $(1 - \eta)/(1 - \chi)$ и фазовую проницаемость для газа при остаточной газонасыщенности в обводненной зоне; k_z^* – среднее значение коэффициента псевдопроницаемости в направлении оси OZ для газа в обводненной зоне, равное произведению абсолютной проницаемости в том же направлении на фазовую для газа при средней остаточной газонасыщенности в обводненной зоне, деленному на коэффициент ξ; $\alpha = k_z^* / k_r^*$; μ – динамическая вязкость азота при среднем пластовом давлении и температуре T; T – пластовая температура азота; $Q_{ст}$ – объемный расход газа нагнетательной скважины, приведенный к нормальным условиям; r_c – радиус скважины; $p_{ст}$ – стандартное давление; $T_{ст}$ – стандартная температура; $\overline{Z}$ – средний коэффициент сжимаемости закачиваемого газа при среднем пластовом давлении в процессе закачки и температуре T.

В табл. 5.33 приведены рассчитанные забойные давления (МПа) в нагнетательной скважине при расходе 100 тыс. м³/сут азота в зависимости от давления на текущем ГВК ($p_{ГВК}$), высоты обводненного слоя (H, м) и вскрытой толщины пласта (h, м). Из данных таблицы видно, что потери давления в основном зависят от вскрытой толщины пласта и для их снижения достаточно будет просто увеличивать вскрытую мощность.

Основные показатели процесса закачки азота в зону пилотного участка

Выбор пилотного участка на месторождении Медвежье (рис. 5.78) для работы первой установки по производству азота, закачиваемого в пласт, обосновывается следующими соображениями.

1. К настоящему времени в зонах УКПГ-6 и УКПГ-7 самые низкие пластовые давления (3,2–3,4 МПа соответственно), что на 0,5–1 МПа ниже, чем в зонах остальных УКПГ. Следовательно, закачивая в зоны УКПГ-6 и УКПГ-7 азот, можно через несколько лет выравнить по этим зонам пластовые давления по отношению к давлениям в соседних УКПГ и при этом дополнительно повысить суммарные отборы по УКПГ-6 и УКПГ-7.

2. В зонах УКПГ-6 и УКПГ-7 нет аномальных подъемов подошвенных

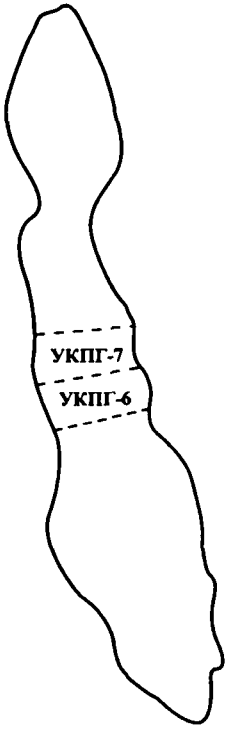


Рис. 5.78. Схема размещения пилотного участка на структуре месторождения Медвежье

вод. Карта изобар и карта подъема ГВК между собой хорошо корреспондируются: зоне наименьшего пластового давления соответствует зона наибольшего подъема ГВК. Последнее свидетельствует об удовлетворительной усредненности макронеоднородности как по простиранию, так и по толщине пласта.

Такая усредненность необходима на стадии опытной закачки азота, чтобы выявить закономерности вытеснения метана азотом, обусловленные макронеоднородностью коллектора.

Представление о макронеоднородности продуктивного пласта в зонах УКПГ-6 и УКПГ-7 можно получить по изображению продольного геологического разреза на рис. 5.79.

Выбор скважин, которые могли бы быть использованы как нагнетательные, проводился следующим образом.

На первом этапе были рассмотрены интервалы вскрытия всех скважин УКПГ-6 и УКПГ-7, их местоположение относительно текущего ГВК и прогнозного на начало 2010 г., а также глубины пробуренных забоев скважин (рис. 5.80 и 5.81).

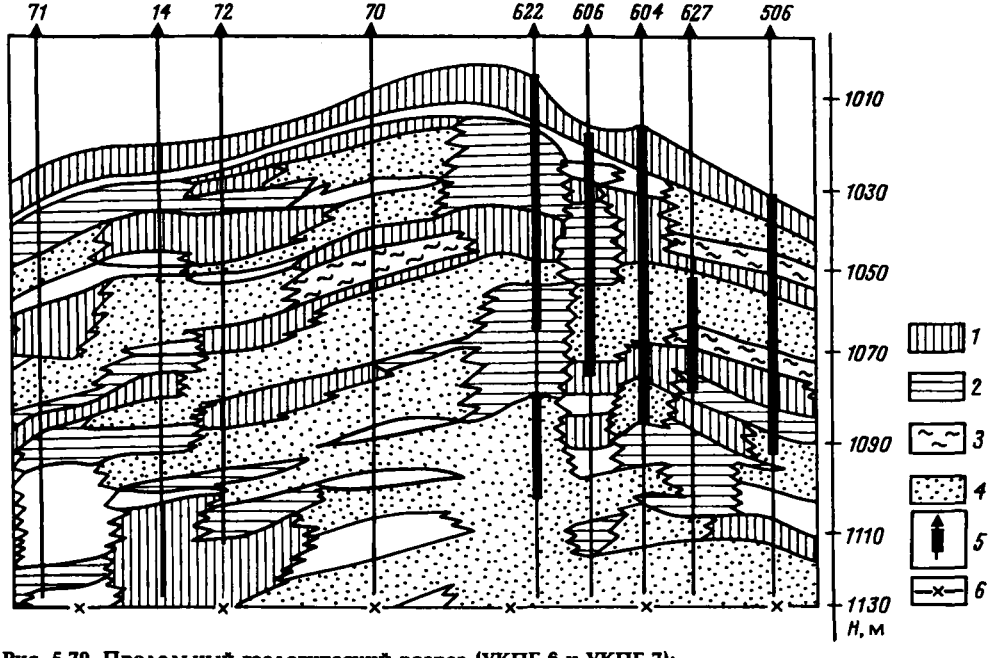


Рис. 5.79. Продольный геологический разрез (УКПГ-6 и УКПГ-7):
1 — алевролиты; *2* — глинистые алевролиты; *3* — непроницаемые породы; *4* — пески, песчаники; *5* — зоны перфорации; *6* — газоводяной контакт

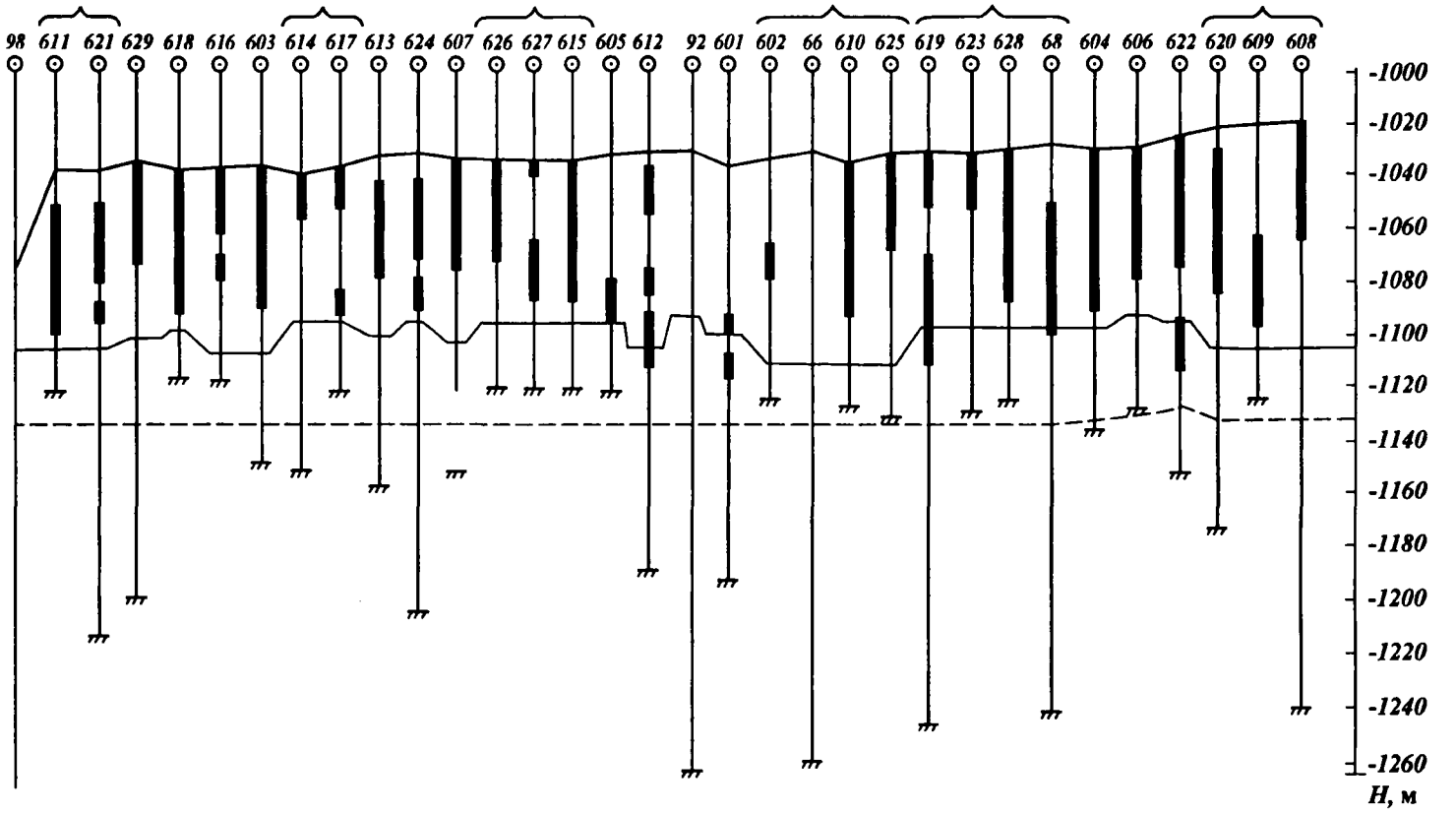


Рис. 5.80. Схема вскрытия скважин УКПГ-6 месторождения Медвежье относительно положений ГВК на 01.01.97 г. и 01.01.2001 г. (прогноз). Черным залиты интервалы прострела

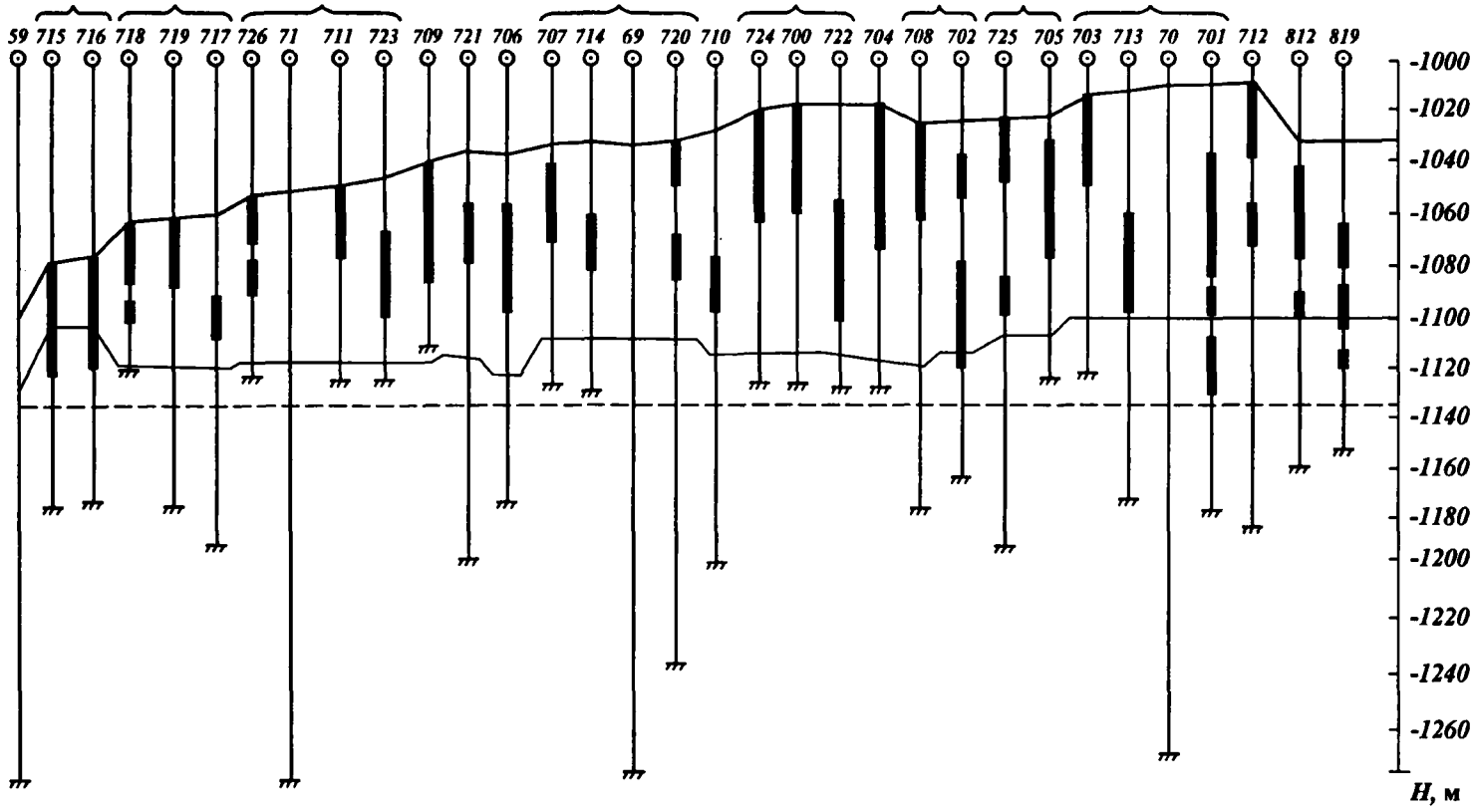


Рис. 5.81. Схема вскрытия скважин УКПГ-7 месторождения Медвежье относительно положений ГВК на 01.01.97 г. и 01.01.2001 г. (прогноз). Черным залиты интервалы прострела

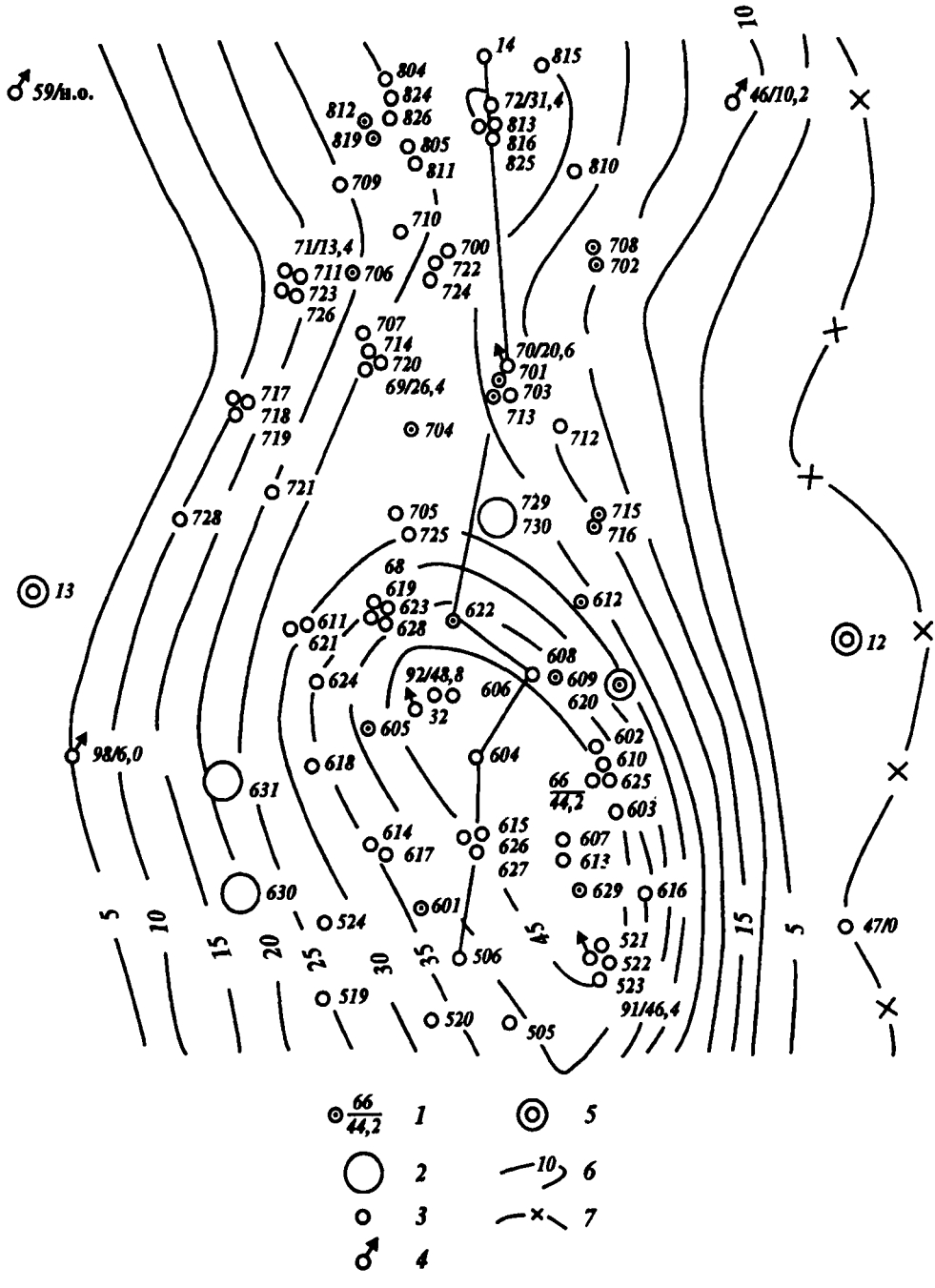


Рис. 5.82. Схема размещения нагнетательных скважин в зонах УКПГ-6 и УКПГ-7.
Скважины: *1* — нагнетательные (в числителе — номер скважины, в знаменателе — высота подъема ГВК); *2* — разведочные; *3* — эксплуатационные; *4* — наблюдательные; *5* — эксплуатационные кустовые; *6* — контур газоносности; *7* — линии равных значений подъема ГВК, м

Затем для нагнетательных скважин были отобраны те из них, которые по преимуществу имеют пробуренный забой ниже поверхности первоначального газоводяного контакта. Такой выбор сделан по следующим соображениям. Хотя большинство отобранных добывающих скважин перед переводом их на нагнетательные потребует обязательного ремонта, тем не менее в скважинах с глубоким забоем будет легче осуществить вскрытие ниже поверхности первоначального газоводяного контакта или вблизи от него. Такое вскрытие будет необходимо, чтобы исключить быстрый прорыв закачиваемого азота в чисто газовую часть пласта и к добывающим скважинам. Были намечены в качестве нагнетательных следующие скважины: 601, 605, 608, 612, 619, 620, 622, 629, 701, 702, 704, 706, 708, 713, 715, 716, 812, 819.

Часть из них являются одиночными, другие расположены в кустах. Номера скважин в кустах на рис. 5.80 и 5.81 объединены горизонтальными фигурными скобками. Расположение скважин на структуре показано на рис. 5.82.

Дополнительно по четырем направлениям:

1) скважины 619 – 623 – 628 – 622 – 612,
2) скважины 701 – 703 – 713 – 711 – 622,
3) скважины 702 – 708 – 715 – 716 – 612,
4) скважины 812 – 619 – 623 – 628 – 605

были построены профили с обозначением интервалов вскрытия по каждой скважине и положений начального и текущего ГВК.

Зона УКПГ-6 имеет площадь, равную примерно 91 км^2 при начальном газонасыщенном объеме породы $5332 \cdot 10^6$ м^3 и средней газонасыщенной толщине около 59 м. Для **зоны УКПГ-7** соответствующие показатели будут равны 117 км^2, $5143 \cdot 10^6$ м^3 и 44 м.

В табл. 5.34 и 5.35 приведены **прогнозные показатели** обводнения зон УКПГ-6 и УКПГ-7.

Таблица 5.34

Показатели обводнения зоны УКПГ-6 (средняя начальная газонасыщенная толщина – 59 м)

На начало соответствующего года	Общий объем внедрившейся пластовой воды		Средняя высота подъема ГВК, м	Обводнение коллектора, %
	млн. м^3	% от первоначального порового объема		
1995	240	22,8	20,9	35,7
2000	382	36,4	33,3	56,8
2005	519	49,4	45	77,2
2010	619	58,9	54	92

Таблица 5.35

Показатели обводнения зоны УКПГ-7 (средняя начальная газонасыщенная толщина – 44 м)

На начало соответствующего года	Общий объем внедрившейся пластовой воды		Средняя высота подъема ГВК, м	Обводнение коллектора, %
	млн. м^3	% от первоначального порового объема		
1995	288	28,4	19,6	44,4
2000	490	48,4	33,3	75,6
2005	583	57,6	39,7	90
2010	705	Полное обводнение	44	Полное обводнение, вода фильтруется в соседние зоны

Таблица 5.36

Динамика средних пластовых давлений, остаточных запасов свободного газа и объемов защемленного газа по УКПГ-6 и УКПГ-7 месторождения Медвежье

На начало соответствующего года	УКПГ-6				УКПГ-7			
	Необводненная чисто газовая часть пласта		Обводненная часть пласта		Необводненная чисто газовая часть пласта		Обводненная часть пласта	
	Среднее пластовое давление, МПа	Объемы свободного газа, млрд. н.м^3	Среднее пластовое давление, МПа	Объемы защемленного газа, млрд. н.м^3	Среднее пластовое давление, МПа	Объемы свободного газа, млрд. н.м^3	Среднее пластовое давление, МПа	Объемы защемленного газа, млрд. н.м^3
1995	4,07	29,19	4,17	5,95	4,29	25,82	4,49	7,74
2000	2,74	12,91	2,89	6,43	3,15	8,15	3,29	9,45
2005	1,69	4,1	1,91	5,64	2,14	2,23	2,33	7,82
2010	1,04	0,87	1,31	4,57	Обводнение полное		1,71	6,87

При расчете использовались данные о давлениях из "Проекта разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения на поздней стадии эксплуатации" (ТюменНИИгипрогаз, 1995 г.).

На основе этих данных были рассчитаны остаточные запасы свободного и защемленного газа в необводненных и обводненных частях продуктивного пласта зон УКПГ-6 и УКПГ-7 (табл. 5.36).

Закачку азота предполагается осуществлять с 2000 г.

Установка по производству азота имеет следующие технические характеристики:

1. Производительность — 6 млн. нормальных м^3/сут (или 2,18 млрд. м^3/год).

2. Давление на выходе из установки — 6 МПа (60 бар).

3. Потребление природного газа для газовых турбин — около 11 000 кг/ч (или 367 тыс. м^3/сут).

Весьма благоприятным является то обстоятельство, что к моменту пуска установки (2000—2001 гг.) будет иметься значительный резерв по давлению (не менее 2,5 МПа), который позволит варьировать устьевыми давлениями и, следовательно, суточными объемами закачки азота по каждой скважине.

Предлагается начиная с 2000 г. закачивать по одному миллиарду нормальных м^3 азота в каждую из двух зон (УКПГ-6 и УКПГ-7) и, практически не изменяя темпов падения проектного пластового давления, увеличить по добывающим скважинам каждого УКПГ годовой отбор на один миллиард кубических метров.

В табл. 5.37 приведены величины проектных и предлагаемых при условии закачки азота отборов газа из УКПГ-6 и УКПГ-7 по годам.

За три года и три квартала будет отобран весь свободный газ из чисто газовых частей пласта УКПГ-6 и УКПГ-7 (21,1 млрд. м^3), что на 10,5 млрд.м^3 больше, чем предполагается отобрать по проекту (10,6 млрд. м^3).

При этом пластовые давления в средней части обводненной зоны останутся такими же, как и на начало закачки азота (2,14 МПа по УКПГ-6 и 2,53 МПа по УКПГ-7).

В обводненном объеме пласта по зонам УКПГ-6 и 7 останется при

Таблица 5.37

Динамика годовых отборов газа

Годы	Годовые отборы газа, млрд. м^3					
	УКПГ-6		УКПГ-7		В целом по пилотному участку	
	"Проект"	При закачке в пласт азота	"Проект"	При закачке в пласт азота	"Проект"	При закачке в пласт азота
2000	2,46	3,46	1,78	2,78	4,24	6,24
2001	2,17	3,17	1,61	2,61	3,78	5,78
2002	–	2,91	1,51	2,51	1,51	5,42
2003*	–	3,36	1,06	0,30	1,06	3,66
Σ	4,63	12,90	5,96	8,20	10,59	21,10

* Закачка азота производится только три квартала. После этого установка по производству азота переключается на закачку в скважины соседних УКПГ-5 и УКПГ-8.

указанных выше давлениях 15,8 млрд. м^3 защемленного газа, что составит 5,6 % от начальных геологических запасов.

По "Проекту..." (см. табл. 5.24) суммарный отбор газа на год окончания разработки (2001 г.) по УКПГ-6 составит 129,9 млрд. м^3,по УКПГ-7 (на 2008 г.) — 128 млрд. м^3.

Промышленный коэффициент газоотдачи в сумме по этим двум зонам составит 91,8 %.

В случае закачки в зоны этих УКПГ азота общий суммарный отбор по ним к концу 2003 г. составит 265,2 млрд. м^3.

Коэффициент промышленной газоотдачи будет равен 94,3 %.

Следует также учесть, что в результате последующей сегрегации закачанного в приконтактную зону азота он будет увлекать за собой защемленный газ, образуя у кровли газовую шапку. В последующем газовая шапка может быть разработана, что дополнительно увеличит коэффициент промышленной газоотдачи.

Закачанный азот займет 15—17 % от первоначального газонасыщенного объема породы.

При средних размерах по длине и ширине крупных слабопроницаемых прослоев около 400 м и при отсутствии заколонных нарушений герметичности можно предполагать, что закачиваемый азот будет продвигаться на большие расстояния от нагнетательных скважин, эффективно вытесняя защемленный метан. Об этом свидетельствуют имитационные расчеты закачки азота в нагнетательные скважины, проведенные с использованием результатов моделирования макронеоднородности коллекторов сеноманских отложений (см. раздел 5.6.4) и модели, описанной в начале раздела 5.6.8.

Если не будет прямых прорывов в газонасыщенную часть пласта, то закачанный в пласт УКПГ-6 азот займет вблизи поверхности первоначального ГВК слой толщиной примерно в 10 м, а в пласте УКПГ-7 толщина этого слоя составит примерно 6—8 м.

Таким образом, на момент окончания закачки азота в свободном газе его не будет.

После трех лет и девяти месяцев работы на УКПГ-6 и 7 наступит полное обводнение пластов этих зон и установку по производству азота необходимо будет переключить на закачку азота в скважины соседних УКПГ-5

и УКПГ-8. При этом демонтаж установки не потребуется. Азот будет перекачиваться по существующей системе промысловых трубопроводов.

Реальность осуществления предлагаемого пилотного проекта гарантируется возможностью создания устьевых давлений на нагнетательных скважинах, превышающих пластовое давление на 2,5 и 3 МПа, что позволит достичь по отдельным скважинам приемистости до 500 тыс. $м^3$/сут и полностью использовать максимальную производительность установки по производству азота.

В результате пилотного эксперимента закачки азота в пласт будут достигнуты следующие результаты.

1. За три года и три квартала будет дополнительно добыто 10,5 млрд. $м^3$ газа (3,7 % от начальных запасов газа).

2. Почти на четыре года будет приостановлено падение пластового давления в зонах УКПГ-6 и УКПГ-7, где оно является в настоящее время самым низким по всему месторождению Медвежье. За четыре года закачки азота давление по УКПГ-6 и 7 сравняется со значениями пластовых давлений по зонам остальных УКПГ.

3. При отсутствии прямых прорывов по заколонному пространству закачиваемый азот должен занять нижнюю зону обводненной части пласта и в течение всего периода закачки его не будет в зоне отбора газа.

4. В полностью обводненных зонах УКПГ-6 и УКПГ-7 можно будет организовать наблюдение за скоростью гравитационного подъема закачанного азота из нижних частей продуктивного пласта, который будет увлекать за собой метановый газ. Если время гравитационного разделения составит несколько лет, то затем можно будет организовать дополнительную добычу метанового газа с азотом.

5. В период закачки азота будет изучено влияние макронеоднородности пласта на пространственную картину вытеснения воды и газа азотом.

5.6.9

Экологические аспекты азотной технологии

Производство газообразного азота и жидкого кислорода — экологически чистый процесс.

В качестве сырья используется атмосферный воздух. Конечные продукты: азот и жидкий кислород — неизменные по химическому строению составляющие исходного продукта.

При производстве (для адсорбции содержащихся в атмосферном воздухе небольших примесей углеводородов) используется гранулированный силикагель, не являющийся химически вредным продуктом.

В установке применен замкнутый контур водяного охлаждения, поэтому требуется незначительное количество технической воды только для компенсации ее потерь на испарение.

Дополнительное использование технической воды для охлаждения потребуется только в летнее время при положительной температуре окружающего воздуха. Воду в этом случае будут получать из специально пробуренной скважины и после прохождения через теплообменники сбрасывать в тот же водоносный пласт.

Предполагая, что установка будет расположена в промышленной зоне, фирма-изготовитель гарантирует максимальный уровень шума до среднего звукового давления не более 90 дБ на границе установки при нормальной ее работе, что будет обеспечено соответствующими шумопоглощающими устройствами.

5.6.10

Экономическая эффективность закачки азота в пласт на месторождении Медвежье

Для внедрения на экспериментальном участке предлагаемого метода закачки азота в пласт с целью повышения эффективности разработки месторождения Медвежье потребуются капитальные вложения в объеме 115 млн. долл. США. Они предусматривают строительство завода по производству азота производительностью 6 млн.т/сут, стоимостью 100 млн. долл. США и бурение (перевод из эксплуатационного фонда) 10 нагнетательных скважин для закачки азота стоимостью по 1,5 млн. долл. США. Действующий фонд скважин на экспериментальном участке составляет 63.

Эксплуатационные расходы рассчитывались на базе фактических данных по "Надымгазпрому" за 1996 г.

Налоги приняты по действующим ставкам. Величина отчислений налогов и платежей, принятых в расчете, определена исходя из следующих ставок:

платежи за право добычи (роялти) в размере 16 %. С 14-го года предлагается добиться снижения ставки до 6 %, что возможно в соответствии со ст. 48 "Закона о недрах" на стадии истощения запасов месторождения при низкой экономической эффективности разработки, не связанной с нарушениями условий рационального использования запасов;

отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) — 10 %;

налог на пользователей автодорог — 1 %;

налог на имущество — 2 %;

налог на прибыль — 35 %;

платежи в социальные фонды, исчисляемые от фонда оплаты труда, включены в текущие издержки.

В качестве основных экономических показателей, которые определяют целесообразность и эффективность внедряемого мероприятия, приняты:

поток наличности — определяется как алгебраическая сумма прибыли от реализации газа и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений;

дисконтированный поток наличности выражает стоимость капитала в будущем и рассчитывается общепринятым методом на основе ставки дисконтирования 10 %;

срок окупаемости определяется количеством лет, когда суммарный денежный поток, пересекая нулевой уровень, из отрицательного становится положительным. В течение этого периода времени капитальные вложения возмещаются.

Таблица 5.38

Расчет показателей эффективности при традиционной технологии на "истощение" по месторождению Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7)
Вариант базовый 1 (цена реализации газа 6 долл/1000 м³), млн. долл. США

Показатели	Всего	Добыча низконапорного газа																			
		Годы строительства и эксплуатации																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Капитальные вложения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	555,0	66,0	58,8	50,4	45,6	40,8	35,4	31,8	27,0	23,4	20,4	18,6	16,8	15,6	15,6	15,6	15,0	15,0	14,4	14,4	14,4
Объем добычи газа, млрд. м³	92,5	11	9,8	8,4	7,6	6,8	5,9	5,3	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4
Эксплуатационные расходы	496,5	60,3	54,6	47,8	43,0	38,2	31,9	28,1	23,2	20,4	18,0	16,6	15,1	14,2	12,6	12,6	12,2	12,2	11,8	11,8	11,8
В том числе:																					
амортизация	82,2	8,2	8,2	8,0	7,0	6,0	4,0	3,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	288,1	34,3	30,5	26,2	23,7	21,2	18,4	16,5	14,0	12,1	10,6	9,7	8,7	8,1	8,1	8,1	7,8	7,8	7,5	7,5	7,5
налог на ВМСБ	55,5	6,6	5,9	5,0	4,6	4,1	3,5	3,2	2,7	2,3	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,44
роялти	78,4	10,6	9,4	8,1	7,3	6,5	5,7	5,1	4,3	3,7	3,3	3,0	2,7	2,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
автодорожный налог	5,6	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Прибыль	58,5	5,7	4,2	2,6	2,6	2,6	3,5	3,7	3,8	3,0	2,4	2,0	1,7	1,4	3,0	3,0	2,8	2,8	2,6	2,6	2,6
Налог на имущество	50,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Налогооблагаемая прибыль	8,1]	3	1,7	0,1	0,1	0,1	0,9	1,2	1,3	0,5	−0,1	−0,5	−0,9	−1,1	0,4	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1
Налог на прибыль	3,7	1,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Чистая прибыль, по годам	4,4	2,1	1,1	0,1	0,1	0,1	0,6	0,8	0,8	0,3	−0,1	−0,5	−0,9	−1,1	0,3	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0
Поток наличности	73,3	10,3	9,3	8,1	7,1	6,1	4,6	3,8	2,7	2,2	1,8	1,4	1,0	0,8	2,2	2,2	2,1	2,1	1,9	1,9	1,9
То же нарастающим итогом	73	10,3	19,6	27,6	34,7	40,8	45,4	49,1	51,9	54,1	55,9	57,3	58,3	59,1	61,2	63,4	64,5	67,5	69,5	71,4	73,3
Дисконтный поток наличности, 10 %	43	9,3	7,7	6,1	4,8	3,8	2,6	1,9	1,3	0,9	0,7	0,5	0,3	0,2	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Дисконтированный чистый доход (NPV)	43	9	17	23	28	32	34	36	37	38	39	40	40	40	41	41	42	42	42	43	43

Таблица 5.39

Расчет показателей эффективности при традиционной технологии на "истощение" по месторождению Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7)
Вариант базовый 2 (цена реализации газа 10 долл/1000 м³), млн. долл. США

Показатели	Всего	Добыча низконапорного газа																			
		Годы строительства и эксплуатации																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Капитальные вложения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	925,0	110,0	98,0	84,0	76,0	68,0	59,0	53,0	45,0	39,0	34,0	31,0	28,0	26,0	26,0	26,0	25,0	25,0	24,0	24,0	24,0
Объем добычи газа, млрд. м³	92,5	11,0	9,8	8,4	7,6	6,8	5,9	5,3	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4
Эксплуатационные расходы	589,4	72,2	65,2	56,8	51,2	45,5	38,3	33,8	28,1	24,6	21,7	19,9	18,2	17,0	14,4	14,4	13,9	13,9	13,4	13,4	13,4
В том числе:																					
амортизация	82,2	8,2	8,2	8,0	7,0	6,0	4,0	3,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	288,1	34,3	30,5	26,2	23,7	21,2	18,4	16,5	14,0	12,1	10,6	9,7	8,7	8,1	8,1	8,1	7,8	7,8	7,5	7,5	7,5
налог на ВМСБ	92,5	11	9,8	8,4	7,6	6,8	5,9	5,3	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4
роялти	130,6	17,6	15,7	13,4	12,2	10,9	9,4	8,5	7,2	6,2	5,4	5,0	4,5	4,2	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
автодорожный налог	9,3	1,1	1,0	0,8	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Прибыль	335,6	37,8	32,8	27,2	24,8	22,5	20,7	19,2	16,9	14,4	12,3	11,1	9,8	9,0	11,6	11,6	11,1	11,1	10,6	10,6	10,6
Налог на имущество	50,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Налогооблагаемая прибыль	285,2	35	30,3	24,6	22,3	19,9	18,2	16,7	14,4	11,9	9,8	8,6	7,3	6,5	9,1	9,1	8,6	8,6	8,0	8,0	8,0
Налог на прибыль	99,8	12,4	10,6	8,6	7,8	7,0	6,4	5,8	5,0	4,2	3,4	3,0	2,6	2,3	3,2	3,2	3,0	3,0	2,8	2,8	2,8
Чистая прибыль, по годам	185,4	23,0	19,7	16,0	14,5	13,0	11,8	10,8	9,4	7,7	6,4	5,6	4,8	4,2	5,9	5,9	5,6	5,6	5,2	5,2	5,2
Поток наличности	254,3	31,2	27,9	24,0	21,5	19,0	15,8	13,8	11,3	9,6	8,3	7,5	6,6	6,1	7,8	7,8	7,4	7,4	7,1	7,1	7,1
То же нарастающим итогом	254	31,2	59,0	83,1	104,5	123,5	139,3	153,1	164,4	174,0	182,3	189,8	196,4	202,5	210,3	218,1	225,5	233,0	240,1	247,2	254,3
Дисконтный поток наличности, 10 %	141	28,3	23,0	18,0	14,7	11,8	8,9	7,1	5,3	4,1	3,2	2,6	2,1	1,8	2,1	1,9	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1
Дисконтированный чистый доход (NPV)	141	28	51	69	84	96	105	112	117	121	124	127	129	131	133	135	136	138	139	140	141

Выручка от реализации газа определена в пункте передачи его в магистральный транспорт.

Цена реализации газа без НДС и акциза принималась по вариантам на уровне от 6 долл/1000 м^3 (действующая) и до 20 долл/1000 м^3. Причем учтено, что с 14-го года доразработки при дополнительной добыче низконапорного газа с повышенным содержанием азота цена на него может снижаться на 5 долл/1000 м^3.

Ясно, что пороговой, т.е. максимально допустимой, ценой предприятия на газ может служить разница между ценой газа, реализуемого ОАО "Газпром" на западной границе, и транспортным тарифом.

Экономический анализ эффективности внедрения метода добычи низконапорного газа с закачкой азота в пласт проведен на основе сравнения с базовым вариантом, отражающим продолжение разработки месторождения Медвежье по традиционной технологии на "истощение".

Динамика добычи и формирования денежных потоков по базовому варианту в двух уровнях цен 6 и 10 долл/1000 м^3 приводится в табл. 5.38 и 5.39. Срок амортизации действующего фонда скважин заканчивается через 4 – 6 лет.

Расчеты показали, что участок работает до конца разработки в положительном экономическом режиме. Дисконтированный чистый доход за 20 лет составит при действующей цене 43 млн. долл. и 141 млн. долл. при цене газа 10 долл/1000 м^3.

Технологический эффект от предлагаемого метода выражается в том, что период разработки месторождения продлевается на 7 лет. За этот период будет дополнительно добыто 11 млрд. м^3 газа.

Расчеты показателей экономической эффективности закачки азота на экспериментальном участке за 27 лет при различных уровнях цены предприятия на газ приводятся в табл. 5.40 – 5.47.

Срок амортизации завода и новых нагнетательных скважин – 10 лет. Закачка азота продолжается в течение 13 лет.

Возможности действующего промысла таковы, что они позволяют окупить установку по производству азота за 5 лет при цене на газ 10 долл/1000 м^3 или за 1,5 года при цене от 15 долл/1000 м^3.

Несмотря на то, что прирост добычи будет получен в последние годы разработки, мероприятие дает положительный эффект.

Сравнительные показатели экономической оценки рекомендуемой технологии приводятся по вариантам в табл. 5.48.

Эффективность мероприятия растет при увеличении цены газа. Следует понимать, что установление на экспериментальном участке более высокой цены, чем в целом по "Надымгазпрому", является перераспределением прибыли, получаемой ОАО "Газпром" на транспорте газа.

При разработке месторождения с закачкой азота дисконтированный чистый доход составит:

при цене газа 10 долл/1000 м^3 – 26 млн. долл. США;

при цене газа 15 и 10 (с 14-го года) долл/1000 м^3 – 156 млн. долл. США;

при цене газа 15 долл/1000 м^3 – 169 млн. долл. США;

при цене газа 20 и 15 (с 14-го года) долл/1000 м^3 – 295 млн. долл. США.

Возможности увеличения чистого дохода при изменении цены на газ,

Таблица 5.40

Расчет показателей эффективности закачки азота в пласт на месторождении Медвежье Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7). Вариант 1 (цена реализации газа 10 долл/1000 м³), млн. долл. США

Показатели	Всего*	Добыча низконапорного газа с одновременной закачкой азота в пласт ($0 \le N_2 \le 13$ %)												
		Годы строительства и эксплуатации												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Капитальные вложения:	115	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	1035	110,0	98,0	84,0	76,0	68,0	59,0	53,0	45,0	39,0	34,0	31,0	28,0	26,0
Объем добычи газа, млрд. м³	103,5	11	9,8	8,4	7,6	6,8	5,9	5,3	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,6
Эксплуатационные расходы	820,2	78,5	78,3	70,1	65,5	60,8	53,7	50,2	45,6	42,1	39,2	25,9	24,2	23,0
В том числе:														
амортизация	175,5	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	321,6	33,5	30,5	26,2	23,7	21,2	18,4	16,5	14,0	12,1	10,6	9,7	8,7	8,1
налог на ВМСБ	103,5	11	10	8	8	7	6	5	5	4	3	3	3	3
роялти	137,2	18	16	13	12	11	9	8	7	6	5	5	4	4
автодорожный налог	10,4	1,1	1,0	0,8	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
закачка азота — ППД	72,0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Прибыль	99,8	−83,5	19,7	13,9	10,5	7,2	5,3	2,8	−0,6	−3,1	−5,2	5,1	3,8	3,0
Налог на имущество	130,1	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	−30,3	−88	14,9	9,1	5,7	2,4	0,5	−2,0	−5,4	−7,9	−10,0	0,3	−1,0	−1,8
Налог на прибыль	31,0	0,0	5,2	3,2	2,0	0,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Чистая прибыль (убытки)	−61,3	−88	10	6	4	2	0	−2	−5	−8	−10	0	−1	−2
Поток наличности	114,1	−73,0	25,0	21,2	19,0	16,8	13,7	11,4	8,0	5,5	3,4	2,1	0,9	0,1
То же нарастающим итогом	114	−73,0	−48,1	−26,9	−7,9	8,9	22,6	34,0	42,0	47,5	50,9	53,0	53,9	53,9
Дисконтный поток наличности, 10 %	26	66,4	20,6	15,9	13,0	10,4	7,7	5,8	3,7	2,3	1,3	0,7	0,3	0,0
Дисконтированный чистый доход (NPV)	26	−66	−16	−30	−17	−6	1	7	11	13	15	15	16	16

* Цифры в столбце "Всего" приведены в сумме с данными табл. 5.41.

Таблица 5.41

Расчет показателей эффективности закачки азота на месторождении Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7)
Вариант 1 (цена реализации газа 10 долл/1000 м^3), млн. долл. США

Показатели	Доразработка низконапорного газа (газ содержит N_2 = 13 % = const)													
	Годы строительства и эксплуатации													
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Капитальные вложения:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	26,0	26,0	25,0	25,0	24,0	24,0	24,0	20,0	19,0	18,0	17,0	15,0	13,0	8,0
Объем добычи газа, млрд. м^3	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2	1,9	1,8	1,7	1,5	1,3	0,8
Эксплуатационные расходы	14,4	14,4	13,9	13,9	13,4	13,4	13,4	11,5	11,0	10,6	10,1	9,1	8,1	5,7
В том числе:														
амортизация	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	8,1	8,1	7,8	7,8	7,5	7,5	7,5	6,2	5,9	5,6	5,3	4,7	4,0	2,5
налог на ВМСБ	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1
роялти	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
автодорожный налог	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
закачка азота – ППД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	11,6	11,6	11,1	11,1	10,6	10,6	10,6	8,5	8,0	7,4	6,9	5,9	4,9	2,3
Налог на имущество	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	6,8	6,8	6,3	6,3	5,7	5,7	5,7	3,7	3,1	2,6	2,1	1,1	0,0	−2,6
Налог на прибыль	2,4	2,4	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	1,3	1,1	0,9	0,7	0,4	0,0	0,0
Чистая прибыль (убытки)	4	4,4	4,1	4,1	3,7	3,7	3,7	2,4	2	2	1	1	0	−3
Поток наличности	6,3	6,3	6,0	6,0	5,6	5,6	5,6	4,3	3,9	3,6	3,3	2,6	1,9	−0,7
То же нарастающим итогом	60,2	66,5	72,5	78,4	84,0	89,7	95,3	99,5	103,5	107,1	110,3	112,9	114,8	114,1
Дисконтный поток наличности, 10 %	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	−0,1
Дисконтированный чистый доход (NPV)	17	19	20	21	22	23	24	25	25	25	26	26	26	26

Таблица 5.42

Расчет показателей эффективности закачки азота в пласт на месторождении Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7). Вариант 2 (цена реализации газа 15 долл/1000 м^3), млн. долл. США

Показатели	Всего*	Добыча низконапорного газа с одновременной закачкой азота в пласт ($0 \le N_2 \le 13$ %)												
		Годы строительства и эксплуатации												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Капитальные вложения:	115	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	1410,5	165,0	147,0	126,0	114,0	102,0	88,5	79,5	67,5	58,5	51,0	46,5	42,0	39,0
Объем добычи газа, млрд. м^3	103,5	11	9,8	8,4	7,6	6,8	5,9	5,3	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,6
Эксплуатационные расходы	921,5	93,3	91,5	81,5	75,7	70,0	61,7	57,4	51,6	47,3	43,8	30,1	28,0	26,5
В том числе:														
амортизация	175,5	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	321,6	33,5	30,5	26,2	23,7	21,2	18,4	16,5	14,0	12,1	10,6	9,7	8,7	8,1
налог на ВМСБ	141,1	17	15	13	11	10	9	8	7	6	5	5	4	4
роялти	197,3	26	24	20	18	16	14	13	11	9	8	7	7	6
автодорожный налог	14,1	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
закачка азота – ППД	72,0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Прибыль	374,0	−43,3	55,5	44,5	38,3	32,0	26,8	22,1	15,9	11,2	7,2	16,4	14,0	12,5
Налог на имущество	130,1	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	243,8	−48	50,7	39,7	33,4	27,2	22,0	17,3	11,0	6,3	2,4	11,6	9,2	7,7
Налог на прибыль	103,1	0,0	17,7	13,9	11,7	9,5	7,7	6,1	3,9	2,2	0,9	4,1	3,2	2,7
Чистая прибыль (убытки)	140,7	−48	33	26	22	18	14	11	7	4	2	8	6	5
Поток наличности	316,2	−32,9	48,2	41,1	37,0	32,9	27,7	24,6	20,6	17,5	15,0	9,4	7,9	6,9
То же нарастающим итогом	316	−32,9	15,3	56,4	93,5	126,4	154,1	178,8	199,3	216,8	231,8	241,2	249,1	256,0
Дисконтный поток наличности, 10 %	156	−29,9	39,9	30,9	25,3	20,5	15,6	12,6	9,6	7,4	5,8	3,3	2,5	2,0
Дисконтированный чистый доход (NPV)	156	−30	10	41	66	87	102	115	124	132	138	141	143	145

* Цифры в столбце "Всего" приведены в сумме с данными табл. 5.43.

Таблица 5.43

Расчет показателей эффективности закачки азота на месторождении Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7)
Вариант 2 (цена реализации газа 10 долл/1000 м³), млн. долл. США

Показатели	Доразработка низконапорного газа (газ содержит N_2 = 13 % = const)													
	Годы строительства и эксплуатации													
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Капитальные вложения:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	26,0	26,0	25,0	25,0	24,0	24,0	24,0	20,0	19,0	18,0	17,0	15,0	13,0	8,0
Объем добычи газа, млрд. м³	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2	1,9	1,8	1,7	1,5	1,3	0,8
Эксплуатационные расходы	14,4	14,4	13,9	13,9	13,4	13,4	13,4	11,5	11,0	10,6	10,1	9,1	8,1	5,7
В том числе:														
амортизация	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	8,1	8,1	7,8	7,8	7,5	7,5	7,5	6,2	5,9	5,6	5,3	4,7	4,0	2,5
налог на ВМСБ	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1
роялти	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
автодорожный налог	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
закачка азота – ППД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	11,6	11,6	11,1	11,1	10,6	10,6	10,6	8,5	8,0	7,4	6,9	5,9	4,9	2,3
Налог на имущество	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	6,8	6,8	6,3	6,3	5,7	5,7	5,7	3,7	3,1	2,6	2,1	1,1	0,0	−2,6
Налог на прибыль	2,4	2,4	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	1,3	1,1	0,9	0,7	0,4	0,0	0,0
Чистая прибыль (убытки)	4	4,4	4,1	4,1	3,7	3,7	3,7	2,4	2	2	1	1	0	−3
Поток наличности	6,3	6,3	6,0	6,0	5,6	5,6	5,6	4,3	3,9	3,6	3,3	2,6	1,9	−0,7
То же нарастающим итогом	262,3	268,6	274,5	280,5	286,1	291,7	297,3	301,6	305,5	309,1	312,4	315,0	316,9	316,2
Дисконтный поток наличности, 10 %	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	−0,1
Дисконтированный чистый доход (NPV)	147	149	150	151	152	153	154	154	155	155	156	156	156	156

Таблица 5.44

Расчет показателей эффективности закачки азота в пласт на месторождении Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7). Вариант 3 (цена реализации газа 15 долл/1000 м³), млн. долл. США

Показатели	Всего*	Добыча низконапорного газа с одновременной закачкой азота в пласт ($0 \le N_2 \le 13$ %)												
		Годы строительства и эксплуатации												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Капитальные вложения:	115	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	1552,5	165,0	147,0	126,0	114,0	102,0	88,5	79,5	67,5	58,5	51,0	46,5	42,0	39,0
Объем добычи газа, млрд. м³	103,5	11	9,8	8,4	7,6	6,8	5,9	5,3	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,6
Эксплуатационные расходы	945,7	93,3	91,5	81,5	75,7	70,0	61,7	57,4	51,6	47,3	43,8	30,1	28,0	26,5
В том числе:														
амортизация	175,5	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	321,6	33,5	30,5	26,2	23,7	21,2	18,4	16,5	14,0	12,1	10,6	9,7	8,7	8,1
налог на ВМСБ	155,3	17	15	13	11	10	9	8	7	6	5	5	4	4
роялти	205,8	26	24	20	18	16	14	13	11	9	8	7	7	6
автодорожный налог	15,5	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
закачка азота — ППД	72,0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Прибыль	491,8	−43,3	55,5	44,5	38,3	32,0	26,8	22,1	15,9	11,2	7,2	16,4	14,0	12,5
Налог на имущество	130,1	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	361,7	−48	50,7	39,7	33,4	27,2	22,0	17,3	11,0	6,3	2,4	11,6	9,2	7,7
Налог на прибыль	143,4	0,0	17,7	13,9	11,7	9,5	7,7	6,1	3,9	2,2	0,9	4,1	3,2	2,7
Чистая прибыль (убытки)	218,2	−48	33	26	22	18	14	11	7	4	2	8	6	5
Поток наличности	393,7	−32,9	48,2	41,1	37,0	32,9	27,7	24,6	20,6	17,5	15,0	9,4	7,9	6,9
То же нарастающим итогом	394	−32,9	15,3	56,4	93,5	126,4	154,1	178,8	199,3	216,8	231,8	241,2	249,1	256,0
Дисконтный поток наличности, 10 %	169	−29,9	39,9	30,9	25,3	20,5	15,6	12,6	9,6	7,4	5,8	3,3	2,5	2,0
Дисконтированный чистый доход (NPV)	169	−30	10	41	66	87	102	115	124	132	138	141	143	145

* Цифры в столбце "Всего" приведены в сумме с данными табл. 5.45.

Таблица 5.45

Расчет показателей эффективности закачки азота в пласт на месторождении Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7)
Вариант 3 (цена реализации газа 15 долл/1000 м³), млн. долл. США

Показатели	Доразработка низконапорного газа (газ содержит N_2 = 13 % = const)													
	Годы строительства и эксплуатации													
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Капитальные вложения:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	39,0	39,0	37,5	37,5	36,0	36,0	36,0	30,0	28,5	27,0	25,5	22,5	19,5	12,0
Объем добычи газа, млрд. м³	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2	1,9	1,8	1,7	1,5	1,3	0,8
Эксплуатационные расходы	16,6	16,6	16,1	16,1	15,5	15,5	15,5	13,2	12,7	12,1	11,5	10,4	9,3	6,4
В том числе:														
амортизация	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	8,1	8,1	7,8	7,8	7,5	7,5	7,5	6,2	5,9	5,6	5,3	4,7	4,0	2,5
налог на ВМСБ	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	2	2	1
роялти	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
автодорожный налог	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
закачка азота – ППД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	22,4	22,4	21,4	21,4	20,5	20,5	20,5	16,8	15,8	14,9	14,0	12,1	10,2	5,6
Налог на имущество	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	17,6	17,6	16,6	16,6	15,7	15,7	15,7	12,0	11,0	10,1	9,2	7,3	5,4	0,8
Налог на прибыль	6,1	6,1	5,8	5,8	5,5	5,5	5,5	4,2	3,9	3,5	3,2	2,6	1,9	0,3
Чистая прибыль (убытки)	11	11,4	10,8	10,8	10,2	10,2	10,2	7,8	7	7	6	5	4	0
Поток наличности	13,3	13,3	12,7	12,7	12,1	12,1	12,1	9,7	9,1	8,5	7,8	6,6	5,4	2,4
То же нарастающим итогом	269,3	282,6	295,3	308,0	320,1	332,2	344,3	353,9	363,0	371,4	379,3	385,9	391,3	393,7
Дисконтный поток наличности, 10 %	3,5	3,2	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,3	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,2
Дисконтированный чистый доход (NPV)	149	152	155	157	160	162	163	165	166	167	168	168	169	169

Таблица 5.46

Расчет показателей эффективности закачки азота в пласт на месторождении Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7). Вариант 4 (цена реализации газа 20 долл/1000 м³), млн. долл. США

Показатели	Всего*	Добыча низконапорного газа с одновременной закачкой азота в пласт ($0 \le N_2 \le 13$ %)												
		Годы строительства и эксплуатации												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Капитальные вложения:	115	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	1928	220,0	196,0	168,0	152,0	136,0	118,0	106,0	90,0	78,0	68,0	62,0	56,0	52,0
Объем добычи газа, млрд. м³	103,5	11	9,8	8,4	7,6	6,8	5,9	5,3	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,6
Эксплуатационные расходы	1047,1	108,2	104,7	92,8	86,0	79,2	69,6	64,5	57,7	52,6	48,3	34,3	31,7	30,0
В том числе:														
амортизация	175,5	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	321,6	33,5	30,5	26,2	23,7	21,2	18,4	16,5	14,0	12,1	10,6	9,7	8,7	8,1
налог на ВМСБ	192,8	22	20	17	15	14	12	11	9	8	7	6	6	5
роялти	265,9	35	31	27	24	22	19	17	14	12	11	10	9	8
автодорожный налог	19,3	2,2	2,0	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5
закачка азота — ППД	72,0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Прибыль	765,9	−3,2	91,3	75,2	66,0	56,8	48,4	41,5	32,3	25,4	19,7	27,7	24,3	22,0
Налог на имущество	130,1	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	635,8	−8	86,5	70,4	61,2	52,0	43,6	36,7	27,5	20,6	14,8	22,9	19,4	17,2
Налог на прибыль	225,3	0,0	30,3	24,6	21,4	18,2	15,2	12,8	9,6	7,2	5,2	8,0	6,8	6,0
Чистая прибыль (убытки)	410,5	−8	56	46	40	34	28	24	18	13	10	15	13	11
Поток наличности	585,9	7,3	71,5	61,0	55,1	49,1	41,7	37,2	31,2	26,8	23,0	16,8	14,5	13,0
То же нарастающим итогом	586	7,3	78,7	139,8	194,8	243,9	285,6	322,8	354,1	380,8	403,9	420,6	435,2	448,2
Дисконтный поток наличности, 10 %	295	6,6	59,1	45,8	37,6	30,5	23,5	19,1	14,6	11,4	8,9	5,9	4,6	3,8
Дисконтированный чистый доход (NPV)	295	7	66	112	149	180	203	222	237	248	257	263	268	271

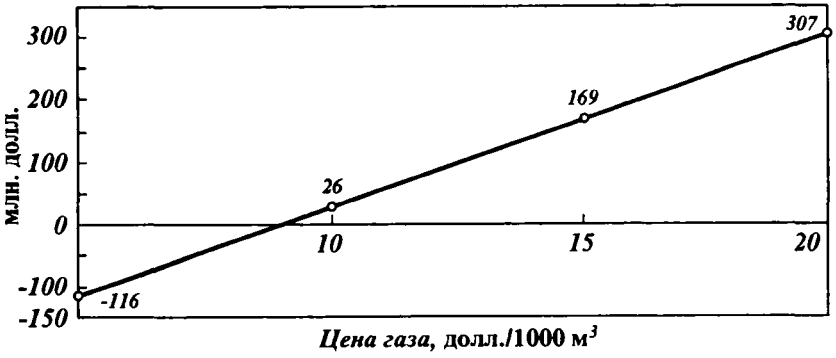
* Цифры в столбце "Всего" приведены в сумме с данными табл. 5.47.

Таблица 5.47

Расчет показателей эффективности закачки азота в пласт на месторождении Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7)
Вариант 4 (цена реализации газа 15 долл/1000 м³), млн. долл. США

Показатели	Доразработка низконапорного газа (газ содержит N_2 = 13 % = const)													
	Годы строительства и эксплуатации													
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Капитальные вложения:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	39,0	39,0	37,5	37,5	36,0	36,0	36,0	30,0	28,5	27,0	25,5	22,5	19,5	12,0
Объем добычи газа, млрд. м³	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2	1,9	1,8	1,7	1,5	1,3	0,8
Эксплуатационные расходы	16,6	16,6	16,1	16,1	15,5	15,5	15,5	13,2	12,7	12,1	11,5	10,4	9,3	6,4
В том числе:														
амортизация	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	8,1	8,1	7,8	7,8	7,5	7,5	7,5	6,2	5,9	5,6	5,3	4,7	4,0	2,5
налог на ВМСБ	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	2	2	1
роялти	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
автодорожный налог	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
закачка азота – ППД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	22,4	22,4	21,4	21,4	20,5	20,5	20,5	16,8	15,8	14,9	14,0	12,1	10,2	5,6
Налог на имущество	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	17,6	17,6	16,6	16,6	15,7	15,7	15,7	12,0	11,0	10,1	9,2	7,3	5,4	0,8
Налог на прибыль	6,1	6,1	5,8	5,8	5,5	5,5	5,5	4,2	3,9	3,5	3,2	2,6	1,9	0,3
Чистая прибыль (убытки)	11	11,4	10,8	10,8	10,2	10,2	10,2	7,8	7	7	6	5	4	0
Поток наличности	13,3	13,3	12,7	12,7	12,1	12,1	12,1	9,7	9,1	8,5	7,8	6,6	5,4	2,4
То же нарастающим итогом	461,5	474,8	487,5	500,2	512,3	524,4	536,5	546,2	555,2	563,7	571,5	578,1	583,6	585,9
Дисконтный поток наличности, 10 %	3,5	3,2	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,3	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,2
Дисконтированный чистый доход (NPV)	275	278	281	283	285	287	289	291	292	293	293	294	294	295

а



б

Показатели	Подварианты				
	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
Ставка роялти, %:					
с 1 по 13 год	16	12	10	6	6
с 14 по 27 год	6	6	6	6	6
Налог на ВМСБ, %	10	10	10	10	0
Дисконтированный чистый доход (NVP), млн. долл.	26	41	48	63	102

в

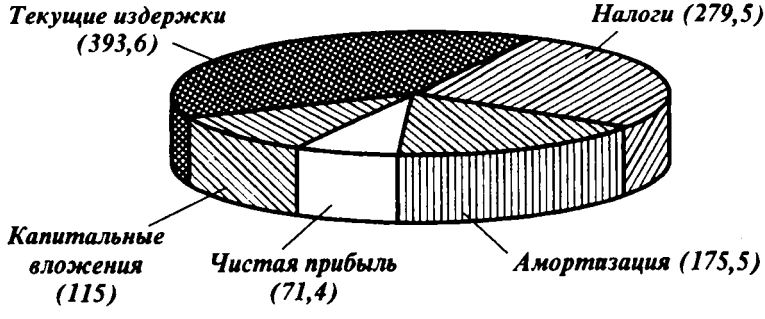


Рис. 5.83. Изменение чистого дохода при изменении цены на газ и распределение выручки при льготном налогообложении (вариант 1.5), млн. долл.:
а — влияние цены реализации газа на дисконтированный чистый доход (NPV); *б* — влияние изменения ставки роялти на дисконтированный чистый доход: вариант 1 (цена реализации 10 долл/1000 м³); *в* — распределение выручки по варианту 1.5 (при льготном налогообложении), млн. долл.

а также ставок платежей роялти и отмены налога на ВМСБ показаны в табл. 5.38 и на рис. 5.83.

Распределение выручки от реализации газа по самому льготному налоговому варианту 1.5 (при цене газа 10 долл/1000 м³) со ставкой роялти 6 % в течение всего периода и при отмене налога на ВМСБ приводится на рис. 5.83, *в*.

Таблица 5.48

Сравнительные показатели экономической оценки рекомендуемой технологии добычи низконапорного газа с закачкой азота (N_2) в пласт

Показатели	Единица измерения	Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7)					
		в режиме на "истощение"		с закачкой азота			
		Варианты цены					
		базовый 1	базовый 2	1	2	3	4
Период доразработки: Всего	лет	20	20	27	27	27	27
В том числе: с закачкой N_2 в пласт	лет	–	–	13	13	13	13
Суммарная добыча низконапорного газа	млрд. $м^3$	92,5	92,5	103,5	103,5	103,5	103,5
В том числе: с одновременной закачкой N_2 в пласт $0\ \% \le N_2 \le 13\ \%$	млрд. $м^3$			64,1	64,1	64,1	64,1
после прекращения закачки N_2 $N_2 = 13\ \% = const$	млрд. $м^3$			28,5	28,5	28,5	28,5
Цена низконапорного газа за 1000 $м^3$ с содержанием азота:							
$0\ \% \le N_2 \le 13\ \%$	долл. США	6	10	10	15	15	20
$N_2 = 13\ \% = const$	долл. США	6	10	10	10	15	15
Выручка от реализации	млн. долл. США	555	925	1035	1410,5	1552,5	1928
Дополнительные капитальные вложения	млн. долл. США	–	–	115	115	115	115
Эксплуатационные расходы	млн. долл. США	496,8	589,4	820,2	921	945,7	1047,1
Себестоимость добычи газа	долл/1000 $м^3$	5,4	6,4	7,9	8,9	9,1	10,1
Накопленный поток наличности	млн. долл. США	73,3	254,3	114,1	316,2	393,7	585,9
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. долл. США	43	141	26	156	169	295
Срок окупаемости	лет	–	–	5	1,5	1,5	1

Примечание. В вариантах с закачкой азота фонд нагнетательных скважин равен 10, число заводов по производству азота – 1 (2 блока).

Динамика показателей разработки по варианту 1.5 приводится в табл. 5.49, 5.50. Месторождение имеет градообразующее значение. Следовательно, макроэкономическая (социальная) эффективность мероприятия очевидна в условиях сложившихся трудностей с занятостью населения в северных районах.

Таблица 5.49

Расчет показателей эффективности закачки азота в пласт на месторождении Медвежье. Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7) Вариант 1 (цена реализации газа 10 долл/1000 м³), млн. долл. США – при снижении роялти и ВМСБ

Показатели	Всего*	Добыча низконапорного газа с одновременной закачкой азота в пласт ($0 \le N_2 \le 13$ %)												
		Годы строительства и эксплуатации												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Капитальные вложения:	115	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	1035	110,0	98,0	84,0	76,0	68,0	59,0	53,0	45,0	39,0	34,0	31,0	28,0	26,0
Объем добычи газа, млрд. м³	103,5	11	9,8	8,4	7,6	6,8	5,9	5,3	4,5	3,9	3,4	3,1	2,8	2,6
Эксплуатационные расходы	641,6	56,5	58,7	53,3	50,3	47,2	41,9	39,6	36,6	34,3	32,4	19,7	18,6	17,8
В том числе:														
амортизация	175,5	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	321,6	33,5	30,5	26,2	23,7	21,2	18,4	16,5	14,0	12,1	10,6	9,7	8,7	8,1
налог на ВМСБ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
роялти – 6 %	62,1	7	6	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2
автодорожный налог	10,4	1,1	1,0	0,8	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
закачка азота – ППД	72,0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Прибыль	278,4	−61,5	39,3	30,7	25,7	20,8	17,1	13,4	8,4	4,7	1,6	11,3	9,4	8,2
Налог на имущество	130,1	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	148,3	−66	34,5	25,9	20,9	16,0	12,3	8,6	3,6	−0,1	−3,2	6,5	4,6	3,4
Налог на прибыль	76,9	0,0	12,1	9,0	7,3	5,6	4,3	3,0	1,3	0,0	0,0	2,3	1,6	1,2
Чистая прибыль (убытки)	71,4	−66	22	17	14	10	8	6	2	0	−3	4	3	2
Поток наличности	246,9	−51,0	37,7	32,1	28,9	25,7	21,4	19,0	15,7	13,3	10,2	6,1	4,9	4,1
То же нарастающим итогом	247	−51,0	−13,3	18,8	47,6	73,3	94,7	113,6	129,4	142,7	152,9	159,0	163,9	167,9
Дисконтный поток наличности, 10 %	102	−46,4	31,2	24,1	19,7	15,9	12,1	9,7	7,3	5,6	3,9	2,1	1,6	1,2
Дисконтированный чистый доход (NPV)	102	−46	−15	9	29	45	57	66	74	79	83	85	87	88

* Цифры в столбце "Всего" приведены в сумме с данными табл. 5.50.

Таблица 5.50

Расчет показателей эффективности закачки азота в пласт на месторождении Медвежье
Экспериментальный участок (УКПГ-6 и 7)
Вариант 1 (цена реализации газа 10 долл/1000 м³), млн. долл. США

Показатели	Доразработка низконапорного газа (газ содержит N_2 = 13 % = const)													
	Годы строительства и эксплуатации													
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Капитальные вложения:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
завод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
скважины с обвязкой	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выручка от реализации газа	26,0	26,0	25,0	25,0	24,0	24,0	24,0	20,0	19,0	18,0	17,0	15,0	13,0	8,0
Объем добычи газа, млрд. м³	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2	1,9	1,8	1,7	1,5	1,3	0,8
Эксплуатационные расходы	11,8	11,8	11,4	11,4	11,0	11,0	11,0	9,5	9,1	8,8	8,4	7,6	6,8	4,9
В том числе:														
амортизация	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
текущие издержки	8,1	8,1	7,8	7,8	7,5	7,5	7,5	6,2	5,9	5,6	5,3	4,7	4,0	2,5
налог на ВМСБ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
роялти – 6 %	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
автодорожный налог	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
закачка азота – ППД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	14,2	14,2	13 ,6	13,6	13,0	13,0	13,0	10,5	9,9	9,2	8,6	7,4	6,2	3,1
Налог на имущество	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Налогооблагаемая прибыль (убытки)	9,4	9,4	8,8	8,8	8,1	8,1	8,1	5,7	5,0	4,4	3,8	2,6	1,3	–1,8
Налог на прибыль	3,3	3,3	3,1	3,1	2,8	2,8	2,8	2,0	1,8	1,5	1,3	0,9	0,5	0,0
Чистая прибыль (убытки)	6	6,1	5,7	5,7	5,3	5,3	5,3	3,7	3	3	2	2	1	–2
Поток наличности	8,0	8,0	7,6	7,6	7,2	7,2	7,2	5,6	5,2	4,8	4,4	3,6	2,8	0,1
То же нарастающим итогом	175,9	183,9	191,5	199,1	206,2	213,4	220,6	226,2	231,3	236,1	240,5	244,0	246,8	246,9
Дисконтный поток наличности, 10 %	2,1	1,9	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,0
Дисконтированный чистый доход (NPV)	90	92	94	95	97	98	99	100	100	101	101	102	102=	102

Список литературы

1. *Абасов М.Т., Оруджалиев Ф.Г., Азимов Э.Х.* и др. Рассеянные жидкие углеводороды газоконденсатных залежей Азербайджана. — Баку: ИПГНГМ АН АзССР, 1987. — С. 2—10.

2. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. — М.: Недра, 1982. — 407 с.

3. *Бузинов С.Н., Николаев В.А, Оприц М.А.* и др. Термодинамические и физико-химические исследования проб продукции скважин месторождения Булла-море. — М.: ВНИИГАЗ, 1980. — С. 4—23.

4. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного пласта. — М.: Гостоптехиздат, 1963. — С. 142.

5. *Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М.* Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. — М.: Недра, 1995. — С. 139—147.

6. *Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Подюк В.Г.* Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. — М.: Недра, 1997. — С. 6—35; 38—68; 73—121.

7. *Дурмишьян А.Г.* Газоконденсатные месторождения Азербайджана. — Баку: Азернешр, 1967. — С. 75—98.

8. *Ершов С.Е.* Стохастический метод расчета обводнения газовых залежей сложной литологической структуры на примере Уренгойского месторождения. Дисс. на соискание ученой степени к.т.н. — ВНИИГАЗ, 1988.

9. *Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С.* Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1979. — С. 7—27.

10. *Желтов Ю.В., Рыжик В.М., Мартос В.Н.* Разработка нефтегазоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления закачкой воды//Труды ИГ и РГИ. Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1969. — С. 190—197.

11. *Жузе Т.П.* Сжатые газы как растворители. — М.: Наука, 1974. — С. 37—44.

12. *Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д.* Вытеснение нефти из пласта растворителями. — М.: Недра, 1968. — 224 с.

13. *Закиров С.Н., Кондрат Р.М.* Активное воздействие на процесс разработки месторождений природных газов с целью повышения углеводородоотдачи пластов // Доклады международной конференции "Разработка газоконденсатных месторождений". Секция 3. — Разработка нефтегазоконденсатных месторождений. — Краснодар, 1990. — С. 24—28.

14. *Закиров С.Н., Лапук Б.Б.* Проектирование и разработка газовых месторождений. — М.: Недра, 1974. — С. 21—22; 18.

15. *Закс С.Л.* Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов. — М.: Гостоптехиздат, 1963. — С. 29—31.

16. *Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В.* Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. — М.: Недра, 1984. — С. 12—16.

17. *Инструкция* по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. — М.: Недра, 1980. — С. 40—47.

18. *Ковалев А.Г., Кузнецов В.В., Покровский В.В.* и др. О содержании остаточной нефти в газонасыщенных зонах нефтегазовых месторождений Приобья // Нефтяное хозяйство, 1986, № 9. — С. 41—43.

19. *Кондрат Р.М.* Газоконденсатоотдача пластов. — М.: Недра, 1992. — С. 215—231.

20. *Кондрат Р.М., Швадчак Н.С., Иванишин В.С.* Комплексное повышение нефтегазоконденсатоотдачи Битковского месторождения // Реф. сб. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ВНИИЭгазпром, 1978, вып. 3. — С. 3—9.

21. *Кондратьев А.Е.* Диффузия плотных газов в пористых средах // Аэрофизика и геокосмические исследования. — М.: изд. МФТИ, 1982. — С. 8—9.

22. *Контроль* за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко и др. — М.: Недра. — С. 34—45.

23. *Корценштейн В.Н.* Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. — М.: Недра, 1977. — С. 81—90.

24. *Куликова Н.Г., Шишенина Е.П., Богуш С.В.* Остаточная нефтенасыщенность карбонатных пород Оренбургского ГКМ // Экспресс-информ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. — М.: ВНИИОЭНГ, 1974, № 22. — С. 10—16.

25. *Методическое* руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конден-

сата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов, определение их потенциального содержания в пластовом газе, учет добычи конденсата и компонентов природного газа. — М.: ВНИИГАЗ, 1990. — С. 12.

26. *Мартос В.Н.* Анализ разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей. — М.: ВНИИОЭНГ, 1976. — С. 34—50.

27. *Методическое* руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в пласте в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатоотдачи) / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, О.Ф. Андреев и др. — М.: ВНИИГАЗ, 1987. — С. 106.

28. *Методическое* руководство по применению растворителей при разработке нефтяных оторочек газоконденсатных месторождений / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, О.Ф. Андреев и др. — М.: ВНИИГАЗ, 1983. — С. 4—53.

29. *Намиот А.Ю.* Фазовые равновесия в добыче нефти. — М.: Недра, 1976. — С. 89—95.

30. *Методическое* руководство по расчету параметров фазового поведения при взаимодействии обогащенного газа с выпавшим в пласте конденсатом / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, Н.А. Гужов и др. — М.: ВНИИГАЗ, 1983. — С. 14—25.

31. *Научные* основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем/ А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, В.В. Юшкин, Т.Д. Островская. — М.: Недра, 1995. — С. 21—38.

32. *Николаев В.А.* Результаты исследований физических основ извлечения рассеянных жидких углеводородов при активном воздействии на газоконденсатный пласт // Технические проблемы освоения газоконденсатных месторождений. — М., 1986. — С. 50—58. (Сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ)

33. *Николаевский В.Н.* Механика пористых и трещиноватых сред. — М.: Недра, 1984. — 232 с.

34. *Петренко В.И.* Роль флюидодинамики в увеличении углеводородоотдачи недр // Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ВНИИЭгазпром, 1985, вып. 7. — С. 27—46.

35. *Петренко В.И., Дементьева О.Ф., Рассохин Г.В.* и др. Рассеянные углеводороды — перспективный энергетический источник // Газовая промышленность, 1979, № 12. — С. 14—17.

36. *Разработка* месторождений со сложным составом газа / Р.Д. Маргулов, Р.И. Вяхирев, И.А. Леонтьев, А.И. Гриценко. — М.: Недра, 1988. — С. 178—196.

37. *Покровский К.В., Дьяченко И.И., Разамат М.С.* Исследование влияния присутствия нефти на изменение потерь и добычи конденсата при дифференциальной конденсации // Газовое дело, НТС ЦНИИТЭнефтегаз, — 1969, № 2. — С. 6—9; № 3. — С. 9—11.

38. *Рассохин Г.В., Рейтенбах Г.Р., Трегуб Н.Н.* и др. Разработка газоконденсатных месторождений с большим этажом газоносности. — М.: Недра, 1984. — С. 20—23; 149—156; 179—180.

39. *Ремизов В.В.* Система контроля за разработкой Вынгапуровского газового месторождения // НТС ИРЦ "Газпром". Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — 1995, № 3—4. — С. 6—9.

40. *Руководство* по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин / А.И. Гриценко, В.В. Ремизов, Р.М. Тер-Саркисов и др. — М.: ВНИИГАЗ, 1995. — 65 с.

41. *Седов Л.И.* Методы подобия и размерности в механике. — М.: Недра, 1969. — 303 с.

42. *Сейдж Б.* Термодинамика многокомпонентных систем. — М.: Недра, 1969. — 303 с.

43. *Совершенствование* систем разработки, добычи и подготовки газа на месторождениях Крайнего Севера / О.М. Ермилов, Л.С. Чугунов, В.В. Ремизов и др. — М.: Наука, 1996. — С. 5.

44. *Современные* перспективные способы эксплуатации газоконденсатонефтяных месторождений Западной Сибири / Р.М. Медведский, А.Б. Кряквин, В.П. Балин, Ю.Ф. Юшков // Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Вып. 4. — М.: ВНИИЭгазпром, 1980. — С. 25—27.

45. *Способ* разработки газоконденсатного месторождения. Патент РФ № 2092680. 1997.

46. *Старосельский В.И.* Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. — М.: Недра, 1990. — С. 26—29.

47. *Степанова Г.С.* Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1974. — С. 63—64; 104—116.

48. *Тер-Саркисов Р.М.* Использование обогащенного газа для повышения конденсатоотдачи // Газовая промышленность, 1982, № 10. — С. 26—28.

49. *Тер-Саркисов Р.М.* Повышение углеводородоотдачи пласта нефтегазоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1995. — С. 43—51; 58—82.

50. *Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А.* Сорбционные процессы и разработка газоконденсатной залежи // Обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: изд. ВНИИЭгазпром, 1984, вып. 6. — С. 34—35.

51. *Тер-Саркисов Р.М., Николаевский А.В.* Конденсатоотдача пласта при вытеснении пластового газа неравновесным в различных областях фазовых превращений // Газовая промышленность, 1993, № 6. — С. 32—33.

52. *Тер-Саркисов Р.М., Подюк В.Г., Николаев В.А.* Научные основы повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1998. — С. 220—225.

53. *Тер-Саркисов Р.М., Соловьев О.Н., Шмыгля О.П.* и др. Результаты опытно-промышленного использования обогащенного газа для повышения газоконденсатоотдачи на

Вуктыльском газоконденсатном месторождении // Повышение эффективности систем разработки месторождений. – М., 1986. – С. 128–137. (Сб. научн. тр./ВНИИГАЗ).

54. *Усенко В.Ф., Бабалян Г.А., Пияков Г.Н.* О влиянии пористой среды на выделение газа из нефти // Тр. Башк. гос. научн.-исслед. и проект. института. – 1973. – Вып. 33. – 199 с.

55. *Циклис Д.С.* Расслоение газовых смесей. – М.: Химия, 1969. – С. 47–54.

56. *Шмыгля П.Т.* Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1967. – С. 6–8.

57. *Danesh A., Henderson G.D., Peden J.M.* Experimental investigation of critical condensate saturation and its dependence on interstitual water saturation in water-wet rosks // SPE Reservoir Engineering. – August 1991. – P. 336–342.

58. *Morrow N.* Interplay of capillary, viscous and buoyancy forces in the mobilization of residual oil // Journ. of canad. petr. techn., 1979, vol. 18, N 3, p. 61–65.

59. *Van J.–N., Menezes H.L., Sharm M.M.* Wettability alteration due to interactions with oil-based muds // Proc. 63 th Annual Technical Conference SPE. Houston, TX. – October 2–5. – 1988. – P. 557–566.

Оглавление

Предисловие ... 7
Введение ... 9

1. ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ... 11

1.1. Компонентный состав природных газов ... 12
1.2. Свойства газа и газового конденсата ... 24
1.3. Сопутствующие флюиды (рассеянные жидкие углеводороды, нефть, связанная и пластовая вода) ... 39
1.3.1. Рассеянные жидкие углеводороды, нефть ... 39
1.3.2. Связанная и пластовая вода ... 41
1.4. Режимы разработки ... 53
1.4.1. Газовые месторождения ... 53
1.4.2. Месторождения газоконденсатного типа ... 60
1.5. Основные проблемы разработки газовых и газоконденсатных месторождений ... 106

2. НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ... 109

2.1. Исследование процесса вытеснения выпавшего в пласте конденсата жидкими углеводородными и неуглеводородными растворителями ... 109
2.1.1. Вытеснение ретроградного конденсата легким углеводородным растворителем ... 109
2.1.2. Оценка размеров переходной зоны при вытеснении выпавшего в пласте конденсата растворителями ... 118
2.1.3. Повышение конденсатоотдачи пласта при нагнетании диоксида углерода ... 123
2.1.4. Математическое моделирование вытеснения ретроградного конденсата из пласта ... 131
2.2. Применение обогащенного газа для повышения углеводородоотдачи пласта ... 137
2.2.1. Механизм фильтрации жидкой фазы при нагнетании газообразных агентов ... 137
2.2.2. Исследование механизма вытеснения ретроградного конденсата обогащенным газом ... 140
2.3. Метод доразработки истощенного газоконденсатного месторождения в режиме подземного хранилища газа ... 147
2.4. Разработка нефтяной оторочки с помощью растворителей ... 154
2.4.1. Физические основы вытеснения нефти растворителями, газом высокого давления и обогащенным газом ... 156
2.4.2. Оценка коэффициента извлечения ... 161
2.4.3. Пример расчета параметров разработки нефтяной оторочки газоконденсатной залежи ... 170
2.4.4. Технологическая схема закачки в пласт и регенерации углеводородного растворителя ... 175
2.4.5. Расчетный период сопоставимости вариантов ... 178
2.5. Повышение отбора углеводородов на завершающей стадии эксплуатации газоконденсатного месторождения с помощью закачки неравновесного газа ... 179
2.5.1. Исследование фильтрации многокомпонентных углеводородных систем при вытеснении пластового газа сухим ... 179
2.5.2. Исследование компонентоотдачи пласта ... 183
2.5.3. Изучение размеров зоны смеси при вытеснении газа газом ... 199
2.5.4. Математическое описание процесса вытеснения пластовой газоконденсатной смеси сухим газом ... 209

3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ... 225

3.1. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин. Основные причины ухудшения их продуктивности ... 225

3.1.1. Основные причины снижения продуктивности скважин. Понятие скин-эффекта ... 226
3.1.2. Строение прискважинных зон пласта. Ухудшение фильтрационных свойств коллектора в прискважинной зоне пласта ... 229
3.1.3. Снижение продуктивности скважин из-за ухудшения фильтрационных свойств коллектора в прискважинной зоне пласта ... 237
3.1.4. Снижение продуктивности скважин при накоплении ретроградного конденсата в призабойной зоне ... 248
3.2. Математическое моделирование многокомпонентного течения углеводородов в призабойной зоне скважины ... 259
3.2.1. Математическое моделирование фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных смесей ... 260
3.2.2. Изотермическая многофазная многокомпонентная фильтрация газоконденсатных смесей в пористых средах ... 267
3.3. Фильтрация газоконденсатных смесей в призабойных зонах скважин ... 273
3.3.1. Общие закономерности накопления ретроградного конденсата ... 275
3.3.2. Влияние коллекторских свойств на течение газоконденсатных смесей ... 280
3.3.3. Влияние термобарических параметров пласта и начального состава газоконденсатных смесей на накопление конденсата ... 288
3.3.4. Влияние неоднородности коллектора на накопление конденсата в призабойных зонах скважин ... 292
3.3.5. Динамика насыщенности коллектора у забоя скважин после их остановки ... 300
3.3.6. Влияние динамических параметров на процесс фильтрации газоконденсатных смесей ... 302
3.3.7. Приток к скважине подвижной ретроградной жидкости ... 311
3.4. Повышение продуктивности газоконденсатных скважин путем обработки их призабойных зон газом ... 312
3.4.1. Основные принципы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин сухим газом ... 313
3.4.2. Влияние неоднородности пластов на процесс обработки призабойных зон скважин газом ... 340
3.4.3. Промысловый опыт обработки газоконденсатных скважин газом ... 347
3.4.4. Основные положения технологии обработки призабойных зон газоконденсатных скважин сухим газом ... 358
3.4.5. Глубокая газовая репрессия на призабойную зону скважин ... 361
3.5. Повышение продуктивности газоконденсатных скважин путем обработки их призабойных зон жидкими углеводородными растворителями ... 371
3.5.1. Основные принципы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями ... 371
3.5.2. Промысловый опыт обработки газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями ... 395
3.5.3. Основные положения технологии обработки призабойных зон газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями ... 406

4. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ... 408

4.1. Разработка месторождения Медвежье ... 408
4.1.1. Геолого-физическая характеристика месторождения ... 410
4.1.2. Технологическая основа для проектирования ... 415
4.1.3. Технологические и технико-экономические показатели разработки ... 425
4.1.4. Рекомендации по контролю за разработкой ... 431
4.1.5. Технология и техника добычи газа ... 436
4.1.6. Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, подготовке и компримированию газа ... 440
4.2. Разработка Уренгойского месторождения ... 444
4.2.1. Геологическая характеристика сеноманской залежи ... 444
4.2.2. Этапы проектирования ... 446
4.2.3. Состояние разработки. Сопоставление проектных и фактических показателей ... 447
4.2.4. Анализ результатов исследований скважин при стационарном режиме фильтрации. Уточнение продуктивной характеристики "средней" скважины зон УКПГ ... 452
4.2.5. Контроль за разработкой ... 455
4.2.6. Анализ эксплуатации скважин с водо- и пескопроявлениями ... 459
4.2.7. Рекомендации по усовершенствованию технологии подготовки газа к транспорту ... 460
4.2.8. Технологические показатели разработки ... 464
4.3. Разработка Ямбургского месторождения ... 469
4.3.1. Геологическая характеристика сеноманской залежи ... 469
4.3.2. Состояние разработки сеноманской залежи ... 472
4.3.3. Технологические показатели разработки ... 477
4.3.4. Рекомендации по контролю за разработкой ... 481

4.3.5. Технология и техника добычи газа ... 483
4.3.6. Модернизация системы сбора и промысловой подготовки газа в процессе доразработки сеноманской залежи ... 487
4.3.7. Основные выводы по особенностям разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения ... 496

5. ПОВЫШЕНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ... 500

5.1. Метод повышения эффективности извлечения газового конденсата ... 500
5.2. Вытеснение выпавшего конденсата растворителем (эксперимент на Вуктыле) ... 509
5.3. Разработка газоконденсатной залежи с нагнетанием неравновесного газа ... 516
5.3.1. Геолого-промысловая характеристика опытного участка ... 516
5.3.2. Схема подачи газа для площадного вытеснения углеводородов и подготовки продукции к транспорту ... 528
5.3.3. Система контроля за процессом ... 530
5.3.4. Результаты реализации технологии на полигоне в районе УКПГ-8 Вуктыльского месторождения ... 548
5.4. Эксплуатация месторождения в режиме регулятора ... 575
5.4.1. Выбор расчетных вариантов разработки ... 576
5.4.2. Технологические показатели разработки ... 577
5.4.3. Технико-экономическая оценка эксплуатации Вуктыльского НГКМ в режиме хранилища-регулятора ... 581
5.5. Нагнетание сухого газа в обводняющиеся зоны газоконденсатного пласта ... 587
5.6. Повышение газоотдачи путем нагнетания азота в обводняющуюся газовую залежь ... 594
5.6.1. Общие предпосылки воздействия на залежь ... 594
5.6.2. Влияние эффекта выделения растворенного в пластовой воде газа на процесс обводнения сеноманских залежей месторождений Севера Западной Сибири ... 602
5.6.3. Модель фильтрации подошвенных вод в газовую залежь, учитывающая выделение растворенного газа, при значениях газонасыщенности, не достигающих порога подвижности газовой фазы ... 604
5.6.4. Моделирование макронеоднородности коллекторов сеноманских отложений ... 607
5.6.5. Прогнозирование обводнения сеноманской залежи месторождения Медвежье с использованием модели, учитывающей выделение из пластовой воды растворенного газа ... 609
5.6.6. Основные проектные показатели разработки месторождения Медвежье ... 612
5.6.7. Расчетные показатели применения технологии разработки месторождения Медвежье с закачкой азота в пласт ... 614
5.6.8. Обоснование выбора пилотного участка и основные показатели опытной закачки азота ... 627
5.6.9. Экологические аспекты азотной технологии ... 637
5.6.10. Экономическая эффективность закачки азота в пласт на месторождении Медвежье ... 638

Список литературы ... 654

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Тер-Саркисов Рудольф Михайлович

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
Редактор издательства *А.И. Вороновская*
Переплет художника *И.Ф. Филалеева*
Художественный редактор *Н.П. Новикова*
Технические редакторы *Г.В. Лехова, Л.Н. Фомина*
Корректоры *Е.И. Микрякова, Л.Н. Пантелеева*
Операторы *Л.Е. Конькова, М.Г. Чеснокова*
Компьютерная верстка *Е.Б. Рагузина*

Изд. лиц. № 010145 от 24.12.92. Лицензия продлена до 23 декабря 2002 г. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 07.10.99. Формат 70×100$^{1}/_{16}$. Гарнитура "Балтика". Печать офсетная. Усл. печ. л. 53,53. Уч.-изд. л. 59,37. Тираж 1000 экз. Заказ 1232 /4603. Набор выполнен на компьютерной технике.

ОАО "Издательство "Недра"
125047 Москва, пл. Тверская застава, 3

ППП "Типография "Наука" Академиздатцентр РАН
121099 Москва, Шубинский пер., 6