Библиотека СОК

С. Н. Закиров,
Б. Б. Лапук

Проектирование и разработка газовых месторождений

Допущено Министерством высшего
и среднего специального образования СССР
в качестве учебного пособия для студентов вузов,
обучающихся по специальности
«Технология и комплексная механизация разработки
нефтяных и газовых месторождений»

Под общей редакцией проф. Ю. П. КОРОТАЕВА



ИЗДАТЕЛЬСТВО
«НЕДРА»
Москва · 1974

УДК 622.324

Закиров С .Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М., «Недра», 1974. 376 с.

В учебном пособии рассмотрены характерные особенности разработки месторождений природных газов, притока газа к забоям эксплуатационных скважин, приведены основные уравнения теории разработки месторождений газа. Дана характеристика технологических режимов эксплуатации скважин. Рассмотрены факторы, влияющие на систему размещения скважин. Особое внимание уделено влиянию продвижения контурных и подошвенных вод на систему размещения эксплуатационных скважин.

Излагаются методы определения основных показателей разработки газовых месторождений как при газовом, так и при водонапорном режиме. При этом рассмотрены периоды нарастающей и постоянной добычи, а также период падающей добычи газа.

Приводятся методы определения показателей разработки многопластовых месторождений и группы газовых месторождений, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе. Изложены особенности методики проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Показаны последовательность и цели газогидродинамических и технико-экономических расчетов по определению показателей разработки месторождения и обустройства промысла. В заключение изложены методы решения задач, возникающих при анализе разработки газовых месторождений.

Учебное пособие предназначено для студентов нефтяных вузов и факультетов.

Табл. 31, ил. 104, список лит. — 96 назв.

3 $\frac{30802-518}{043\ (01)-74}$ 162—74

© Издательство «Недра», 1974

Введение

Газовая промышленность СССР в настоящее время является важнейшей отраслью народного хозяйства. В различных отраслях промышленности с каждым годом возрастает применение природного газа — наиболее совершенного и дешевого вида топлива. Использование газа повышает эффективность технологических процессов, является важным фактором повышения производительности труда и способствует достижению огромной экономии ресурсов в области материального производства.

Природный газ и конденсат являются ценным сырьем для химической промышленности. Незаменимым становится газ и как бытовое топливо. Широкое применение газа в народном хозяйстве оздоровляет воздушный бассейн крупных городов и промышленных центров страны. Таким образом, газовая промышленность не только представляет для государства важную отрасль экономики, но имеет и большое социальное значение.

На первом этапе своего становления газовая промышленность развивалась одновременно с развитием добычи нефти в направлении использования главным образом попутных газов и в небольших объемах природного газа. В этот период природный газ добывался на небольших по запасам газовых месторождениях Куйбышевской, Оренбургской и Саратовской областей, а также Западной Украины. В 1955 г. запасы природного газа по категориям $A + B + C_1$ составляли менее 500 млрд. м³.

Исключительное значение для развития газовой промышленности имели решения XX съезда КПСС, который определил курс на изменение структуры топливного баланса за счет преимущественного развития добычи нефти и газа как наиболее экономичных видов топлива. С середины 50-х годов газовая промышленность вступила во второй этап своего развития, а в 1956 г. была организационно оформлена как самостоятельная отрасль народного хозяйства с единым централизованным управлением. В августе 1958 г. было принято постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О дальнейшем развитии газовой промышленности и газоснабжения предприятий и городов СССР».

Предпосылками для второго этапа развития газовой промышленности страны явились открытия, сделанные нашими геологами. В этот период вводятся в разработку крупные по запасам газа месторождения Газли (Средняя Азия), Северо-Ставропольское (Ставропольский край), Шебелинское (Украинская ССР), группа газоконденсатных месторождений Краснодарского края. В рассматриваемый период было освоено производство труб диаметром 1020 мм

и соответствующих газоперекачивающих агрегатов и механизмов для сооружения магистральных газопроводов. Направляются мощные потоки газа на Урал и в районы Центра страны. На газовых и газоконденсатных промыслах внедряются новые техника и технологические процессы. Важное значение придается вопросам подготовки газа к дальнему транспорту, извлечению конденсата.

За прошедшие годы в газодобывающей промышленности страны произошли коренные изменения. В табл. 1 приведены данные о росте добычи и производства газа в СССР, красноречиво свидетельствующие о высоких темпах развития газовой промышленности в нашей стране [1]. Достигнутые успехи в газодобывающей промышленности подготовили ее переход к новому этапу развития.

Таблица 1

Добыча и производство газа в СССР

Годы	Млрд. м³	Годы	Млрд. м³
1928	0,3	1963	91,5
1932	1,1	1964	110,2
1937	2,3	1965	129,3
1940	3,4	1966	144,7
1945	3,4	1967	159,2
1950	6,2	1968	170,8
1954	8,8	1969	182,8
1955	10,4	1970	197,9
1956	13,7	1971	212,4
1957	20,2	1972	221,4
1958	29,9	1973	236,0
1959	37,3	1975 *	300—320
1960	47,2	1980 *	500
1961	60,9		
1962	75,2		

* Согласно Директивам XXIV съезда КПСС.

Третий этап развития газовой промышленности приходится на начало 70-х годов. Ближайшая перспектива ее развития определена решениями XXIV съезда КПСС.

Геологические открытия последних лет подготовили сырьевую базу для дальнейшего ускоренного развития газодобывающей промышленности. Речь идет прежде всего об открытии уникальных по запасам газовых и газоконденсатных месторождений — Уренгойского, Медвежьего, Заполярного (Тюменская область), Оренбургского (Оренбургская область), Шатлыкского (Туркменская ССР),

[1] Более подробно вопросы развития газодобывающей промышленности, происшедших в ней технических сдвигов, эффективности применения газа в народном хозяйстве и т. д. рассматриваются в первой главе книги [40], а также в работе [33].

Вуктыльского (Коми АССР) и других. Согласно геологическим данным, прогнозные запасы газа в СССР в настоящее время превышают 90 трлн. м³, разведанные запасы газа по категориям А + В + + C_1 составляют 20 трлн. м³. Разведанные запасы по сопоставимой классификации более чем в два раза превышают запасы газа в США.

Для перспектив развития газодобывающей промышленности будет характерным сооружение крупнейших промыслов и создание мощных магистральных газопроводов. Так, открытие уникальных по запасам и высокопродуктивных газовых месторождений на севере Тюменской области создало возможность проектировать сооружение промыслов с годовой добычей газа на каждом до 100 млрд. м³ и более. Высокопродуктивные пласты дают возможность при диаметре эксплуатационной колонны 194 и 245 мм достигать дебитов в 2—3 млн. м³/сут и более[1]. Новые потоки газа из Тюменской области и Средней Азии направляются в районы Центра по магистральным газопроводам диаметром 1220, 1420 мм и более. На современных газовых промыслах организуется комплексная обработка добываемой из недр продукции: наряду с подготовкой газа к дальнему транспорту из него извлекаются конденсат, элементарная сера, гелий и т. д.

На новом, современном этапе развития газодобывающей промышленности будут повсеместно внедряться автоматизированные системы управления. Это позволит, в частности, на качественно новой основе решать различные вопросы в области управления производством, проектирования, анализа, прогнозирования и регулирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Создание теоретических основ проектирования и разработки месторождений природного газа сыграло немалую роль в развитии газовой промышленности страны. Значение этой научной дисциплины еще больше возрастает на новом этапе развития отрасли. Она вооружает инженерно-технических работников газовой промышленности научно обоснованными методами проектирования, анализа, регулирования и определения перспектив разработки газовых и газоконденсатных месторождений, опирающимися на современные достижения науки и техники.

До настоящего времени учебным пособием для нефтяных вузов по курсу «Теория проектирования и разработки газовых и газоконденсатных месторождений» является книга «Теоретические основы разработки месторождений природных газов» [38], изданная в 1948 г. С тех пор прошло более 25 лет. За это время по вопросам теории и практики разработки газовых и газоконденсатных месторождений опубликовано много работ, в основном в виде журнальных статей. Появление и все расширяющееся применение быстродействующих электронных вычислительных и аналоговых машин позволяет успешно решать многие задачи рациональной разработки газовых и

[1] Испытания в 1968 г. скв. 22 на Уренгойском месторождении с 194-миллиметровой эксплуатационной колонной показали возможность при допустимой депрессии достичь дебита 4,1 млн. м³/сут. Первые эксплуатационные скважины на месторождении Медвежье имели дебит до 2,5 млн. м³/сут.

газоконденсатных месторождений, что было невозможно ранее. Естественно, что назрела необходимость создания нового учебного пособия по теории проектирования и разработки месторождений природного газа. Решению этой трудной задачи и посвящена настоящая книга.

При написании книги авторы использовали многолетний опыт преподавания курса «Теория проектирования и разработки газовых и газоконденсатных месторождений» в Московском институте нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина и результаты научно-исследовательских работ, выполненных авторами на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений и в проблемной лаборатории по добыче, транспорту и физическим методам переработки газов. Использовано также около 600 отечественных и зарубежных литературных источников, из числа которых в «Список литературы», помещенный в конце книги, за недостатком места внесены лишь монографии, брошюры и обзоры.

Чтобы не увеличивать помещенный в конце книги список литературы, авторы вместо ссылок на соответствующие литературные источники оставили в тексте по ходу изложения фамилии ряда исследователей, внесших наиболее ощутимый вклад в решение рассмотренных вопросов.

При чтении книги следует иметь в виду, что там, где это специально не оговаривается, понятия «месторождение» и «залежь» употребляются как синонимы. Это же касается понятий «газовое месторождение» и «газоконденсатное месторождение». При решении ряда вопросов и задач можно не учитывать различий между газовыми и газоконденсатными месторождениями. Вместе с тем особенностям проектирования разработки газоконденсатных месторождений специально посвящается глава X.

При написании учебного пособия по столь широкой, комплексной теме нельзя избегнуть недостатков и упущений. Авторы будут благодарны читателям за критические замечания и пожелания по улучшению книги.

Авторы весьма признательны редактору книги проф. Ю. П. Коротаеву, рецензентам проф. А. П. Телкову, проф. А. Х. Мирзаджанзаде, проф. П. Т. Шмыгле, а также В. Л. Арлазарову, Г. Р. Гуревичу, Г. А. Зотову, Е. В. Левыкину, М. М. Максимову, В. Ф. Перепеличенко, В. В. Савченко, Б. Е. Сомову, В. Ф. Старшову, А. Н. Тимашеву за ценные замечания, высказанные по разным разделам книги.

Авторами совместно написаны: «Введение», §1, 2 главы I; §1, 4, 6 главы II; §1, 4, 6, 10 главы V; §1, 2 главы VI; §1, 2, 3 главы VIII; §1, 2 главы XI; §2, 7 главы XII. В главе IX § 5 и в главе X § 7 написаны В. А. Соколовым. Остальные разделы написаны С. Н. Закировым.

ГЛАВА I

Предмет курса. Развитие теории проектирования и разработки газовых и газоконденсатных месторождений

§ 1. Предмет курса

Под разработкой газовых и газоконденсатных залежей в нашем курсе понимается управление процессами движения в пласте газа и газоконденсата к скважинам с целью добычи газа и конденсата. Такое управление достигается посредством определенной системы разработки залежи.

Под системой разработки газовой (газоконденсатной) залежи понимается размещение необходимого числа эксплуатационных (и нагнетательных), наблюдательных и пьезометрических скважин, порядок ввода их в эксплуатацию и поддержание определенных, допустимых технологических режимов эксплуатации скважин.

Для отделения от газа конденсата и других ценных компонентов и подготовки его к дальнему транспорту применяется соответствующая система обустройства промысла. Система обустройства включает поверхностное оборудование для сбора газа и конденсата, отделения конденсата, очистки газа от механических и других вредных примесей, осушки газа, компримирования и подачи газа потребителю или в магистральный газопровод.

При разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления система обустройства дополняется технологическими линиями для закачки в пласт сухого газа или воды.

Только в условиях социалистической системы хозяйства, когда недра являются общенародной собственностью, возможно широкое применение научно обоснованных методов разработки газовых месторождений.

Вряд ли в наши дни требуется доказывать, что рациональная разработка газовых залежей возможна лишь в том случае, если она осуществляется на научных основах.

Под рациональной системой разработки месторождения природного газа и обустройства промысла понимается такая система, при которой обеспечивается выполнение заданного плановыми органами уровня добычи газа, ценных компонентов и конденсата с наибольшей народнохозяйственной эффективностью (с оптимальными технико-экономическими показателями и коэффициентами газо- и конденсатоотдачи).

При разработке газоконденсатных месторождений для управления процессами движения газоконденсата в пласте может применяться искусственное воздействие на газоконденсатные залежи путем закачки в них сухого газа или воды с целью поддержания в течение определенного периода эксплуатации необходимого уровня пластового давления, а следовательно, сокращения или предотвращения потерь конденсата в пласте [1].

Из сказанного следует, что процессы, происходящие в газовых и газоконденсатных месторождениях и газосборных системах, не протекают стихийно, независимо от воли людей, а управляются ими путем применения той или иной системы разработки залежей и обустройства промыслов. Изложение теории проектирования и разработки газовых и газоконденсатных месторождений, позволяющей осуществить такое управление с наибольшей народнохозяйственной эффективностью, и является предметом данного курса. Вопросы геологии газовых и газоконденсатных месторождений, бурения, технологии и техники эксплуатации скважин и газопромыслового хозяйства выходят за пределы нашего курса и рассматриваются в курсах геологии, бурения газовых скважин, добычи газа. Физические свойства газа, нефти, воды и горных пород, методы определения их также здесь не рассматриваются, поскольку эти вопросы изучаются в курсе физики пласта.

Разработка ряда новых месторождений, представленных малопроницаемыми пластами и содержащих значительные запасы газа, требует бурения большого числа эксплуатационных скважин. С открытием многопластовых газовых месторождений и при широком использовании геофизических и гидродинамических методов исследования пластов и скважин (в частности, при эффективном использовании методов ядерной геофизики) значительно уменьшается соотношение между числом разведочных и эксплуатационных скважин. Значительное влияние на технико-экономические показатели разработки месторождений природного газа оказывает водонапорный режим пласта. В связи с этим повышается значение правильного определения необходимого числа эксплуатационных скважин, рационального размещения газовых скважин на структуре, технологического режима их эксплуатации и других существенных вопросов рациональной разработки газовых месторождений и обустройства газовых промыслов.

Процессы, происходящие в газоносных пластах при их разработке, скрыты от наблюдателя. Представление об этих процессах составляется в результате изучения реакции месторождения на его разработку. При этом единственным источником информации о месторождении и внутрипластовых процессах, происходящих при его разработке, являются сведения, получаемые по разведочным,

---

[1] Поддержание давления путем закачки воды в пласт в ряде случаев возможно и при разработке газовых месторождений. Однако экономическая эффективность такого процесса нуждается в доказательстве.

эксплуатационным, наблюдательным и пьезометрическим скважинам. Задача состоит в том, чтобы на основе получаемого по скважинам ограниченного объема информации составить наиболее полное представление о месторождении в целом и дать прогноз относительно происходящих в нем процессов при осуществлении различных систем разработки.

Если при решении других технических проблем, касающихся работы различных машин, механизмов, летательных аппаратов и т. п., можно испытать многочисленные образцы, постепенно совершенствуя их конструкцию, то при разработке газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений это невозможно. Нельзя на одном и том же пласте применить различные системы разработки, а двух одинаковых пластов в природе нет.

Теория проектирования и разработки месторождений природных газов сложилась и развивается на стыке ряда научных дисциплин — промысловой геологии и геофизики, подземной газогидродинамики, физики пласта, технологии и техники добычи газа и отраслевой экономики. Для анализа процессов, происходящих в газовых и газоконденсатных месторождениях при их разработке, наряду с указанными дисциплинами необходимо знание термодинамики углеводородных смесей, физико-химических особенностей фильтрационных течений, численных методов анализа и т. д. Можно полагать, что в ближайшем будущем роль термодинамики и физико-химии в решении задач рациональной разработки газовых и особенно газоконденсатных месторождений будет возрастать.

Остановимся кратко на роли каждой из указанных дисциплин в теории проектирования и разработки месторождений природного газа.

На основании данных промысловой геологии и геофизики составляются исходные сведения о геологическом строении месторождения и окружающей его пластовой водонапорной системе, о коллекторских свойствах и степени неоднородности пластов, их газонасыщенности, о величине запасов газа и конденсата, о начальных пластовых давлении и температуре и т. д. Основным требованием, предъявляемым к этим дисциплинам теорией проектирования и рациональной разработки месторождений природного газа, является предоставление возможно большей информации о месторождении при высокой степени ее достоверности. Геолого-геофизические сведения о месторождении и пластовой водонапорной системе значительно дополняются результатами проведения комплекса газогидродинамических исследований скважин и пластов. Необходимо со всей основательностью подчеркнуть, что как бы ни были совершенны расчетные методы, точность результатов вычислений не может быть выше точности исходных данных, при которых эти вычисления проводятся.

Велико значение подземной газогидродинамики при проектировании и разработке газовых и газоконденсатных месторождений. К числу задач, решаемых методами подземной газогидродинамики, относятся определение параметров пластов по данным исследований

скважин, расчет продвижения контурных или подошвенных вод, определение потребного числа эксплуатационных (и нагнетательных) скважин и изменения их числа во времени при различных схемах размещения скважин на площади газоносности, нахождение дебитов скважин, пластовых, забойных давлений и температур, определение их изменения во времени и т. д. Получение этих сведений позволяет определить параметры системы обустройства промысла — диаметры шлейфов и коллекторов, параметры схемы подготовки газа к дальнему транспорту и извлечения конденсата, мощность головной компрессорной станции, продолжительность бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации и прочие показатели.

Многие из указанных задач весьма сложны в математическом отношении. Успешное решение их часто оказывается возможным лишь конечно-разностными методами с применением быстродействующих электронных вычислительных машин (ЭВМ) и методов электрогидродинамической аналогии. Учет физико-химических и термодинамических процессов, происходящих в системе пласт — скважины — система обустройства — магистральный газопровод, повышает степень достоверности прогнозных расчетов.

Важное значение при проектировании рациональной системы разработки газовых и газоконденсатных месторождений имеет отраслевая экономика. Газогидродинамические и технологические расчеты проводятся для различных вариантов систем разработки месторождения и обустройства промысла. Только на основе сопоставления технико-экономических показателей всех вариантов разработки можно выбрать наилучший с народнохозяйственной точки зрения.

В последние годы для решения технико-экономических задач все больше применяются методы математического программирования с использованием ЭВМ. Эти методы начинают применяться и для нахождения оптимальных систем разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

На открытие и разведку газовых и газоконденсатных месторождений затрачиваются большие средства. Запасы природных газов представляют всенародное достояние. Поэтому важное значение имеет полнота извлечения из пласта газа и конденсата. Следовательно, при сопоставлении различных систем разработки месторождения и выборе наиболее рационального варианта должное внимание необходимо обращать на достигаемые величины коэффициентов газоотдачи и конденсатоотдачи.

После составления проекта опытно-промышленной эксплуатации, технологической схемы или проекта разработки начинается разработка месторождения. В процессе разработки месторождения получается новая дополнительная информация о строении месторождения, распределении давления в пласте, продвижении контуров водоносности и др. Обработка этой информации и правильная оценка ее значения невозможны без знания теории разработки месторождений природного газа. Без знания этой теории невозможны анализ процессов, происходящих в пластах, и использование полученной инфор-

мации для дальнейшего совершенствования принятой системы разработки, регулирования процесса разработки месторождения и определения ее перспектив.

§ 2. Этапы развития теории проектирования и разработки месторождений природных газов

Развитие теоретических основ проектирования и разработки газовых и газоконденсатных месторождений можно разделить на четыре этапа.

В течение первого этапа, охватывающего дореволюционные годы и первые годы Советской власти, скважины бурили на случайно открытых газовых месторождениях в непосредственной близости от потребителя газа. Бурение последующих скважин проводилось по соседству с предыдущими, без предварительной разведки, в объеме, необходимом для подачи нужного количества газа потребителю. Так разрабатывались открытые в то время небольшие Мельниковское и Мелитопольское газовые месторождения в Ставрополье и месторождение Дагестанские огни.

На смену первому этапу, характеризовавшемуся кустарными методами разработки, пришел второй этап. На этом этапе применялись чисто эмпирические методы разработки газовых месторождений с механическим распространением на них практики разработки нефтяных месторождений, а также методов разработки газовых месторождений США. Наиболее полно и законченно этот второй этап нашел отражение в работе [67]. Исходя из концепции ограниченного радиуса дренирования скважин, И. Н. Стрижов предложил строго равномерное расположение скважин на площади газоносности на расстоянии друг от друга, равном двойному радиусу дренирования. При установлении дебита газовых скважин рекомендовалась эксплуатация их при постоянном «проценте отбора», причем этот процент отбора фетишизировался [1].

И. Н. Стрижов — крупный ученый в области газового и нефтяного дела — обработал огромный материал, характеризующий эксплуатацию большого числа (свыше 70) газовых месторождений США и некоторых других стран. Однако, проведенный И. Н. Стрижовым анализ фактических данных разработки газовых месторождений сводился к чисто статистической их обработке, определению средних величин. Книга И. Н. Стрижова наряду с интересными фактическими данными, ценными и глубокими мыслями содержит и ошибочные положения. Автор ее не учитывал закономерностей фильтрации газа, изложение которых дается в курсах подземной газогидродинамики.

Третий этап характеризуется созданием и внедрением научно обоснованных методов эксплуатации газовых месторождений. Эта работа проводилась в Московском нефтяном институте им. акад. И. М. Губкина. Теоретические (главным образом, газодинамические) основы ее изложены в ряде статей и в книге [38], вышедшей в 1948 г.

На основе полученных результатов наряду с проведением дальнейших теоретических исследований были выполнены и внедрены первые научно обоснованные проекты разработки газовых месторождений треста Куйбышевгаз. Дальнейшее развитие теория разработки газовых месторождений получила в трудах Московского нефтяного института, в исследованиях ВНИИгаза и выполненных им проектах разработки ряда крупных газовых месторождений — Шебелинского, Северо-Ставропольского, Газлинского и др.

---

[1] Под «процентом отбора» понимается отношение в процентах рабочего дебита газовой скважины к дебиту «сполна» открытой скважины, т. е. к дебиту скважины, фонтанирующей в атмосферу. Поддержание постоянного процента отбора отвечает условиям капиталистической системы хозяйства. При частной собственности на землю и ее недра введение режима постоянного процента отбора отвечает интересам владельцев различных участков, расположенных на единой газоносной площади. В условиях социалистической системы хозяйства такое условие отбора нерационально (см. [38]).

В результате научно-исследовательских работ третьего этапа в развитии теории разработки газовых месторождений были достигнуты значительные успехи. Созданы газодинамические методы расчета изменения во времени потребного числа газовых скважин, пластовых, забойных и устьевых давлений, приближенные методы расчета продвижения контурных или подошвенных вод при разработке месторождений в условиях водонапорного режима.

Вместо господствовавшего ранее режима постоянного процента отбора, считавшегося единственно рациональным технологическим режимом эксплуатации газовых скважин, обоснованы и внедрены в практику проектирования новые технологические режимы. К их числу относятся режимы поддержания постоянного максимального допустимого градиента давления на забое скважины или постоянной депрессии при недостаточной устойчивости коллекторов, режим предельного безводного дебита газовых скважин при наличии подошвенной воды.

Исследования фильтрации газа к несовершенным скважинам в условиях нарушения закона Дарси привели к созданию и повсеместному внедрению новой методики обработки и интерпретации результатов исследования газовых скважин. Появились методы исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации газа.

В результате выполнения ряда проектов разработки газовых месторождений накопился значительный опыт комплексного применения методов геологии, геофизики, подземной газогидродинамики и отраслевой экономики. На основе геолого-геофизических исследований устанавливается геологическое строение газовой залежи, составляется представление о пластовой водонапорной системе, возможном режиме газовой залежи. По данным испытания скважин определяются параметры пласта. При помощи газогидродинамических расчетов производится количественная оценка продвижения воды при разработке газовой залежи и определяется падение с течением времени пластового давления.

В результате газогидродинамических расчетов определяется изменение во времени необходимого числа скважин для выполнения плана добычи газа, устанавливается продолжительность периодов бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации и по укрупненным показателям определяются объемы капиталовложений, себестоимость добычи газа, показатель рентабельности, производительность труда и т. д. На основе анализа технико-экономических показателей различных вариантов разработки выбирается наилучший из них.

В начале шестидесятых годов теория проектирования и разработки месторождений природных газов вступает в четвертый этап своего развития. Особенностью этого этапа является комплексное применение в практике проектирования, анализа и определения перспектив разработки газовых и газоконденсатных месторождений методов геологии, геофизики, в том числе ядерной геофизики, подземной газогидродинамики, техники и технологии добычи газа; появляется стремление к использованию возможностей современных быстродействующих электронных вычислительных и аналоговых машин. При этом главной задачей является нахождение при помощи ЭВМ такого варианта разработки газового (газоконденсатного) месторождения и обустройства промысла, который отличался бы оптимальными технико-экономическими показателями.

Характерной особенностью ранних этапов развития теоретических основ разработки газовых месторождений является поиск аналитических решений задач подземной газогидродинамики. Нахождение аналитических решений всегда наталкивалось на большие математические трудности, обусловленные сложным геологическим строением месторождений и нелинейностью дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации газов. В связи с этим полученные аналитические решения лишь приближенно отражали реальную действительность. Приближенность этих решений определяется, с одной стороны, использованием приближенных математических методов и приемов решения соответствующих дифференциальных уравнений, а с другой стороны — тем, что определяющие граничные условия, сложные реальные геолого-промысловые условия коренным образом упрощались путем схематизации. Схематизации подвергались неоднородность пласта, геометрия фильтрационных потоков и т. д. Полученные аналитические решения относились преимущественно к плоскора-

диальной и прямолинейно-параллельной фильтрации газа в однородных пластах. Все это не могло не приводить к существенным различиям между фактическими и запроектированными показателями разработки месторождений.

Современная электронная вычислительная и аналоговая техника создает возможность на качественно новой основе решать задачи проектирования рациональной разработки месторождений и обустройства промыслов. Современные ЭВМ и аналоговые машины позволяют учитывать на стадиях проектирования и анализа разработки месторождений природных газов многообразие природных факторов. Это в свою очередь существенно повышает достоверность получаемых решений геологических, газогидродинамических и технико-экономических задач.

При рассмотрении вопросов, связанных с проектированием, анализом и регулированием разработки месторождений природных газов, приходится исследовать на ЭВМ или аналоговых машинах большое число вариантов. Здесь может оказаться эффективным применение методов математической теории эксперимента. В результате существенно сокращается число исследуемых вариантов.

Для эффективного использования ЭВМ при проектировании разработки месторождений природных газов создаются алгоритмы и серии стандартных программ. Одна стандартная программа, например, предназначается для нахождения оптимального варианта разработки месторождений в условиях газового режима, другая — для проектирования разработки месторождений в условиях водонапорного режима. При этом учитываются неоднородность пласта по коллекторским свойствам, реальные конфигурации залежи и водонапорного бассейна, расположение скважин, их дебиты и т. д. Специальные программы создаются для проектирования разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием давления и на истощение. Построение алгоритмов и создание указанных программ для ЭВМ, а также для целей АСУ является важнейшей задачей в области проектирования и разработки месторождений природных газов. То, что уже сделано в этом отношении, можно рассматривать как первый шаг на пути эффективного использования современных ЭВМ.

Заметим, однако, что сказанное не означает полного отказа от аналитических методов исследования. Ведь главное — это получение не какого-нибудь, а именно самого изящного, самого простого решения. Более того, наиболее эффективное использование математики ожидается от процесса взаимопроникновения аналитической и «машинной» математики. Кроме того, нужно иметь в виду следующее обстоятельство. На разных этапах разведки и разработки месторождения, а следовательно, при разной степени его изученности приходится располагать различным объемом исходной информации. Степень достоверности этой информации может быть различной. Это в значительной степени предопределяет и возможность применения тех или иных методов расчета. При ограниченном объеме информации и недостаточной ее достоверности использование точных методов, в частности численных методов и ЭВМ, может оказаться нецелесообразным. Следует всегда помнить, что число верных знаков в решении прежде всего определяется числом верных знаков в исходных данных.

Здесь мы не рассматриваем результатов конкретных исследований, полученных на четвертом этапе. Эти результаты рассматриваются в последующих главах.

ГЛАВА II

Общие представления о процессах, происходящих в залежах газа при их разработке. Основные уравнения

§ 1. Газовая залежь как единое целое. Понятие об удельных объемах дренирования

На начальных этапах развития теории разработки нефтяных и газовых месторождений существовало представление об ограниченном радиусе действия (влияния) скважин. Из концепции ограниченного радиуса дренирования вытекало, в частности, что газовые скважины необходимо располагать на расстоянии друг от друга, не превышающем двойного радиуса действия скважин, во избежание оставления части газа неизвлеченной. К настоящему времени накоплен обширный промысловый материал, свидетельствующий о несостоятельности этого положения [1]. Если не касаться вопросов о темпах и сроках разработки, о возможных значениях коэффициентов нефте- или газоотдачи, то можно утверждать, что теоретически любое нефтяное или газовое месторождение может быть разработано даже одной скважиной, не говоря уже о системе скважин.

На рис. 1 приведена структурная карта Султангуловского месторождения. На этом месторождении летом 1948 г. по предложению Б. Б. Лапука для исследования особенностей перераспределения пластового давления были остановлены все эксплуатационные скважины. До закрытия скважин было замерено статическое давление на устьях всех эксплуатационных скважин. Затем устьевое давление регулярно замерялось через определенные промежутки времени. Разультаты этих измерений представлены на рис. 2. Здесь по оси ординат отложена величина абсолютного давления на устьях простаивающих скважин, по оси абсцисс — расстояние от разведочной скв. 32к до соответствующих эксплуатационных скважин.

Пониженное давление в центральной зоне определялось тем, что здесь эксплуатировались наиболее продуктивные скважины: 39, 40, 41 и 43. Повышенные отборы газа из центральной зоны обусловили неравномерность распределения пластового давления по площади газоносности. Закрытие скважин привело к перераспределению пластового давления. Газ из периферийных участков стал притекать

[1] Применительно к фильтрации неньютоновских нефтей понятие о радиусе влияния скважины имеет реальное значение (В. Н. Щелкачев, О. Н. Харин, В. Д. Полянин).

в центральную зону. В результате этого давление на периферии падало, а в центральной зоне месторождения повышалось (см. рис. 2).

Отбор газа из газовой залежи приводит к падению давления не только в газоносной, но и в водоносной частях пласта. Об этом свидетельствуют результаты замеров давления или уровней воды в пьезометрических скважинах. Падение же давления в области газоносности приводит к поступлению воды в газовую залежь.

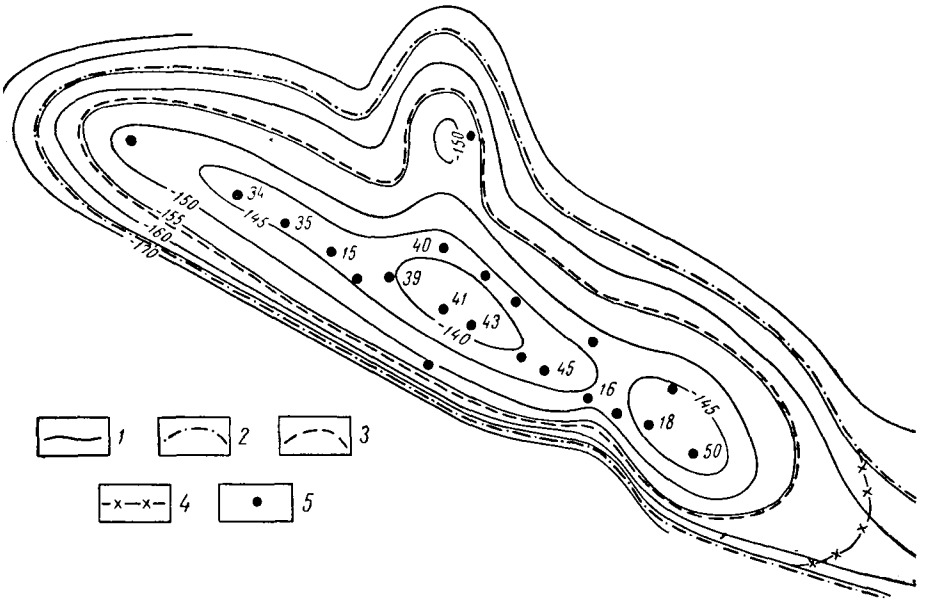


Рис. 1. Структурная карта Султангуловского месторождения:

1 — изогипсы по кровле терригенной свиты (ТС); *2* — контур газоносности по кровле ТС; *3* — контур газоносности по подошве ТС; *4* — восточная граница газоносной площади, принятая при подсчете запасов газа; *5* — эксплуатационные (и наблюдательные) скважины

Если к одному и тому же водоносному бассейну приурочен ряд месторождений природного газа, то в результате разработки происходит их взаимодействие. Так, разработка Угерского газового месторождения (Западная Украина) привела к падению давления на соседнем Бильче-Волицком месторождении еще до того, как из него начали отбирать газ. О том, как велики расстояния, на которые распространяется взаимодействие месторождений, можно судить по данным о разработке нефтяных месторождений Восточный Техас и Хоукинс в США, приуроченных к пласту вудбайн: разработка месторождения Восточный Техас привела к падению давления на 20 кгс/см^2 в удаленном от него на расстояние более 20 км месторождении Хоукинс [45].

Итак, газовая залежь представляет собой единую газодинамическую систему. Газовая залежь вместе с окружающей ее пластовой

водой или группа залежей в единой пластовой водонапорной системе представляют собой единую газогидродинамическую систему. Следовательно, при проектировании, анализе и определении перспектив разработки месторождений природных газов необходимо рассматривать пласт как единое целое.

Вместе с тем в теории проектирования и разработки месторождений природных газов оказывается полезным понятие об удельных

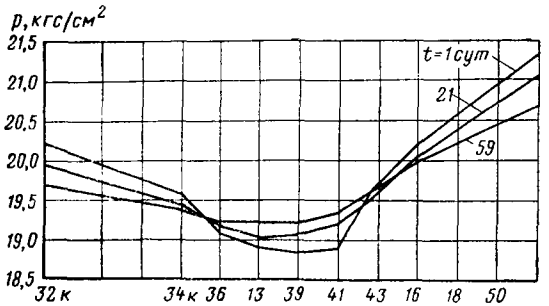


Рис. 2. Профили пластового давления по Султангуловскому месторождению на разные даты после закрытия эксплуатационных скважин (по оси абсцисс указаны номера эксплуатационных скважин)

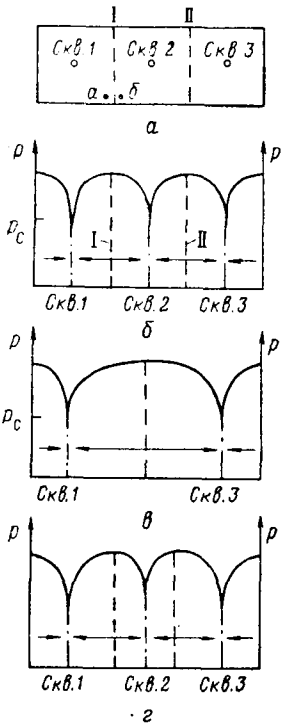


Рис. 3. Схемы профилей давления в пласте при эксплуатации трех (*б*), двух (*в*) равнодебитных и трех (*г*) разнодебитных скважин

объемах дренирования. Это означает, что каждая газовая скважина дренирует как бы свой отдельный газонасыщенный объем пласта. Для примера рассмотрим пласт прямоугольной формы, однородный по коллекторским свойствам и разрабатываемый тремя равнодебитными скважинами. В этом случае в пласте можно выделить две нейтральные линии — *I* и *II* (рис. 3, *а*). Левее линии *I* весь газ, например и из точки *а*, притекает к скв. 1, а правее линии *I*, в том числе и из точки *б*, течет к скв. 2. Следовательно, к каждой скважине газ притекает из соответствующего, своего объема дренирования.

Вводимое понятие об удельных объемах дренирования не противоречит принципу, что газовая залежь представляет единую газогидродинамическую систему. Действительно, пусть распределение давления в рассматриваемом пласте для некоторого момента времени имеет вид, изображенный схематично на рис. 3, *б*. Здесь, как и ранее,

линии *I* и *II* — нейтральные линии. Пусть теперь скв. 2 остановлена. Тогда в пласте начинается процесс перераспределения давления. Через некоторый момент времени распределение давления в пласте будет иметь вид, изображенный на рис. 3, *в*. Отключение скважины привело к перераспределению удельных объемов дренирования. Теперь нейтральная линия, т. е. линия (поверхность), разделяющая соответствующие объемы дренирования, проходит через скв. 2. Если, например, дебит скв. 2 уменьшить, то это также приведет к перераспределению давления в пласте и удельных объемов дренирования (см. рис. 3, *г*). Подобные рассуждения можно было бы продолжить, но даже из этих простых примеров виден смысл понятия об удельных объемах дренирования.

Значение данного понятия велико. Так, это понятие использовано в работах [28, 31] и др. при определении запасов газа, приходящихся на каждую скважину. Суммирование запасов, приходящихся на каждую скважину, позволяет устанавливать величину начальных запасов газа в пласте.

Из дальнейшего изложения будет ясно, что введение понятий о «средней» скважине и об удельных объемах дренирования позволяет эффективно определять показатели разработки месторождения при газовом и водонапорном режимах, а также показатели разработки многопластовых месторождений. Простота соответствующих методов расчета объясняется тем, что при проектировании разработки месторождения системой скважин можно рассматривать неустановившийся приток газа к одной «средней» скважине с некоторым объемом дренирования. Тогда найденные зависимости изменения во времени дебита и забойного давления в такой скважине будут в среднем характеризовать изменение данных показателей по всей системе скважин. Знание зависимости изменения во времени дебита «средней» скважины позволяет установить потребное число скважин на разработку месторождения.

§ 2. Режимы месторождений природных газов

Под режимом газового месторождения понимается характер проявления движущих сил в пласте, обусловливающих приток газа к забоям скважин. Существуют два режима газовых месторождений: газовый и водонапорный.

При газовом режиме приток газа к забоям скважин обусловливается потенциальной энергией давления, под которым находится газ. Газовый режим характеризуется постоянством газонасыщенного объема порового пространства газовой залежи. Это может быть в том случае, когда в процессе разработки контурная или подошвенная вода практически не поступает в газовую залежь или совсем отсутствует.

При водонапорном режиме в процессе разработки в газовую залежь поступает контурная или подошвенная вода. С течением времени это приводит к уменьшению объема порового пространства

газовой залежи. Следовательно, 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.

Довольно часто при разработке месторождений природных газов в условиях водонапорного режима давление вначале 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 иногда к заметному замедлению темпа падения пластового давления. Складывается впечатление, что месторождение вначале разрабатывается при газовом, а затем при водонапорном режиме [1].

Наиболее характерной для газовых месторождений является величина средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления. Физический смысл этого понятия: 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 будет показано в § 4 данной главы, изменение во времени среднего p пластового давления [2] в случае газового режима определяется следующим уравнением:

$$\bar{p}(t) = \left(\frac{p_н}{z_н} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\bar{\alpha}\Omega_н}\right) z(\bar{p}).$$

Здесь $p_н$ — начальное пластовое давление; $Q_{доб}(t)$ — суммарное добытое количество газа ко времени t, приведенное к атмосферному давлению $p_{ат}$ и пластовой температуре $T_{пл}$; $\bar{\alpha}\Omega_н$ — газонасыщенный объем порового пространства залежи; $\bar{\alpha}$ — коэффициент газонасыщенности; $\Omega_н$ — поровый объем залежи; $z_н$ и $z(\bar{p})$ — соответственно коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре $T_{пл}$ и давлениях $p_н$ и $\bar{p}(t)$.

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

[1] Согласно работе А. Х. Мирзаджанзаде, Г. И. Баренблатта, В. М. Ентова, Ю. В. Желтова, Г. Д. Маргулова, Г. В. Рассохина и В. М. Рыжика замедление поступления воды в газовую залежь может быть связано с существованием и проявлением в водоносном пласте предельного градиента давления (в глинизированных коллекторах).

[2] Здесь и в дальнейшем часто для упрощения под средним давлением будем понимать средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства пласта давление.

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 добытого количества 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.

Уменье правильно установить режим месторождения, определить темп продвижения воды в процессе разработки газовой залежи имеет большое значение при проектировании, анализе и определении перспектив разработки газового месторождения. Знание количества поступившей в газовую залежь воды необходимо 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 оказывает непосредственное влияние 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 разработки и обустройства. Однако проявление водонапорного режима приводит и 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 преждевременно обводняться. 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 из обводненной зоны месторождений значительно меньше и в отдельных случаях может снижаться до 50% [1]. 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 регулируется приобщением к дренированию всего вскрытого разреза в скважинах, установлением соответствующих дебитов газовых скважин, бурением дополнительных скважин или закрытием некоторых скважин в зависимости от характера продвижения контурных вод.

Отметим, что 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 [2], величину коэффициента газоотдачи, которые обеспечили бы наилучшие экономические показатели.

---

[1] Подробнее о коэффициенте газоотдачи будет сказано в § 7 настоящей главы.

[2] Система обустройства нефтяных промыслов всегда проектируется 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 еще 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 (рассмотрение этих вопросов выходит за рамки нашей книги). 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 добытом количестве газа $Q^*_{\text{доб}}(t)$ обрабатываются в координатах $\bar{p}(t)/z(\bar{p}) \div Q^*_{\text{доб}}(t)$ (здесь $z(\bar{p})$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении $\bar{p}$ и пластовой температуре; $Q^*_{\text{доб}}(t)$ — суммарное добытое количество 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 $\bar{p}/z(\bar{p})$ начинает замедляться, это свидетельствует о начале заметного поступления воды в залежь (рис. 4).

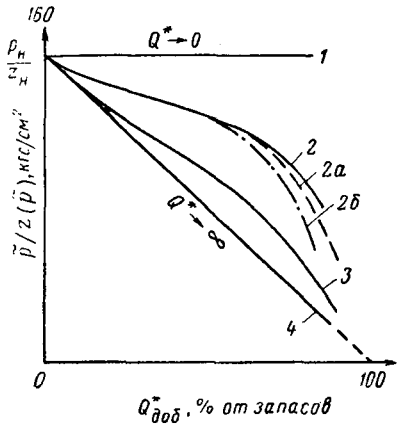


Рис. 4. Примеры зависимостей $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q^*_{\text{доб}}(t)]$ для газовой залежи

1 — при водонапорном режиме и бесконечно малом темпе отбора газа; *2, 3* — при водонапорном режиме и реальных темпах разработки; *4* — при газовом режиме, а также при бесконечно большом темпе разработки залежи в условиях водонапорного режима

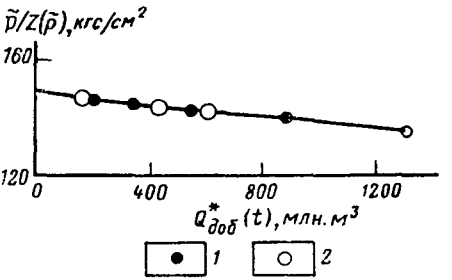


Рис. 5. Зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$ для залежей 2 и 3 в III горизонте Анастасиевско-Троицкого месторождения:

1 — залежь 2; *2* — залежь 3

Прямолинейность зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ в рассматриваемых координатах является необходимым, но не достаточным условием проявления газового режима. Опыт разработки газовых месторождений показывает, что в ряде случаев зависимость $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ может быть прямолинейной и при водонапорном режиме. На рис. 5 приведены зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ для залежей газа 2 и 3 в III горизонте Анастасиевско-Троицкого месторождения (Краснодарский край). Характер данных зависимостей объясняется активным проявлением водонапорного режима. Ф. А. Требин и В. В. Савченко своими исследованиями показали, что для газового месторождения прямолинейность зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ при водонапорном режиме (линия *1*) может быть вызвана изменением темпа (линия *3*) отбора газа (рис. 6).

Для того чтобы достоверно установить, относится ли прямолинейная зависимость $\tilde{p}/z\,(\tilde{p}) = f\,(Q^*_{\text{доб}}(t))$ к газовому или водонапорному режиму, необходимо пользоваться дополнительной информацией о режиме месторождения.

Источниками дополнительной информации о режиме месторождения могут быть следующие [21].

1. Данные об изменении давлений (уровней) в пьезометрических скважинах. Пьезометрические скважины, пробуренные на водоносный пласт, показывают реакцию водоносного бассейна на процесс разработки газовой залежи. Раньше всего и достовернее всего о начале поступления воды в залежь можно судить по пьезометрическим скважинам. Падение давления (уровней) в системе пьезометрических

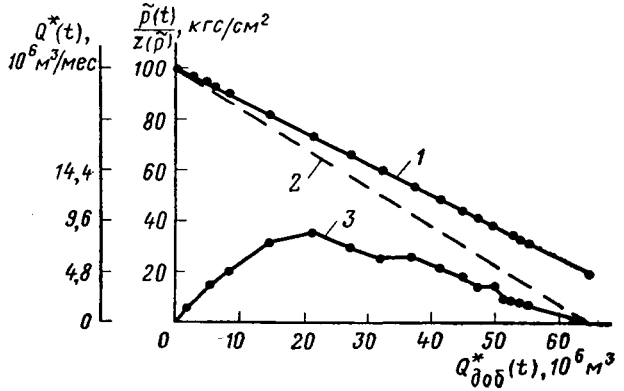


Рис. 6. Изменение отбора газа Q^* из залежи в процессе разработки (*3*) и зависимость $\tilde{p}/z\,(\tilde{p}) = f\,[Q^*_{\text{доб}}(t)]$ для газового (*2*) и водонапорного (*1*) режимов

скважин часто неоспоримо свидетельствует о поступлении воды в залежь.

Данные по пьезометрическим скважинам позволяют также приближенно оценивать на различные моменты времени суммарное количество воды, поступающей в залежь, достаточно близкую по форме к круговой. Использование данных по пьезометрическим скважинам для оценки продвижения воды не требует знания начальных запасов газа в пласте.

Пусть на момент времени t известен объем (геометрический) водоносного пласта $\Omega_в$, в котором снизилось пластовое давление в результате разработки газовой залежи. Тогда количество воды, поступившей в залежь к моменту времени t, согласно теории упругого режима фильтрации [84], выразится в виде:

$$Q_в(t) = \beta^* \Omega_в(t)\,[p_н - \tilde{p}_в(t)]. \qquad (1)$$

Здесь β^* — коэффициент упругоемкости водоносного пласта; $p_н$, $\tilde{p}_в(t)$ — соответственно начальное и текущее среднее пластовое давление в объеме $\Omega_в$ водоносного пласта. Начальное среднее пластовое давление в объеме $\Omega_в$ водоносного пласта можно вычислить на основании карты гидроизопьез.

Для оценки границы $\Omega_в$ в случае залежи, достаточно близкой по форме к круговой, поступаем следующим образом.

Газовую залежь аппроксимируем круговой и определяем эквивалентный радиус залежи $R_з$ из условия $S = \pi R_з^2$ (S — площадь газоносности). Через

пьезометрические скважины проводим нормали к внешней границе реальной залежи. Отсчитываем расстояния от пьезометрических скважин до области газоносности. Пусть для одной из скважин это расстояние равняется a. Тогда в схематизированной постановке расстояние по радиусу до пьезометрической скважины принимается

$$R_{\text{п. с}} = R_{\text{з}} + a.$$

Распределение давления при установившейся плоскорадиальной фильтрации воды дается следующей известной формулой:

$$p = p_{\text{к}} - \frac{p_{\text{к}} - p_{\text{с}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r}.$$

Применительно к рассматриваемому случаю данное уравнение представляется в виде:

$$p_{\text{п. с}} = p_{\text{н}} - \frac{p_{\text{н}} - p_{\text{ГВК}}}{\ln \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{з}}}} \ln \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{п. с}}}.$$

Отсюда определяется расстояние по радиусу до невозмущенной зоны $R_{\text{в}}$ водоносного пласта (там, где давление равняется $p_{\text{н}}$):

$$R_{\text{в}} = R_{\text{з}} \left(\frac{R_{\text{п. с}}}{R_{\text{з}}} \right)^{d};$$

$$d = \frac{p_{\text{н}} - p_{\text{ГВК}}}{p_{\text{п. с}} - p_{\text{ГВК}}}.$$

Здесь $p_{\text{п. с}}$ — давление на забое пьезометрической скважины; $p_{\text{ГВК}}$ — давление на границе раздела газ—вода в интересующий момент времени, определяемое по карте изобар. Карты изобар для газоносной и водоносной зон пласта строятся по давлениям, отнесенным к одной и той же плоскости приведения. На основе расчетов по каждой пьезометрической скважине получается система точек поверхности, ограничивающей объем пласта $\Omega_{\text{в}}$. Использование карты мощности для водоносного пласта позволяет определить $\Omega_{\text{в}}$. Для определения среднего давления $\bar{p}_{\text{в}}(t)$ строится карта изобар для водоносного пласта на тот же момент времени.

В результате указанных построений и расчетов получаются данные, позволяющие по формуле (1) оценить количество воды, поступившей в залежь. Путем проведения подобных расчетов на другие даты можно получить зависимость изменения во времени количества воды, поступающей в газовую залежь.

Точность расчетов существенно зависит от числа и местоположения пьезометрических скважин. Предполагается, что пласты, прослеживающиеся в области газоносности, не выклиниваются в области водоносности.

2. Источником дополнительной информации о режиме пласта являются данные геофизических исследований скважин.

Геофизические методы исследования скважин позволяют проследить за положением границы раздела газ—вода в различные моменты времени, т. е. судить о режиме месторождения. Рассмотрение различных методов ядерной геофизики, применяемых для исследования скважин, показывает, что задача отбивки газоводяного или газонефтяного контактов наиболее просто решается нейтронными методами и в первую очередь при помощи нейтронного гамма-каротажа (НГК), обладающего среди этих методов наибольшим радиусом исследования. Обнадеживающими являются результаты применения импульсных радиоактивных методов.

В результате периодического исследования методом нейтронного гамма-каротажа скважин, вскрывших газоводяной контакт, можно установить величину продвижения контурной воды или подъема подошвенной воды в газовую залежь. Методом НГК, например, был установлен режим Угерского и Бильче-Волицкого месторождений.

Для проведения исследования скважин методом НГК необходимо использовать:

скважины, пробуренные на нижележащие пласты и пересекающие в данной залежи газоводяной контакт;

скважины, пробуренные в водоплавающей части залежи.

Для прослеживания в наблюдательной или работающей скважине при помощи НГК положения контакта газ—вода необходимо, чтобы забой скважины был ниже газоводяного контакта. Глубина забоя скважины (башмака эксплуатационной колонны и искусственного забоя) при оставлении в скважине цементного стакана должна быть на 10—15 м ниже первоначального положения контакта газ—вода, чтобы прибор радиоактивного каротажа можно было спустить не только против газоносной, но и против водоносной части пласта.

3. Естественно, что признаком водонапорного режима является обводнение газовых скважин. Обводняющиеся скважины необходимо тщательно исследовать, чтобы: а) установить непричастность вышезалегающих водоносных пластов к обводнению рассматриваемых скважин; б) определить интервалы притока воды в скважины. Первая задача решается, например, в результате химического анализа поступающей с продукцией скважины воды. Для решения второй задачи используются геофизические методы исследования скважин, поинтервальное опробование пласта и т. д. Необходимо иметь в виду, что обводнение одной или нескольких скважин не всегда свидетельствует об активном проявлении водонапорного режима. Обводнение скважин может произойти по наиболее проницаемым и дренируемым пропласткам, в то время как основные запасы газа еще не охвачены процессом вытеснения водой.

4. В последнее время для контроля стали применять метод наблюдения за ионами хлора в воде, добываемой вместе с газом [43, 63]. В результате обработки данных по обводнению скважин было замечено, что обводнению скважин предшествует резкое увеличение содержания ионов хлора в добываемой воде. Таким образом, наблюдение за ионами хлора в продукции газовых скважин позволяет косвенно судить о проявлении водонапорного режима.

Для наиболее надежного установления режима месторождения необходимо комплексное использование всех отмеченных источников дополнительной информации.

§ 3. Факторы, определяющие характер зависимости приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа

Темпы падения пластового давления в месторождении, особенно при водонапорном режиме, зависят от целого ряда факторов. Это необходимо учитывать не только при определении запасов газа, но

и при проектировании, анализе и регулировании процесса разработки месторождений природных газов.

Для рассмотрения и анализа интересующей нас зависимости отложим на оси абсцисс величину добытого количества газа, а на оси ординат — величину отношения средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства газовой залежи пластового давления к соответствующему значению коэффициента сверхсжимаемости газа (см. рис. 4). Для упрощения будем называть здесь отношение $\bar{p}(t)/z(\bar{p})$ приведенным давлением (не следует смешивать с понятием приведенного давления, обычно применяемым в подземной газогидродинамике). В этих координатах падение приведенного пластового давления в газовой залежи при газовом режиме описывается прямой линией *4*. Линии *1*, *2*, *3* на рис. 4 соответствуют различным характерам проявления водонапорного режима.

При прочих равных условиях продвижение контурных или подошвенных вод (степень восстановления пластового давления) зависит от темпа разработки месторождения. Если падение приведенного давления в газовой залежи происходит при темпе отбора Q_2^* по кривой *2*, а при темпе отбора Q_3^* — по кривой *3*, то $Q_2^* < Q_3^*$. При водонапорном режиме давление в газовой залежи может изменяться незначительно и даже практически оставаться постоянным во времени и равным начальному пластовому давлению $p_н$ в случае очень малой (теоретически — бесконечно малой) величины отбора газа (линия *1*).

Таким образом, возможные зависимости приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{доб}(t))$ при водонапорном режиме лежат в интервале между прямыми *1* и *4*, представленными на рис. 4. Эти прямые являются пределами для зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{доб}(t))$ в случае водонапорного режима. Линия *1* соответствует водонапорному режиму, когда темп отбора газа из залежи бесконечно мал ($Q^* \to 0$). Зависимость $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{доб}(t))$ при водонапорном режиме может характеризоваться линией *4* при больших темпах разработки залежи (условно $Q^* \to \infty$).

Конечные участки кривых падения пластового давления при водонапорном режиме могут быть самые различные и могут, в принципе, пересекать даже линию *4* газового режима [71]. При малых темпах отбора газа (или при снижении темпа разработки) конечная величина обводняемого порового объема газовой залежи возрастает. Это означает, что в обводняемом объеме остается больше газа, причем при большем пластовом давлении. Но повышенное давление в газовой залежи создает возможность и большего отбора газа (с точки зрения допустимых рентабельных отборов газа из месторождения и отдельных скважин [1]). Однако высокие темпы разработки могут приводить к преждевременному обводнению месторождения и скважин по наиболее проницаемым участкам и пропласткам, к оставлению

[1] Об этом будет подробнее сказано при рассмотрении вопроса о газоотдаче месторождений природного газа в § 7 настоящей главы.

целиков газа и т. д. Таким образом, на практике, например, при темпе отбора Q_2^* падение давления может происходить или по кривой *2*, или *2а*, или *2б* (см. рис. 4).

Если водоносный бассейн не имеет области питания (замкнутый бассейн), то давление в залежи падает по кривой *2б*. Если водоносный бассейн имеет область питания, то при прочих равных условиях приведенное давление в газовой залежи изменяется по кривой *2*.

Чем больше проницаемость в области газоносности и водоносности, тем при прочих равных условиях выше темпы продвижения воды в газовую залежь. Пусть две залежи различаются между собой, например, величинами коэффициента проницаемости. Если при коэффициенте проницаемости k_2 приведенное давление падает при

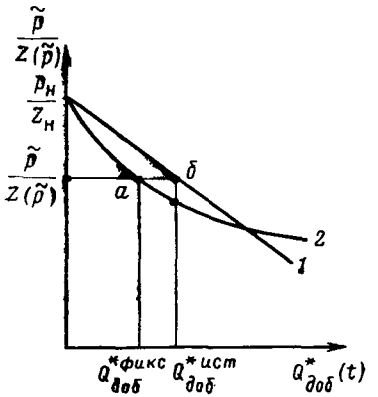


Рис. 7. Влияние неконтролируемых утечек газа на зависимость $p/z\,(\tilde{p}) = f\,[Q^*_{доб}\,(t)]$

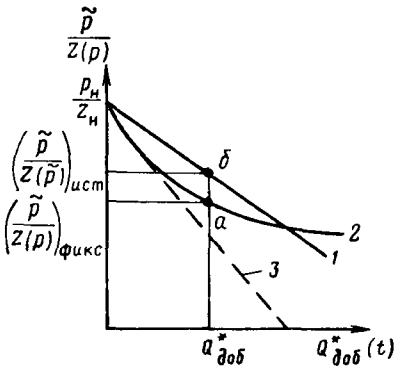


Рис. 8. Влияние неравномерности дренирования продуктивных отложений по мощности на характер зависимости $\tilde{p}/z\,(\tilde{p}) = f[Q^*_{доб}\,(t)]$

водонапорном режиме соответственно по зависимости *2*, а при проницаемости k_3 — по кривой *3* (см. рис. 4), то $k_2 > k_3$.

Примечание. Если согласно § 2 главы XII произвести экстраполяцию начального участка зависимости $\tilde{p}/z\,(\tilde{p}) = f\,[Q_{доб}\,(t)]$ до оси абсцисс (линия *3*), то оценим заниженные начальные запасы газа в пласте.

Помимо коллекторских свойств, на продвижение воды в газовую залежь существенно влияет тектоническое строение водоносного пласта и самого месторождения. Тектонические нарушения могут играть роль фильтрационных экранов, препятствующих поступлению или ограничивающих поступление воды в газовую залежь.

Интерференция месторождений, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе, ускоряет падение пластового давления в газовых залежах вследствие уменьшения поступления воды в залежи.

В ряде случаев зависимость $\tilde{p}/z\,(\tilde{p}) = f\,(Q^*_{доб}\,(t))$ при водонапорном режиме графически может располагаться ниже зависимости $\tilde{p}/z\,(\tilde{p}) = f\,(Q^*_{доб}\,(t))$ для случая газового режима. Первой причиной такого отклонения являются, например, неконтролируемые перетоки

или утечки газа в выше- или нижезалегающие пласты или соседние залежи в процессе разработки рассматриваемой залежи. Пусть линия *1* (рис. 7) характеризует зависимость $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ в случае газового режима при отсутствии утечек (неконтролируемых потерь) газа. Тогда при среднем приведенном давлении $\bar{p}/z(\bar{p})$ зафиксированное на промысле количество добытого газа $Q^{*\text{ фикс}}_{\text{доб}}$ будет меньше суммарного отобранного количества с учетом неконтролируемых потерь газа $Q^{*\text{ ист}}_{\text{доб}}$. Это приведет к получению точки *а* вместо точки *б* в координатах $\bar{p}/z(\bar{p}) \div Q^*_{\text{доб}}(t)$. Следовательно, при наличии потерь зависимость $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ до определенной величины $Q^*_{\text{доб}}(t)$ графически располагается ниже линии *1*. При наличии утечек зависимость $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ может затем занять положение выше линии *1* в связи с проявлением водонапорного режима, прекращением перетоков или изменением направления перетока газа.

Другая возможная причина того, что зависимость $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ может располагаться ниже соответствующей зависимости, справедливой для газового режима, является неравномерность дренирования продуктивных отложений по мощности. Пусть из всего разреза дренированием охвачена часть пропластков. Тогда, останавливая скважины для замера пластового давления, будем фиксировать заниженные значения давления, характеризующие лишь дренируемые пропластки. Следовательно, для добытого количества газа $Q^*_{\text{доб}}(t)$ фиксируем не $(\bar{p}/z(\bar{p}))_{\text{ист}}$, а $(\bar{p}/z(\bar{p}))_{\text{фикс}}$; получаем не точку *б*, а точку *а* (рис. 8 [1]). Аналогичный результат получаем и для других значений добытого количества газа. Пересечение зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ с линией *1* происходит в результате приобщения к разработке недренированных ранее пропластков и проявления водонапорного режима.

Отметим, что, сопоставляя кривые *1* и *2* на рис. 7 и 8, мы, вообще говоря, не располагаем зависимостью *1*.

Фактические данные разработки газовых месторождений и результаты газогидродинамических расчетов показывают, что чем больше начальное пластовое давление и чем меньше начальные запасы газа в пласте, тем (при прочих равных условиях) сильнее влияет проявление водонапорного режима на отклонение зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$ от зависимости для газового режима. При прочих равных условиях водонапорный режим проявляется значительнее при поступлении в залежь подошвенной воды (по сравнению с поступлением в залежь контурной воды).

В практике разработки месторождений природных газов часто наблюдается совместное влияние нескольких отмеченных факторов, определяющих характер зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{дор}}(t))$. Рассмотренные факторы, влияющие на характер зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) =$

[1] Пунктирная линия на рис. 8 указывает на возможность определения заниженной величины начальных запасов газа в пласте (см. § 2 главы XII).

$= f(Q^*_{\text{доб}}(t))$, необходимо учитывать при построении и использовании кривых $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q^*_{\text{доб}}(t))$. Они осложняют применение метода падения среднего пластового давления для подсчета запасов газа, затрудняют получение однозначного ответа при определении режима залежи.

§ 4. Уравнения материального баланса. Дифференциальные уравнения истощения газовой залежи

Уравнение материального баланса для газовой залежи является основой метода определения запасов газа по данным об изменении добытого количества газа и средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления. Та или иная форма записи уравнения материального баланса используется при определении показателей разработки месторождений природного газа в условиях газового или водонапорного режима. Дифференциальные уравнения истощения газовой залежи применяются в расчетах показателей разработки газовых месторождений в период падающей добычи газа и т. д. Приведем вывод этих широко распространенных уравнений.

Согласно принципу материального баланса, начальная масса $M_{\text{н}}$ газа в пласте равняется сумме отобранной массы $M_{\text{доб}}$ газа и оставшейся массы $M_{\text{ост}}$ газа в пласте.

Если обозначить начальный объем порового пространства через $\Omega_{\text{н}}$, а средний для залежи коэффициент газонасыщенности (отношение газонасыщенного объема к общему поровому объему залежи) через $\bar{\alpha}$, то начальная масса газа в залежи до ее разработки будет

$$M_{\text{н}} = \bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}\rho_{\text{н}}.$$

Здесь $\rho_{\text{н}}$ — плотность газа при пластовой температуре и начальном пластовом давлении $p_{\text{н}}$, $\bar{\alpha} = \frac{1}{\Omega_{\text{н}}}\int\limits_{\Omega_{\text{н}}} \alpha d\Omega$; $\alpha = \alpha(x, y)$ — коэффициент газонасыщенности в элементарном поровом объеме пласта $d\Omega$.

Согласно уравнению состояния для реального газа,

$$\rho_{\text{н}} = \rho_{\text{ат}} \frac{p_{\text{н}} z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} z_{\text{н}}},$$

где $\rho_{\text{ат}}$ — плотность газа при пластовой температуре и атмосферном давлении $p_{\text{ат}}$; $z_{\text{н}}$ и $z_{\text{ат}}$ — коэффициенты сверхсжимаемости газа соответственно при начальном пластовом и атмосферном давлениях и пластовой температуре.

Следовательно, начальная масса газа в пласте составляет

$$M_{\text{н}} = \bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}\rho_{\text{ат}} \frac{p_{\text{н}} z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} z_{\text{н}}}. \qquad (1)$$

По мере разработки газовой залежи давление в ней падает. Процесс фильтрации газа с достаточной для практики степенью точности может рассматриваться как изотермический [38]. Поэтому здесь и в дальнейшем будем считать, что пластовая температура в процессе разработки газового месторождения остается неизменной. Тогда к некоторому моменту времени t при средневзвешенном по газонасыщенному объему порового пространства залежи пластовом давлении $\bar{p}(t)$ масса газа в пласте составит величину

$$M_{\text{ост}}(t) = \bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}\rho_{\text{ат}}\frac{\bar{p}(t)\, z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} z(\bar{p})}. \qquad (2)$$

В выражении (2) $z(\bar{p})$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовой температуре и давлении $\bar{p}(t)$.

Пусть изменение отбора газа из залежи во времени определяется функциональной зависимостью $Q = Q(t)$. Тогда за время t суммарная масса отобранного газа будет

$$M_{\text{доб}}(t) = \rho_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}(t) = \rho_{\text{ат}} \int_0^t Q(t)\, dt. \qquad (3)$$

С учетом выражений (1), (2) и (3) уравнение материального баланса для газовой залежи в случае газового режима записывается в виде:

$$\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}} z_{\text{ат}}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}\bar{p}(t)\, z_{\text{ат}}}{z(\bar{p})} + p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}(t). \qquad (4)$$

Здесь $\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}$ — начальный газонасыщенный объем порового пространства в м³; $Q_{\text{доб}}(t) = \int_0^t Q(t)\, dt$ — количество добытого газа на момент времени t в м³, приведенного к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Обычно под $Q_{\text{доб}}(t)$ понимается количество отобранного газа, приведенного к атмосферному давлению и стандартной температуре (20° С). Добытое количество газа, приведенного к стандартным условиям, обозначим $Q^*_{\text{доб}}(t)$. В этом случае уравнение материального баланса принимает вид:

$$\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}} z_{\text{ат}}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}\bar{p}(t)\, z_{\text{ат}}}{z(\bar{p})} + p_{\text{ат}} f Q^*_{\text{доб}}(t). \qquad (5)$$

В уравнении (5) $f = \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}}$ — температурная поправка; $T_{\text{пл}}$ и $T_{\text{ст}}$ — соответственно пластовая и стандартная температуры в К.

Средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства пластовое давление $\bar{p}$, входящее в уравнения (4) и (5), определяется формулой

$$\bar{p} = \frac{1}{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}} \int_{\Omega_{\text{н}}} p\alpha\, d\Omega,$$

где p — среднее давление в элементарном газонасыщенном объеме порового пространства $\alpha d\Omega$ в кгс/см².

Из приведенной формулы следует, что для вычисления текущего фактического среднего пластового давления $\bar{p}$ по промысловым данным необходимо иметь карты равных значений коэффициентов пористости, начальной газонасыщенности и мощности пласта и на соответствующую дату — карту изобар.

При разработке газоконденсатных месторождений в пласте происходят ретроградные процессы. В результате этого в ходе разработки изменяются состав газовой фазы в залежи и коэффициент газонасыщенности. Поэтому при использовании уравнения (4) или (5) применительно к газоконденсатным месторождениям текущий коэффициент сверхсжимаемости газа необходимо определять не только с учетом пластовой температуры и текущего среднего пластового давления, но и изменяющегося состава газа [1]. Величина газонасыщенного объема в правой части уравнений (4) или (5) является переменной вследствие выпадения конденсата в пласте.

Уравнение материального баланса (5) может быть получено в результате интегрирования дифференциального уравнения истощения газовой залежи [38]. И наоборот, из уравнения (5) получим дифференциальное уравнение истощения газовой залежи. Для этого продифференцируем по времени уравнение (5):

$$\frac{dQ^*_{\text{доб}}(t)}{dt} = -\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} f} \cdot \frac{d}{dt}\left[\frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})}\right].$$

С учетом выражения для добытого количества газа получаем следующее искомое уравнение:

$$Q^*(t) = -\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} f} \cdot \frac{d}{dt}\left[\frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})}\right]. \tag{6}$$

В случае идеального газа уравнение материального баланса и дифференциальное уравнение истощения газовой залежи записываются в виде:

$$\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}} = \bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} \bar{p}(t) + p_{\text{ат}} f Q^*_{\text{доб}}(t); \tag{7}$$

$$Q^*(t) = -\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{p_{\text{ат}} f} \cdot \frac{d\bar{p}(t)}{dt}. \tag{8}$$

Из уравнений (6) и (8) следует, что количество отбираемого в единицу времени газа в момент времени t пропорционально скорости (темпу) изменения среднего пластового давления в залежи на тот же момент времени t и наоборот.

При водонапорном режиме газонасыщенный объем порового пространства газовой залежи изменяется во времени. Обозначим текущий газонасыщенный поровый объем газовой залежи через $\bar{\alpha}\Omega(t)$. Тогда на момент времени t масса газа в пласте составит

$$M_{\text{ост}}(t) = \bar{\alpha}\Omega(t)\,\rho_{\text{ат}} \frac{\bar{p}(t)\, z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} z(\bar{p})}, \tag{2а}$$

[1] См. также Г. Р. Рейтенбах. Об уравнении материального баланса для газоконденсатной залежи. — «Газовое дело», 1972, № 12, с. 6—10.

а уравнение материального баланса для газовой залежи соответственно запишется в виде:

$$\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}} z_{\text{ат}}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{\alpha}\Omega(t)\,\bar{p}(t)\,z_{\text{ат}}}{z(\bar{p})} + p_{\text{ат}} f Q^{*}_{\text{доб}}(t). \tag{9}$$

Здесь

$$\bar{p}(t) = \frac{1}{\bar{\alpha}\Omega(t)} \int\limits_{\Omega(t)} p\alpha\, d\Omega.$$

Нетрудно видеть, что дифференциальное уравнение истощения залежи при водонапорном режиме имеет вид:

$$Q^{*}(t) = -\frac{z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} f} \cdot \frac{d}{dt}\left[\frac{\bar{p}(t)\,\bar{\alpha}\Omega(t)}{z(\bar{p})}\right]. \tag{10}$$

Уравнения (9) и (10) получены в предположении, что вода полностью вытесняет газ из обводняемого объема пласта. На самом деле за фронтом вытеснения остается «защемленный» газ.

Наиболее строгая формулировка принципа материального баланса гласит: начальная масса газа в пласте равняется сумме добытой массы газа и массе газа, оставшейся в газонасыщенном и обводненном $M_{\text{обв}}$ объемах пласта.

Так как обводненный объем пласта равен $\Omega_{\text{н}} - \Omega(t)$, то в этом объеме при среднем значении коэффициента остаточной газонасыщенности $\alpha_{\text{ост}}$ находится газ в количестве

$$M_{\text{обв}}(t) = \rho_{\text{ат}}[\Omega_{\text{н}} - \Omega(t)]\,\alpha_{\text{ост}} \frac{\bar{p}_{\text{в}}(t)\,z_{\text{ат}}}{z[\bar{p}_{\text{в}}(t)]\,p_{\text{ат}}}. \tag{11}$$

Следовательно, уравнение материального баланса для газовой залежи в условиях водонапорного режима с учетом неполноты вытеснения газа водой записывается в виде:

$$\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}} z_{\text{ат}}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{\alpha}\Omega(t)\,\bar{p}(t)\,z_{\text{ат}}}{z[\bar{p}(t)]} + p_{\text{ат}} f Q^{*}_{\text{доб}}(t) +$$

$$+ [\Omega_{\text{н}} - \Omega(t)]\,\alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}}) \frac{\bar{p}_{\text{в}}(t)\,z_{\text{ат}}}{z[\bar{p}_{\text{в}}(t)]}. \tag{12}$$

Здесь $\bar{p}_{\text{в}}$ — среднее давление в обводненном объеме пласта; $z(\bar{p}_{\text{в}})$ — коэффициент сверхсжимаемости при $\bar{p}_{\text{в}}$ и $T_{\text{пл}}$; $\alpha_{\text{ост}}$ — отношение защемленного объема газа (при давлении $\bar{p}_{\text{в}}$ и температуре $T_{\text{пл}}$) к общему поровому объему обводненной зоны пласта. По данным лабораторных исследований [71], коэффициент остаточной газонасыщенности зависит от давления в обводненном объеме, что и отражено в уравнении (12).

При среднем значении коэффициента остаточной газонасыщенности $\alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}})$ суммарное количество воды $Q_{\text{в}}(t)$, поступающей в залежь к некоторому моменту времени t, распределится в объеме

$\frac{Q_в(t)}{\bar{\alpha}-\alpha_{ост}(\bar{p}_в)}$. Тогда газонасыщенный объем (внутри контура газ — вода) пласта ко времени t составит

$$\bar{\alpha}\Omega(t)=\bar{\alpha}\left(\Omega_н-\frac{Q_в(t)}{\bar{\alpha}-\alpha_{ост}(\bar{p}_в)}\right). \tag{13}$$

Таким образом, под текущим газонасыщенным объемом в (12) понимается его выражение согласно (13).

Из уравнения материального баланса (12) вытекает следующее дифференциальное уравнение истощения залежи:

$$Q^*(t)=-\frac{z_{ат}}{p_{ат}f}\cdot\frac{d}{dt}\left[\frac{\bar{\alpha}\Omega(t)\,\bar{p}(t)}{z(\bar{p})}\right]-\frac{z_{ат}}{p_{ат}f}\frac{d}{dt}\left\{\alpha_{ост}(\bar{p}_в)[\Omega_н-\Omega(t)]\frac{\bar{p}_в(t)}{z(\bar{p}_в)}\right\}. \tag{14}$$

Уравнения (12) и (14) (с учетом (13)) более строгие, чем соответствующие уравнения (9) и (10). Принципиальных затруднений для использования (12), (14) и (13) при определении показателей разработки газовых месторождений в условиях водонапорного режима не имеется [71]. Однако использование указанных формул приводит к усложнению методики расчетов, что объясняется необходимостью определения величины $\bar{p}_в(t)$ и изменения значения коэффициента остаточной газонасыщенности. Кроме того, при анализе фактических данных затрудняется определение зависимости $\bar{p}_в=\bar{p}_в(t)$. Расчеты значительно упрощаются, если в (12) принять

$$\bar{p}_в(t)\approx\bar{p}(t). \tag{15}$$

Условие (15) характеризует допущение о том, что газ защемляется при давлении, равном среднему пластовому давлению в залежи, и изменение коэффициента остаточной газонасыщенности определяется изменением во времени среднего пластового давления. В этом случае из (12) с учетом (15) получаем [1]

$$\bar{p}(t)=\frac{z[\bar{p}(t)]\left(\frac{p_н\bar{\alpha}\Omega_н}{z_н}-p_{ат}Q_{доб}(t)\right)}{\bar{\alpha}\Omega(t)+[\Omega_н-\Omega(t)]\,\alpha_{ост}}, \tag{16}$$

или с учетом (13)

$$\bar{p}(t)=\frac{z[\bar{p}(t)]}{\bar{\alpha}\Omega_н-Q_в(t)}\left(\frac{p_н\bar{\alpha}\Omega_н}{z_н}-p_{ат}Q_{доб}(t)\right). \tag{17}$$

Соответствующее дифференциальное уравнение истощения газовой залежи записывается в виде (10), при этом $\bar{\alpha}\Omega(t)=\bar{\alpha}\Omega_н-Q_в(t)$.

[1] Значение коэффициента $z_{ат}$ близко к единице [26]. Поэтому здесь и в дальнейшем для простоты принимаем $z_{ат}=1$. Примем здесь и в дальнейшем, что дебиты, отборы и т. д. приведены к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Важность полученных частных уравнений (17) и (10) состоит в том, что для использования их благодаря допущению (15) не требуется знание трудно определяемой величины $\alpha_{ост}$ для обводненной зоны пласта и установления зависимости ее изменения во времени.

Заметим, что при определении коэффициентов начальной газонасыщенности необходимо иметь в виду возможность присутствия в пласте остаточной нефти. Так, по данным А. Г. Дурмишьяна, в зависимости от условий формирования газоконденсатных залежей значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности могут достигать десятков процентов.

Проведенные в последние годы, в основном лабораторные, исследования обнаружили влияние следующих факторов на особенности фильтрации газа в пласте: сорбционных процессов [49 и др.]; деформации скелета горных пород при снижении пластового давления в залежи [18, 53]; наличия остаточной нефти в пласте.

Уравнение материального баланса для залежи в условиях газового режима при учете десорбции газа в процессе снижения пластового давления может быть записано в виде:

$$\frac{\bar{\alpha}\Omega_{н}p_{н}}{z_{н}} = \frac{\bar{\alpha}\Omega_{н}\bar{p}(t)}{z(\bar{p})} + p_{ат}Q_{доб}(t) - p_{ат}Q_{д}(t). \qquad (18)$$

Здесь $Q_{д}(t)$ — суммарное количество десорбированного газа ко времени t, приведенное к $p_{ат}$ и $T_{пл}$, в м³.

Опубликованные в литературе сведения относительно адсорбции и десорбции газа пористой средой при существующих способах интерпретации результатов экспериментальных исследований малопригодны применительно к уравнению (18). Для наших целей наиболее подходящими являются результаты исследований А. М. Кулиева, А. И. Алиева и Э. В. Григоряна (1971) по адсорбционной способности образца породы по отношению к сухому газу. Содержание метана в газе составило 93%. Адсорбция проводилась при повышении давления до 20 кгс/см². После этого проводилась десорбция при снижении давления до атмосферного.

Обработка результатов указанных экспериментов показала, что

$$a = \frac{p}{0{,}098p + 0{,}41}, \qquad (19)$$

где a — количество газа в см³/г, адсорбированного на поверхности образца породы массой 1 г.

При давлении более 3 кгс/см² формула (19) дает отклонение от экспериментальных данных не более чем на 7,9%.

Таким образом, можем записать, что

$$Q_{д}(t) = \frac{\Omega_{п}\rho_{п}}{10^{6}}\left(a_{н} - \frac{\bar{p}(t)}{0{,}098\bar{p}(t) + 0{,}41}\right). \qquad (20)$$

Здесь $\Omega_{п}$ — геометрический объем залежи в м³; $\rho_{п}$ — плотность породы в г/м³; $a_{н}$ — количество газа, адсорбированного на поверхности образца породы массой 1 г при начальном давлении $p_{н}$ в см³/г.

Для примера рассмотрим гипотетическую залежь с площадью газоносности 50 км², мощностью 100 м и коэффициентом пористости, равным 0,3. Коллектором является песчаник с $\rho_{п} = 2{,}3$ г/см³; $p_{н} = 100$ кгс/см².

Результаты расчетов по формулам (18) и (20) при отмеченных исходных данных показывают, что зависимость $\frac{\bar{p}}{z(\bar{p})} = f[Q_{доб}(t)]$ при десорбции

располагается выше аналогичной зависимости без учета десорбции газа. Для принятых условий определяем начальные запасы, которые получаются на 8% больше запасов, подсчитанных без учета явления десорбции. Этот процент может быть и иным. В рассмотренном примере он оказался завышенным. При наличии связанной воды количество адсорбированного газа будет меньше полученного в результате расчетов по формуле (20). Кроме того, принято, что уравнение (19) справедливо для бо́льших давлений, чем в проведенных экспериментах, которые следует рассматривать пока как частные.

При оценке влияния деформации пласта на характер изменения приведенного среднего пластового давления в процессе разработки залежи уравнение материального баланса записывается в виде (при принятии $\tilde{\alpha} = 1$):

$$\frac{\tilde{p}(t)}{z(\tilde{p})} \exp\left[-a_m (p_н - \tilde{p}(t))\right] = \frac{p_н}{z_н} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\Omega_н}, \qquad (21)$$

где a_m — коэффициент сжимаемости пор в 1/(кгс/см²).

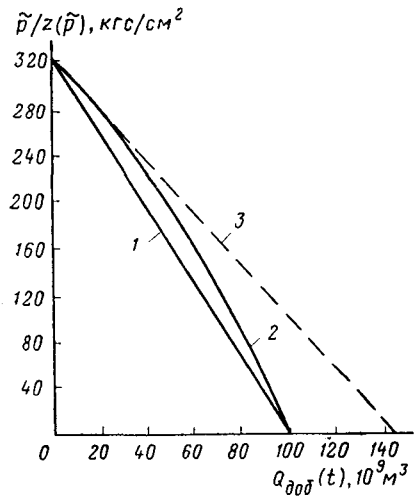


Рис. 9. Зависимости $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$ для деформируемого (*2*) и недеформируемого (*1*) коллекторов при одинаковых запасах газа в залежи

Примечание. Если согласно § 2 гл. XII произвести экстраполяцию начального участка зависимости $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$ до оси абсцисс (линия *3*), то оцениваем завышенные начальные запасы газа в пласте

Уравнение (21) следует из принятия экспоненциального характера изменения коэффициента пористости при снижении давления [53], т. е. когда

$$m = m_0 \exp\left[-a_m (p_н - \tilde{p}(t))\right].$$

Здесь m_0 — коэффициент пористости при давлении $p_н$.

Для примера рассмотрим пласт с начальными запасами газа $Q_{зап} = 100$ млрд. м³ при $p_н = 300$ кгс/см². Содержание метана в газе 98%, пластовая температура равняется 50° С. Согласно [53], для гранулярных коллекторов принято $a_m = 10^{-4}$ 1/кгс/см², а для трещиноватых $a_m = 10^{-3}$ 1/(кгс/см²).

Результаты расчетов для условий трещиноватого коллектора приведены на рис. 9. Вследствие деформации пласта зависимость $\frac{\tilde{p}}{z(\tilde{p})} = f(Q_{доб}(t))$ (линия *2*) располагается выше соответствующей зависимости при отсутствии деформации (линия *1*), что объясняется уменьшением во времени порового объема залежи. При $\tilde{p} = 0$ линии *1* и *2* сходятся в одну точку, так как независимо от того, является ли пласт деформируемым или нет, добытое количество газа к моменту, когда $\tilde{p} = 0$, должно равняться начальным запасам газа в пласте. Отметим, что зависимости приведенного среднего пластового давления от добытого

количества газа для месторождений Чирен (БНР) и Битковского аналогичны зависимости *2* на рис. 9.

Если по начальным точкам линии *2* попытаться определить начальные запасы газа в пласте (линия *3*), то они окажутся завышенными (для рассматриваемого трещиноватого пласта) на 45%. Для гранулярного коллектора это завышение составляет около 5%.

В кернах, полученных из целого ряда месторождений природного газа, обнаружена нефть. В этой нефти растворен газ. При снижении давления нефть будет дегазироваться.

Примем для упрощения, что растворимость газа в остаточной нефти подчиняется закону Генри[1]. Тогда уравнение материального баланса с учетом выделения из нефти газа и при пренебрежении усадкой нефти представится в виде (18). Суммарное количество газа, выделившегося из нефти к моменту времени t, приведенное к $p_{ат}$ и $T_{пл}$, будет

$$Q_д(t) = \bar{\alpha}_{нн}\Omega_н\gamma\,[p_н - \bar{p}(t)]. \qquad (22)$$

Здесь $\bar{\alpha}_{нн}$ — среднее для залежи значение коэффициента нефтенасыщенности; γ — коэффициент растворимости в $м^3/м^3 \cdot (кгс/см^2)$.

В примере расчета было принято $\bar{\alpha}_{нн} = 0{,}16$; $p_н = 420$ кгс/см²; $\gamma = 0{,}438$ $м^3/м^3 \cdot (кгс/см^2)$.

Результаты расчетов по формулам (18) и (22) показывают, что вследствие дегазации нефти зависимость $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q_{доб}(t))$ располагается выше соответствующей зависимости при отсутствии остаточной нефтенасыщенности. В рассматриваемом примере дегазация увеличивает начальные запасы газа в пласте на 9,3%.

§ 5. Дифференциальные уравнения неустановившейся фильтрации газа в пористой среде

При проектировании, анализе и определении перспектив разработки газовых и газоконденсатных месторождений требуется определять изменение во времени необходимого числа эксплуатационных и нагнетательных скважин, дебитов газовых и расходов нагнетательных скважин, пластовых, забойных, устьевых давлений и температур, продвижение во времени контурных или подошвенных вод, изменение количества и состава выпадающего в пласте и добываемого конденсата и другие показатели.

Процессы, происходящие в пласте при разработке месторождений природных газов, описываются дифференциальными уравнениями в частных производных. Для определения показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений с учетом неоднородности пласта по коллекторским свойствам, произвольного расположения разнодебитных скважин, неравномерности продвижения границы раздела газ—вода и т. д. необходимо интегрирование дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации газа, воды и конденсата при соответствующих начальных и граничных условиях. При этом особую важность в теории разработки газовых месторождений имеет дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации газа.

Коллекторы природного газа характеризуются неоднородностью, изменчивостью параметров пласта. Мощность продуктивных отложений по площади газовой залежи может изменяться в очень широких пределах. Коэффициенты проницаемости и пористости пласта претерпевают значительные изменения по мощности и по площади газовой залежи.

Лабораторные и промысловые исследования показывают зависимость коэффициентов проницаемости и пористости от изменения горного (пластового)

---

[1] При наличии соответствующих экспериментальных данных коэффициент растворимости в уравнении (22) принимается зависящим от давления, т. е. $\gamma = \gamma(p)$ [13].

давления [2, 4, 18, 21, 53]. Согласно этим исследованиям, коэффициент проницаемости при снижении давления может уменьшаться до 50% и более по сравнению с коэффициентом проницаемости при начальном пластовом давлении.

При значительном пластовом давлении начинают проявляться и влиять на показатели разработки отклонения свойств реальных газов от законов идеального газа [23, 26, 53]. Учет реальных свойств природных газов приводит к необходимости вводить в уравнение состояния для газа коэффициент сверхсжимаемости. Реальные свойства газов проявляются и в том, что коэффициент динамической вязкости газа изменяется с изменением давления.

Теория и практика разработки месторождений природного газа показывают, что отмеченные факторы могут оказывать большое влияние на процессы, происходящие в продуктивных пластах при разработке месторождения. В связи с этим рассмотрим вывод дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации реального газа в неоднородной по коллекторским свойствам, деформируемой пористой среде. При решении задач разработки месторождений природных газов обычно рассматривают двумерные дифференциальные уравнения. Использование этих уравнений связано со значительными трудностями определения зависимостей изменения параметров пласта в направлениях по x, y и z, т. е. построения трехмерной модели пласта. Исследование же ряда трехмерных задач можно свести к «набору» двумерных задач — к рассмотрению двумерных задач неустановившейся фильтрации, например, в каждом отдельном пласте, пропластке и т. д. Поэтому приведем вывод искомого уравнения для двумерного случая.

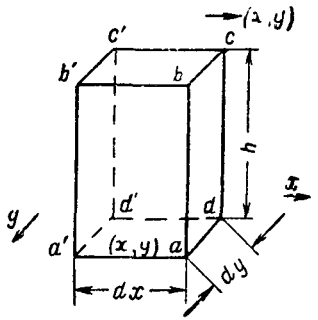


Рис. 10. Элементарный объем пласта

В газоносном пласте переменной мощности выделим элементарный объем $dx\,dy\,h\,(x, y)$. Здесь $h\,(x, y)$ — значение мощности пласта в точке с координатами x и y (рис. 10).

Рассуждая обычным образом [42, 50, 83], получаем, что через грань $a'b'c'd'$ за время dt втекает масса газа, равная

$$\left[\rho u h\,(x, y)\,dy - \frac{1}{2}\,dx\,\frac{\partial\,[\rho u h\,(x, y)]}{\partial x}\,dy\right]dt. \tag{1}$$

За это же время через грань $abcd$ вытекает масса газа

$$\left[\rho u h\,(x, y)\,dy + \frac{1}{2}\,dx\,\frac{\partial\,[\rho u h\,(x, y)]}{\partial x}\,dy\right]dt. \tag{2}$$

Изменение массы газа в элементе $dx\,dy\,h\,(x, y)$ за время dt составляет

$$-\frac{\partial}{\partial x}\,[\rho u h\,(x, y)]\,dx\,dy\,dt. \tag{3}$$

Аналогично этому изменение массы газа за то же время в элементе $dx\,dy\,h\,(x, y)$ за счет фильтрации газа вдоль оси $0y$ равно

$$-\frac{\partial}{\partial y}\,[\rho v h\,(x, y)]\,dx\,dy\,dt. \tag{4}$$

Суммарное изменение массы газа в элементе пласта $dx\,dy\,h\,(x, y)$ за время dt составляет

$$-\frac{\partial}{\partial x}\,[\rho u h\,(x, y)]\,dx\,dy\,dt - \frac{\partial}{\partial y}\,[\rho v h\,(x, y)]\,dx\,dy\,dt. \tag{5}$$

Здесь u и v — компоненты вектора скорости фильтрации в точке пласта с координатами x и y вдоль осей ox и oy соответственно.

В газонасыщенном поровом объеме рассматриваемого элемента масса газа равна

$$\rho\alpha m\,(x,\,y)\,h\,(x,\,y)\,dx\,dy$$

(m — коэффициент пористости в точке пласта с координатами x и y).

Темп ее изменения во времени составляет

$$h\,(x,\,y)\,dx\,dy\,\frac{\partial\,(\rho\alpha m)}{\partial t}.$$

За время dt изменение массы газа в элементе $dx\ dy\ h\,(x,\,y)$ равно

$$h\,(x,\,y)\,dx\,dy\,\frac{\partial\,(\rho\alpha m)}{\partial t}\,dt. \tag{6}$$

Приравнивая (5) и (6), получаем уравнение неразрывности для фильтрационного потока в пласте переменной мощности:

$$\frac{\partial}{\partial x}\,[\rho u h\,(x,\,y)]+\frac{\partial}{\partial y}\,[\rho v h\,(x,\,y)]+h\,(x,\,y)\,\frac{\partial\,(\rho\alpha m)}{\partial t}=0. \tag{7}$$

Если в точке пласта с координатами x и y при давлении p и коэффициенте газонасыщенности α величину коэффициента проницаемости обозначим через $k\,(x,\,y,\,p)$, а коэффициента динамической вязкости газа— $\mu\,(p)$, то выражения для проекций вектора скорости фильтрации, согласно закону Дарси, запишутся в виде:

$$u=-\frac{k\,(x,\,y,\,p)}{\mu\,(p)}\cdot\frac{\partial p}{\partial x},\quad v=-\frac{k\,(x,\,y,\,p)}{\mu\,(p)}\cdot\frac{\partial p}{\partial y}. \tag{8}$$

Уравнение состояния для реального газа дается следующим соотношением:

$$\rho=\rho_{ат}\cdot\frac{p}{z\,(p)\,p_{ат}}. \tag{9}$$

Значения коэффициента динамической вязкости газа $\mu\,(p)$, плотности газа $\rho_{ат}$ и коэффициента сверхсжимаемости газа $z\,(p)$ вычисляются при пластовой температуре.

Подставляя (8) и (9) в (7) и принимая коэффициенты пористости и газонасыщенности неизменными во времени, получаем

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k\,(x,\,y,\,p)\,h\,(x,\,y)}{\mu\,(p)\,z\,(p)}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k\,(x,\,y,\,p)\,h\,(x,\,y)}{\mu\,(p)\,z\,(p)}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2\alpha\,(x,\,y)\,m\,(x,\,y)\,h\,(x,\,y)\,\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{p}{z\,(p)}\right]. \tag{10}$$

Дифференциальное уравнение (10) описывает процесс неустановившейся фильтрации реального газа в реальной неоднородной по коллекторским свойствам пористой среде. Уравнение (10) является нелинейным дифференциальным уравнением параболического типа.

При выводе уравнения (10) принято, что скорость фильтрации неизменна вдоль мощности пласта, и при ее определении, согласно (8), учитывается величина коэффициента начальной газонасыщенности (используются коэффициенты фазовой проницаемости для газа). Кроме того, принято, что коэффициент газонасыщенности не изменяется в процессе разработки залежи. Проведенные специальные исследования подтверждают это (М. Т. Абасов, О. Б. Качалов и др.). Коэффициент газонасыщенности увеличивается достаточно быстро до единицы в призабойной зоне пласта (осушка призабойной зоны) [1]. В пласте за пределами

[1] Согласно исследованиям О. Б. Качалова, в зависимости от соотношения пластовых давления и температуры могут происходить независимо и попеременно процессы испарения и конденсации, конденсации и испарения и т. д.

призабойной зоны изменением коэффициента газонасыщенности во времени можно пренебречь.

В частном случае из (10) имеем, что неустановившаяся фильтрация идеального газа ($\mu = \text{const}$, $z = 1$) в неоднородной по коллекторским свойствам, недеформируемой пористой среде описывается следующим уравнением:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[k(x, y)\, h(x, y)\, \frac{\partial p^2}{\partial y}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[k(x, y)\, h(x, y)\, \frac{\partial p^2}{\partial y}\right] =$$

$$= 2\alpha(x, y)\, m(x, y)\, h(x, y)\, \mu \frac{\partial p}{\partial t}. \qquad (11)$$

Рассмотрение фильтрации реального газа в однородной деформируемой пористой среде сводится к необходимости решения уравнения

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(p)}{\mu(p)\, z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(p)}{\mu(p)\, z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial y}\right] = 2\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{\alpha m(p)\, p}{z(p)}\right]. \qquad (12)$$

Аналогично из (10) можно получить дифференциальные уравнения для других частных случаев.

Дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации идеального газа в однородной по коллекторским свойствам пористой среде записывается в виде:

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial y^2} = \frac{2\alpha m \mu}{k} \cdot \frac{\partial p}{\partial t}. \qquad (12а)$$

В литературе это уравнение (при $\alpha = 1$) в честь его автора часто называется уравнением Л. С. Лейбензона.

Необходимость введения в дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации коэффициента газонасыщенности проиллюстрируем на следующем примере.

Пусть показатели разработки газовой залежи определяются в условиях водонапорного режима. Требуется найти, например, решение уравнения (10) и следующего дифференциального уравнения теории упругого режима фильтрации:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x, y)\, h(x, y)}{\mu_в} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x, y)\, h(x, y)}{\mu_в} \cdot \frac{\partial p}{\partial y}\right] = \beta^*(x, y)\, h(x, y) \frac{\partial p}{\partial t} \qquad (13)$$

при соответствующих начальных и граничных условиях (на них пока не останавливаемся).

Для определения положения границы раздела газ—вода используется следующее уравнение движения:

$$m(x, y)\left[\alpha(x, y) - \alpha_{ост}(x, y)\right] \frac{\partial l}{\partial t} = -\frac{k(x, y, p)}{\mu(p)} \cdot \frac{\partial p}{\partial n}\bigg|_{\Gamma-0} \qquad (14)$$

или

$$m(x, y)\left[\alpha(x, y) - \alpha_{ост}(x, y)\right] \frac{\partial l}{\partial t} = -\frac{k_в(x, y, p)}{\mu_в} \cdot \frac{\partial p}{\partial n}\bigg|_{\Gamma+0}. \qquad (15)$$

В приведенных уравнениях $\mu_в$ — коэффициент динамической вязкости воды при пластовой температуре; β^* — коэффициент объемной упругоемкости водоносного пласта; Γ — подвижная граница раздела газ—вода; индексы -0 и $+0$ характеризуют соответствующие величины и параметры вблизи границы раздела со стороны областей газоносности и водоносности соответственно; $k_в$ — фазовая проницаемость для воды в обводненной зоне пласта; l — вектор-функция, по направлению совпадающая с направлением нормали n к границе Γ.

Рассмотрение примера показывает, что написание закона движения границы раздела газ—вода в виде (14) или (15) было бы затруднительно, если бы коэф-

фициент начальной газонасыщенности не входил в дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации газа.

Остановимся еще на одном обстоятельстве.

Дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации упругой жидкости в однородной упругой пористой среде получено В. Н. Щелкачевым и имеет вид:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 p}{\partial y^2}=\frac{\beta^* \mu_в}{k}\cdot\frac{\partial p}{\partial t}\,. \tag{16}$$

Здесь $\beta^* = m\beta_ж + \beta_с$; $\beta_ж$, $\beta_с$ — коэффициенты объемной упругости жидкости и пористой среды соответственно. Величина коэффициента β^* численно равна изменению упругого запаса жидкости в единице объема пласта при изменении пластового давления на 1 кгс/см^2.

Сопоставление уравнений (12а) и (16) показывает, что при фильтрации газа аналогом коэффициента β^* является величина $\frac{\alpha m}{p}$. В. Н. Щелкачев показал, что при фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде величина коэффициента β^* имеет порядок 10^{-5} 1/(кгс/см^2). При фильтрации газа аналог величины коэффициента β^* имеет порядок $10^{-2} \div 10^{-3}$ 1/(кгс/см^2), т. е. примерно на два порядка выше величины коэффициента β^* для жидкости, что объясняется большой упругостью газа. Упругость газа на несколько порядков выше упругости пористой среды. Этим объясняется то, что при выводе дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации газа не учитывается зависимость коэффициента пористости от давления (для гранулярных коллекторов).

Иногда решение интересных для практики задач получается в результате интегрирования дифференциальных уравнений с источниками и стоками.

Предположим, что изменение массы газа в элементарном объеме $h\,(x,\ y)\,dx\,dy$ происходит как вследствие разности втекающих и вытекающих масс газа, так и вследствие отбора (закачки) газа в количестве q_* (в пересчете на единицу объема пласта). В этом случае изменение массы газа, с одной стороны, равняется выражению (5), а с другой стороны, — изменение массы газа за время dt в объеме $h\,(x,\ y)\,dx\ dy$ составляет

$$h\,(x,\ y)\,dx\,dy\,\frac{\partial\,(\rho\alpha m)}{\partial t}\,dt+q_*\cdot h\,(x,\ y)\,dx\,dy\,dt,$$

или окончательно имеем уравнение неразрывности фильтрационного потока в пласте переменной мощности при наличии системы источников:

$$\frac{\partial}{\partial x}[\rho u h\,(x,\ y)]+\frac{\partial}{\partial y}[\rho v h\,(x,\ y)]+h\,(x,\ y)\,\frac{\partial\,(\rho\alpha m)}{\partial t}-q_*\,(x,\ y)\,h\,(x,\ y)=0. \tag{17}$$

В уравнении (17) q_* — масса газа, вытекающего в единицу времени из единицы объема пласта через точечные источники.

Подставив выражения для компонент вектора скорости фильтрации (8) и уравнение состояния газа (9) в (17), получим искомое дифференциальное уравнение (при учете, что отношение $\frac{q_*}{\rho_{ат}}$ равняется объемному расходу Q):

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k\,(x,\ y,\ p)\,h\,(x,\ y)}{\mu\,(p)\,z\,(p)}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k\,(x,\ y,\ p)\,h\,(x,y)}{\mu\,(p)\,z\,(p)}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2\alpha\,(x,\ y)\,m\,(x,\ y)\,h\,(x,\ y)\,\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{p}{z\,(p)}\right]+2Qh\,(x,\ y)\,p_{ат}. \tag{18}$$

Здесь Q — объемный расход газа из единицы объема пласта в единицу времени, приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Впервые понятие источников (стоков) в дифференциальные уравнения фильтрации введено Л. С. Лейбензоном. Примеры интегрирования дифференциальных уравнений с источниками (стоками) можно найти в работах [15 и др.].

Приведенный вывод дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации газа основан на допущении о справедливости закона Дарси по всему пласту. Нами получено дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления. Проведенные на ЭВМ расчеты подтвердили принимавшееся ранее допущение о приуроченности области нарушения закона Дарси к призабойной зоне с радиусом не больше величины мощности пласта. Такая ситуация, имеющая место при неустановившемся притоке газа к скважинам, позволяет изучать особенности распределения и перераспределения пластового давления в результате интегрирования уравнения (10) или (11) и т. д.

Для определения, например, забойных давлений в скважинах используется известный факт квазиустановившегося характера течения газа в призабойной зоне пласта.

§ 6. Особенности притока газа к забоям скважин

Скважина является одним из важнейших элементов системы разработки месторождений природных газов. Из скважин добывают газ и конденсат. Скважины являются каналами связи с пластом, через которые осуществляется регулирование процессов, происходящих при разработке месторождений. В результате исследований скважин, наблюдения за их показателями эксплуатации добывается информация о параметрах призабойной зоны, газоносного и водоносного пластов и о процессах, происходящих в залежах газа при их разработке.

По назначению скважины можно подразделить на эксплуатационные, нагнетательные, наблюдательные и пьезометрические.

Разведочные скважины бурят для изучения особенностей геологического строения залежи и окружающей ее пластовой водонапорной системы, определения продуктивности и параметров пластов. Этими скважинами оконтуривают месторождение. По данным их опробования устанавливают наличие или отсутствие нефтяной оторочки, ее промышленное значение. Конструкции разведочных скважин должны позволять перевод их в одну из отмеченных выше категорий скважин.

Эксплуатационные и нагнетательные скважины предназначены для управления процессами, происходящими в пласте при разработке месторождений природных газов, для добычи газа и конденсата. Всестороннее и периодическое исследование этих скважин дополняет наши представления о месторождении. Сведения, получаемые при эксплуатации этих скважин, дают информацию о параметрах пласта, тектоническом строении залежи и водоносного пласта, активности водонапорного бассейна и т. д.

Наблюдательные и пьезометрические скважины используются для контроля за процессами, происходящими в залежи. Наблюдательными будем называть скважины, пробуренные в области газоносности, а пьезометрическими — пробуренные за внешним контуром газоносности (в области водоносности). Результаты исследования этих скважин дополняют сведения о коллекторских свойствах пластов. Наблюдения за такими скважинами дают информацию об изменении

по площади и во времени пластовых давлений в областях газо- и водоносности, о режиме месторождения и позволяют следить за продвижением воды в газовые залежи. В последнее время рекомендуется бурить «эксплуатационно-наблюдательные» скважины. Для таких скважин при нормальной их эксплуатации планируется специальное время на проведение исследований, в частности время на длительные замеры давления.

В данном параграфе основное внимание уделяется особенностям притока газа к эксплуатационным скважинам. Другим категориям скважин будет уделено внимание ниже.

Первая особенность, свойственная притоку газа к скважине, — нарушение линейного закона фильтрации, обусловленное высокими скоростями фильтрации газа в призабойной зоне пласта. Дебит нефтяной скважины в 100 м³/сут считается достаточно высоким. Для газовой скважины за высокий может быть принят дебит в 1 млн. м³/сут. Пусть пластовое давление составляет 150 кгс/см², а забойное — 100 кгс/см². Тогда дебит газа, приведенный к забойному давлению, будет 10 000 м³/сут, т. е. скорость фильтрации газа в рассматриваемом случае вблизи забоя скважины на два порядка выше скорости фильтрации нефти.

Нарушение линейного закона фильтрации приводит к двучленному уравнению притока газа к скважине. В случае идеального газа это уравнение для некоторого момента времени t записывается в виде [8, 23, 31]:

$$p_k^2(t) - p_c^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t), \qquad (1)$$

где $p_k(t)$ — пластовое давление в районе данной скважины на тот же момент времени; $p_c(t)$ — забойное давление в скважине в момент времени t; A и B — коэффициенты фильтрационных сопротивлений; $q(t)$ — дебит скважины в момент времени t, приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Под пластовым давлением в районе некоторой скважины будем понимать такое давление, которое установится на забое скважины в результате ее длительного простаивания. При разработке месторождений природных газов образуется общая депрессионная «воронка» той или иной «глубины». Она всегда осложнена локальными депрессионными «воронками», образующимися в процессе эксплуатации отдельных скважин. Поэтому под длительным простаиванием скважины понимается время, необходимое для выравнивания депрессионной воронки в районе рассматриваемой скважины (локальной депрессионной воронки).

Уравнение (1) справедливо для установившегося фильтрационного течения. Поэтому его можно использовать для любого момента времени при условии, что к этому моменту уже закончились процессы перераспределения пластового давления, вызванные существенным изменением дебита скважины. (Об учете реальных свойств газа в уравнении притока газа к скважине будет сказано в § 4 главы V)

Другая отличительная особенность притока газа к скважине — искривление линий тока. Это искривление происходит из-за несовершенства скважин по характеру вскрытия, а если скважина частично вскрывает продуктивный пласт, — то и вследствие несовершенства скважины по степени вскрытия. Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия влияет на величины коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B в уравнении притока газа к скважине (1). Коэффициенты A и B определяются в результате интерпретации данных исследования скважины при установившихся режимах фильтрации [8, 23, 24, 31], а следовательно, с учетом в общем случае двойного несовершенства скважины. Вместе с тем отметим, что представление сложного фильтрационного течения к скважине как суммы элементарных потоков привело к получению формул, позволяющих раскрыть структуру коэффициентов A и B.

Следующая особенность притока газа к скважине связана с фильтрацией газоконденсата.

При разработке газоконденсатных месторождений, даже с поддержанием пластового давления, забойные давления по скважинам $p_{с\,i}$ меньше давления начала конденсации $p_{нк}$ или начального пластового давления [1] $p_н$ ($p_{с\,i} < p_{нк}$, или $p_{с\,i} < p_н$).

Следовательно, приток газоконденсатной смеси к скважине сопровождается выпадением конденсата в призабойной зоне пласта. В начальные моменты времени происходит процесс накопления конденсата в пласте. Затем, после достижения равновесной насыщенности, конденсат начинает поступать к забою скважины. Выпадение конденсата в призабойной зоне пласта приводит к изменению во времени фильтрационных сопротивлений A и B в уравнении (1) (М. Т. Абасов, З. С. Алиев, Ю. П. Коротаев, А. М. Кулиев и др.). Вопрос об изменении конденсатонасыщенности в призабойной зоне пласта достаточно исследован (М. Т. Абасов, З. М. Ахмедов, А. Х. Мирзаджанзаде и др.).

С двухфазной фильтрацией приходится иметь дело и при обводнении газовых скважин вследствие образования конусов и продвижения воды в виде языка по наиболее дренируемому пропластку. Двухфазная фильтрация наблюдается при поступлении в скважину газа и воды из переходной зоны. Затем в скважину поступают газ — из необводненной части пласта — и вода — из обводненного пропластка.

При эксплуатации скважин, вскрывших рыхлые, неустойчивые коллекторы, дебиты скважин приходится ограничивать, чтобы не допустить разрушения призабойной зоны пласта, выноса частиц породы и осложнения процесса эксплуатации скважины — образования песчаной пробки и эрозии оборудования. Опыт разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края показывает, что при обводнении скважин даже достаточно устойчивые коллекторы начинают «плыть» [56]. Следовательно, обводнение скважин приво-

[1] Если начальное пластовое давление больше давления начала конденсации или равно ему.

дит к необходимости снижения допустимых депрессий на пласт для предотвращения разрушения призабойной зоны скважин.

При формировании месторождений природных газов газ оттеснял воду за пределы ловушки. При этом газ неполностью вытеснял воду из порового пространства, и формировалась остаточная водонасыщенность. Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что при притоке газа к скважинам призабойная зона пласта довольно быстро осушается в процессе падения давления.

Отмеченные ранее факторы приводят к увеличению коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B в уравнении (1), к ухудшению продуктивной характеристики скважин. Осушка же призабойной зоны сопровождается увеличением продуктивности скважин. А. А. Литвинов, А. К. Шевченко и О. А. Бабенко предлагают искусственно осушать призабойную зону пласта для увеличения продуктивности газовых скважин.

Разработка месторождений природных газов сопровождается падением во времени пластового и забойного давлений. Это приводит к деформации пласта. Лабораторные и промысловые исследования указывают на изменение (уменьшение) коэффициентов пористости и проницаемости пласта со снижением пластового давления. При этом наиболее существенно (до 50% и более) изменяется коэффициент проницаемости. Естественно, что в наибольшей степени указанные параметры изменяются в призабойной зоне пласта.

Изменение пластового, а следовательно, забойного давления приводит к проявлению влияния реальных свойств газа, например, на дебит скважины. Так, некоторые оценочные расчеты, приведенные в работе [38], показывают, что при неучете отклонения реальных газов от закона Бойля—Мариотта и изменения их вязкости вследствие изменения давления ошибки прогнозирования дебитов колеблются в пределах 10—16% для метана и 23—28% для природного газа некоторого состава [38], причем вычисленные значения дебитов оказываются завышенными.

При проходке скважин вода из промывочного раствора проникает в призабойную зону пласта, продуктивные отложения глинизируются. Аналогичные осложнения наблюдаются при глушении эксплуатационных скважин перед проведением, например, капитального ремонта, работ по интенсификации и т. д. Хотя в дальнейшем призабойная зона и очищается от шлама, глинистой корки и осушается, но какое-то время все это влияет на особенности притока газа к скважине, на ее производительность. При разрушении и выносе глинистой корки продуктивность скважин существенно возрастает. Разная степень глинизации продуктивных пропластков определяет разновременность приобщения их к эксплуатации, неравномерность дренирования продуктивных отложений по мощности. Всех этих условий нельзя не учитывать при исследовании скважин, при проектировании, анализе и определении перспектив разработки месторождений природных газов.

К особенностям притока газа к скважине относятся также значительные потери давления в призабойной зоне пласта. Для примера приведем табл. 2, где показаны потери давления в процентах на разных безразмерных расстояниях $r^* = \frac{r}{R_c}$ (R_c — радиус скважины) от оси скважины при стационарной фильтрации газа по закону Дарси [38].

Таблица 2

Потери давления (в процентах) на разных расстояниях от оси скважины при фильтрации газа по закону Дарси

r^*	$\varepsilon=0$			$\varepsilon=0{,}3$			$\varepsilon=0{,}6$			$\varepsilon=0{,}9$		
	$R_к^*$			$R_к^*$			$R_к^*$			$R_к^*$		
	2500	7500	15 000	2500	7500	15 000	2500	7500	15 000	2500	7500	15 000
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	29,8	27,9	26,8	16,0	14,4	13,5	11,4	10,1	9,3	9,3	8,2	7,6
5	45,4	42,5	40,9	32,4	29,2	27,8	25,3	22,4	20,9	21,6	18,8	17,5
10	53,2	50,8	48,9	38,3	37,6	36,4	35,4	31,1	29,1	30,5	26,8	24,9
100	78,7	71,9	68,2	70,1	64,0	61,7	64,6	57,7	54,1	60,4	52,9	49,2
500	88,1	83,5	80,4	84,9	78,9	74,9	83,0	74,4	69,9	80,7	70,7	65,8
1 000	94,0	87,8	84,8	92,2	85,2	80,3	90,4	81,2	76,6	88,8	78,3	72,3
5 000	—	97,7	94,1	—	97,0	92,3	—	96,3	90,7	—	95,7	89,3
7 500	—	100	96,3	—	100	95,2	—	100	94,2	—	100	93,1
10 000	—	—	97,7	—	—	97,1	—	—	96,4	—	—	95,7
15 000	—	—	100	—	—	100	—	—	100	—	—	100

Условные обозначения: $\varepsilon=\frac{p_c}{p_к}$ (p_c — забойное давление, $p_к$ — давление на расстоянии $R_к$); $R_к^*=\frac{R_к}{R_c}$.

Из таблицы следует, что наибольшее падение давления наблюдается непосредственно около скважины. Так, при расстоянии между скважинами 1500 м и $\varepsilon = 0{,}9$ на преодоление фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта радиусом 10 м расходуется 52,9% общих потерь давления, причем 18,8% этих потерь приходятся на призабойную зону радиусом 0,4 м.

С увеличением депрессии на пласт (характеризуемой величиной ε) потери давления вблизи скважины возрастают. Так, при тех же расстояниях между скважинами (1500 м), но при $\varepsilon = 0$ (что означает $p_c = 0$) на призабойную зону пласта радиусом 10 м приходится 71,9% общих потерь давления против 52,9% при $\varepsilon = 0{,}9$.

Изменение расстояния между скважинами при неизменной депрессии не оказывает большого влияния на распределение потерь давления в пласте. Например, при увеличении расстояния между скважинами с 500 до 1500 м, т. е. в 3 раза, доля потерь давления

от общих потерь, приходящаяся на призабойную зону радиусом 10 м, снижается с 60,4 до 52,9% (при $\varepsilon = 0{,}9$). В условиях несовершенной скважины, нарушения закона Дарси и нестационарного притока газа к скважине соответствующая доля общих потерь давления, приходящаяся на призабойную зону пласта, возрастает.

Б. Б. Лапук показал, что процесс фильтрации газа в пласте является практически изотермическим [38]. Однако в призабойной зоне пласта вследствие падения давления может происходить и снижение температуры за счет эффекта Джоуля—Томсона. Поэтому приток газа к скважине может сопровождаться образованием гидратов в призабойной зоне пласта, когда пластовая температура невысокая. Так, пластовая температура месторождения Мессояхи (Красноярский край) близка к температуре образования гидратов.

На особенности притока газа к скважине влияет и качество цементирования. Различные механические свойства продуктивных отложений по мощности определяют профиль, в частности, забоя скважины. Это означает, что толщина цементного кольца с глубиной изменяется. Следовательно, в результате перфорации получается разная сообщаемость скважины с продуктивными пропластками. Аналогичное явление наблюдается и при неконцентричном расположении эксплуатационной колонны в стволе скважины. Некачественное цементирование может привести к опасности образования грифонов, к неконтролируемым утечкам газа в выше- или нижезалегающие горизонты.

Отмеченные здесь особенности притока газа к скважинам необходимо учитывать при эксплуатации, при интерпретации результатов исследования их. Конструкции забоев скважин, параметры пласта и призабойной зоны и их изменение во времени определяют продуктивные характеристики скважин, а следовательно, и необходимое число скважин для разработки месторождения. Особенности притока газа к скважинам необходимо учитывать при выборе и обосновании методов интенсификации добычи газа, которые воздействуют именно на призабойную зону пласта.

Чем больше дебиты скважин, тем выше эффективность разработки месторождений природных газов. Скважины — весьма дорогостоящие сооружения. Этим, например, и объясняется необходимость и целесообразность сооружения в высокопродуктивных отложениях месторождений севера Тюменской области сверхмощных эксплуатационных скважин, т. е. скважин увеличенных диаметра и производительности. Заметим, что сам по себе диаметр скважины мало влияет на величину дебита, но оказывает существенное влияние на пропускную способность скважин (НКТ).

§ 7. Газоотдача при разработке месторождений природных газов

До недавнего времени для подсчета запасов газа и конденсата при проектировании и анализе разработки месторождений природных газов коэффициент газоотдачи принимался равным единице или

близким к единице. Считалось, что потери газа в пласте зависят в основном от величины конечного пластового давления и соответственно от величины минимального рентабельного отбора из месторождения (дебитов скважин). Этот фактор, естественно, необходимо учитывать при определении коэффициента газоотдачи.

Если экономически оправданной является разработка некоторого месторождения до конечного пластового давления $\bar{p}_{кон}$, то извлекаемые запасы газа из пласта составят

$$Q_{изв} = \frac{\bar{\alpha}\Omega_н p_н}{z_н p_{ат}} - \frac{\bar{\alpha}\Omega_н \bar{p}_{кон}}{z(\bar{p}_{кон})\, p_{ат}}. \qquad (1)$$

Тогда конечный коэффициент газоотдачи, равный отношению извлекаемых запасов к начальным запасам газа $Q_{зап}$, с учетом уравнения (1) составит

$$\beta_к = 1 - \frac{\bar{p}_{кон} z_н}{p_н z(\bar{p}_{кон})}. \qquad (2)$$

Определение коэффициента газоотдачи по формуле (2) возможно, если режим месторождения газовый.

В ряде случаев допустимое конечное давление в пласте определялось, например, исходя из условия достижения атмосферного давления на устьях скважин [43]. С. С. Гацулаев и В. Ф. Канашук рекомендуют срок окончания разработки месторождения, а следовательно, и конечное допустимое давление определять по результатам технико-экономических расчетов. Окончание разработки приходится на момент, когда в пункте потребления себестоимость добычи и транспорта газа становится равной себестоимости добычи и транспорта замыкающего топлива (каменного угля) [1].

Из рассмотрения формулы (2), теории и практики разработки месторождений природных газов следует, что коэффициент газоотдачи зависит от глубины залегания и продуктивной характеристики месторождения, темпа отбора газа, расстояния до потребителя, необходимого давления для подачи газа потребителю и других факторов.

На основе анализа экстраполированных и реальных данных по разработанным месторождениям приводятся различные возможные величины коэффициента газоотдачи. Так, А. Л. Козлов считает, что при благоприятных геологических условиях (выдержанность пластов, хорошие коллекторские свойства и др.) и начальных пластовых давлениях выше 50 кгс/см^2 можно ожидать коэффициент газоотдачи около 0,97. Для месторождений с сильной неоднородностью пластов, со сложным геологическим строением, низкими пластовыми давлениями коэффициент газоотдачи составляет 0,7÷0,8 и т. д.

[1] И. С. Тышляр, Г. В. Акульничева, М. М. Хош, В. Ф. Канашук и И. А. Леонтьев для сопоставления рассматривают приведенные затраты на добычу, транспорт и распределение угля и текущие издержки по этим категориям на эксплуатируемом месторождении газа.

В случае газового режима М. А. Жданов и Г. Т. Юдин коэффициент газоотдачи рекомендуют принимать равным 0,9÷0,95, а при водонапорном режиме — 0,8. Приведенные и другие средние величины коэффициента газоотдачи можно рассматривать лишь как ориентировочные, так как каждое месторождение характеризуется только ему присущими особенностями.

Большинство месторождений природных газов приурочено к различным по активности водонапорным системам. При разработке подобных месторождений происходит продвижение контурных или подошвенных вод в газонасыщенную область пласта.

Лабораторными и промысловыми (геофизическими) исследованиями последних лет установлено, что газ неполностью вытесняется водой (или вода газом — при создании подземных хранилищ в водоносных пластах). Работы в этом направлении выполнены М. Т. Абасовым, Л. Б. Булавиновым, А. С. Великовским, Д. Джефеном, Д. Катцем, Р. М. Кондратом, В. Н. Мартосом, О. Ф. Худяковым и многими другими исследователями. Достаточно подробные сведения об отечественных и зарубежных исследованиях по вопросам газоотдачи приводятся в работах [43, 59, 71, 79, 81].

Обобщение и анализ проведенных к настоящему времени исследований позволяют выявить влияние различных факторов на коэффициент газоотдачи при вытеснении газа водой. Приводимые ниже выводы относятся к газоотдаче естественных и искусственных кернов.

1. Коэффициент газоотдачи тем больше, чем больше начальная газонасыщенность керна α, чем больше коэффициент пористости и меньше коэффициент проницаемости. Однако зависимость коэффициента газоотдачи от коэффициента проницаемости несущественна. Зависимость же коэффициента газоотдачи от первых двух параметров может быть прослежена по следующей приближенной формуле, полученной А. И. Ширковским по данным обработки лабораторных экспериментов:

$$\beta = 1{,}415\sqrt{\alpha m}. \qquad (3)$$

2. Коэффициент газоотдачи мало зависит от соотношения коэффициентов вязкости воды и газа и от величины поверхностного натяжения на границе фаз (при разных температурах).

3. Коэффициент газоотдачи практически не зависит от давлений, при которых проводились опыты (неизменных во время опыта), и скорости вытеснения газа водой.

4. Газоотдача в значительной мере определяется капиллярными процессами, происходящими при вытеснении газа водой. Лабораторные эксперименты показывают, что коэффициенты газоотдачи и остаточной объемной газонасыщенности при капиллярном вытеснении газа водой сравнимы с их значениями при гидродинамическом вытеснении. Следовательно, величина коэффициента газоотдачи в обводненном объеме пласта определяется капиллярными процессами при вытеснении газа водой. Это объясняется и тем, что скорости капиллярной пропитки часто значительно превосходят скорости

вытеснения газа водой при разработке месторождений природных газов.

5. Коэффициент газоотдачи определяется степенью неоднородности пористой среды по коллекторским свойствам. Применительно к месторождениям природных газов можно сказать, что чем больше микро- и макронеоднородность пласта, тем меньше коэффициент газоотдачи обводненного объема пласта.

6. Коэффициент газоотдачи зависит от величины конечного давления в обводненном объеме пласта. Чем меньше конечное пластовое давление в обводненном объеме пласта, тем больше коэффициент газоотдачи.

В результате лабораторных экспериментов оказалось, что газоотдача для обводненных газонасыщенных кернов составляет от 50 до 90%.

На основе приближенных газогидродинамических расчетов некоторые исследователи делают вывод о целесообразности разработки месторождений природных газов при повышенных отборах газа, так как при меньшем давлении в обводняемом объеме пласта остается «защемленным» меньшее количество газа. Аналогичные выводы делают и другие исследователи на основе анализа результатов лабораторных экспериментов на кернах [79].

Однако перенесение выводов, справедливых для однородных по коллекторским свойствам пластов или для кернов, на разработку реальных месторождений вызывает возражения. Опыт разработки ряда отечественных газовых месторождений показывает избирательный характер обводнения продуктивных пластов и скважин. В значительной мере это определяется неоднородностью пласта по коллекторским свойствам и неравномерным дренированием пластов по мощности. Если в этих случаях увеличивать отбор газа из месторождения, это может усугубить избирательный характер обводнения пластов и скважин. Для месторождений, сложенных трещиновато-пористыми породами, при обосновании темпа разработки необходимо учитывать возможную величину коэффициента газоотдачи.

Влияние отмеченных факторов по-разному сказывается на реальных величинах коэффициента газоотдачи по разрабатываемым месторождениям. На месторождениях Куйбышевской и Оренбургской областей достигнутые текущие коэффициенты газоотдачи колеблются от 0,777 до 0,97 (по залежам терригенной свиты) и от 0,566 до 0,979 (по залежам калиновской свиты) [27]. Ожидаемые величины коэффициентов конечной газоотдачи по месторождениям Краснодарского края колеблются в пределах $0{,}6 \div 0{,}8$ [59, 81]. По месторождениям Нижнего Поволжья ожидаемые значения конечного коэффициента газоотдачи составляют $0{,}48 \div 0{,}89$ и т. д.

Большинство авторов, публикующих данные о фактических величинах коэффициента газоотдачи газовых месторождений, склонны в основном к объяснению низких его значений защемлением газа при внедрении воды в залежь в процессе разработки. Казалось бы, приведенные величины коэффициента газоотдачи кернов в 50—90%

подтверждают сказанное. Однако описанные в работе [71] исследования приводят к несколько иной качественной оценке достигаемых в процессе разработки значений коэффициента газоотдачи.

В работе [71] изложены результаты лабораторных исследований поведения защемленного газа при снижении давления в обводненной модели пласта. Необходимость этих исследований объясняется тем, что при водонапорном режиме давление в обводненных частях пласта в процессе разработки газовой залежи снижается.

Модель пласта представляла собой толстостенную стальную колонну длиной 2440 мм и внутренним диаметром 96 мм. В качестве пористой среды использовалась смесь промытого и просушенного клинского кварцевого песка с размерами зерен менее 0,25 мм и маршалита (92% песка и 8% маршалита) [1]. Абсолютная пористость модели равна 38%, коэффициент проницаемости по воде 0,34 Д. Опыты проводились при вертикальном положении модели. В опытах коэффициент начальной водонасыщенности колебался от 21,5 (опыт 7) до 56,2% (опыт 1). Газ вытеснялся дистиллированной водой, направление вытеснения — снизу вверх.

После обводнения модели определяли коэффициенты газоотдачи, остаточной газонасыщенности и фазовой проницаемости для воды. Дальнейшая закачка воды в модель сопровождалась синхронным снижением давления на входе и выходе. На каждой ступени снижения давления после прекращения выноса пузырьков газа замеряли фазовую проницаемость для воды. Величину остаточной газонасыщенности определяли исходя из значений среднего «пластового» давления в модели и балансовых соотношений.

Эксперименты выявили следующие характерные моменты.

При снижении давления в обводненной модели пласта защемленный газ начинает расширяться. Расширение газа приводит к увеличению коэффициента остаточной газонасыщенности (рис. 11), уменьшению сечения поровых каналов (для воды) и соответственно — к уменьшению фазовой проницаемости для воды (рис. 12). На рис. 13 приводится зависимость коэффициента фазовой проницаемости для воды (на момент обводнения модели пласта) в функции от коэффициента начальной водонасыщенности модели пласта.

По мере уменьшения давления в обводненной зоне темп увеличения остаточной газонасыщенности постепенно нарастает. После достижения некоторого «критического» значения остаточная газонасыщенность при дальнейшем уменьшении давления в обводненной зоне остается практически постоянной. В проведенных опытах остаточная газонасыщенность «стабилизировалась» на уровне 30,5—32,4%.

С ростом коэффициента остаточной газонасыщенности фазовая проницаемость для воды уменьшается. Темп изменения фазовой проницаемости для воды соответствует темпу изменения коэффициента остаточной газонасыщенности. После стабилизации коэффициента остаточной газонасыщенности проницаемость для воды практически не изменяется. Характер изменения остаточной газонасыщенности полностью объясняет зависимость коэффициента газоотдачи по защемленному газу от снижающегося давления в модели

[1] Приводимые параметры соответствуют одной из серии опытов.

пласта (рис. 14). Резкое увеличение коэффициента газоотдачи по защемленному газу $\beta_{ост}$ при снижении давления происходит после достижения «критической» газонасыщенности, т. е. после того как защемленный газ приобретет подвижность.

Выявленные экспериментальные закономерности положены в основу методики расчета продвижения воды в газовую залежь [71]. Результаты соответствующих расчетов для ряда гипотетических залежей газа, приведенные в табл. 2а, показывают, что при разработке однородных по коллекторским свойствам залежей с водонапорным режимом есть основания ожидать значительных величин коэффициентов газоотдачи — около 90%. Приведенные в таблице

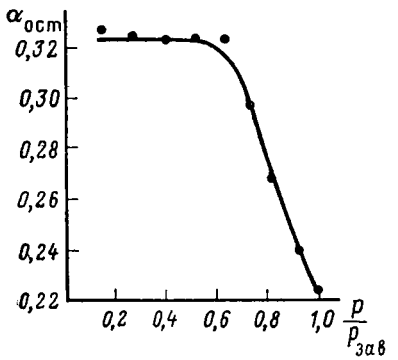


Рис. 11. Изменение коэффициента остаточной газонасыщенности при снижении давления p в обводненной модели. Модель № 1, коэффициент начальной газонасыщенности 0,74; $p_{зав}$ — давление заводнения модели [71]

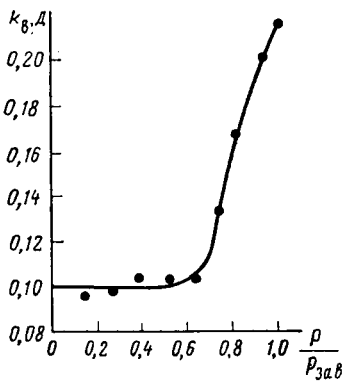


Рис. 12. Изменение коэффициента фазовой проницаемости для воды при снижении давления в обводненной модели пласта (модель № 1) [71]

данные показывают, что защемление газа часто не оказывает существенного влияния на газоотдачу пласта (вывод справедлив для исходных данных [71] и величин конечного пластового давления).

В реальных условиях причинами, препятствующими достижению коэффициента газоотдачи около 90%, могут быть следующие.

1. Обводнение всего фонда эксплуатационных скважин при значительном еще пластовом давлении. Из-за пониженного (по отношению к начальному) пластовому давлению не всегда возможно добуривание новых скважин. Поэтому создание облегченных промывочных жидкостей и тампонажных цементов позволит устранить отрицательное влияние этого фактора при осуществлении мероприятий по увеличению коэффициента газоотдачи.

Выход значительного числа скважин из эксплуатации может привести к чрезмерному снижению отборов газа в конечные годы разработки, что вызовет замедленное снижение давления за счет поступления воды в залежь. Это может неблагоприятно сказаться

Таблица 2а

Расчетные значения коэффициентов газоотдачи

Варианты	$p_{кон}=10$ кгс/см²			$p_{кон}=20$ кгс/см²		
	β	$\beta_{обв}$	$\beta_{ост}$	β	$\beta_{обв}$	$\beta_{ост}$
I	0,922	0,885	0,180	0,897	0,878	0,140
IIа	0,944	0,891	0,128	0,912	0,884	0,106
IIб	0,963	0,965	0,815	0,942	0,949	0,735
IIIа *	0,956	0,934	0,415	0,917	0,923	0,352
IIIб *	0,917	0,906	0,514	0,887	0,885	0,418
IVа	0,950	0,898	0,166	0,916	0,890	0,140
IVб	0,964	0,964	0,817	0,941	0,947	0,730
Vа	0,964	0,965	0,817	0,941	0,948	0,730
Vб	0,950	0,898	0,166	0,916	0,890	0,140
VIа	0,930	0,882	0,115	0,902	0,875	0,093
VIб	0,928	0,912	0,455	0,906	0,897	0,379
VIIа **	0,922	0,885	0,185	0,897	0,875	0,136
VIIб **	0,921	0,871	0,172	0,897	0,811	0,128
VIIIа	0,922	0,875	0,186	0,884	0,864	0,141
VIIIб	0,916	0,899	0,102	0,902	0,884	0,085

* Приведенные значения коэффициентов газоотдачи подсчитаны при $p_{кон}=\frac{1}{22{,}7}p_н$ и $p_{кон}=\frac{1}{11{,}35}p_н$ соответственно.

** Для случая, когда $\frac{R_к}{R_з}=10$ ($R_к$ – радиус внешней границы водоносного пласта, $R_з$ – радиус залежи газа).

на величине коэффициента газоотдачи (данные табл. 2а получены при проведении расчетов для постоянных во времени отборов газа).

2. Неоднородность пласта по коллекторским свойствам и тектоническому строению. *Это может привести к оставлению целиков* газа, к наличию недренируемых (данной сеткой скважин) запасов газа (при линзовидном строении пласта, наличии выклинивающихся к своду продуктивных пропластков). Как пример можно привести опыт разработки Шебелинского месторождения. Здесь при разбуривании месторождения во вновь вводимых в эксплуатацию периферийных скважинах были получены в ряде случаев пластовые давления, близкие к начальным. Поэтому целесообразно скважины первой очереди (необходимые для опытно-промышленной эксплуатации месторождения) размещать по сетке, близкой к равномерной. Такое размещение создает возможность более детального изучения особенностей геологического строения месторождения, а также позволяет охватить дренированием практически все запасы газа. В дальнейшем новые скважины можно бурить, например, в зонах повышенной продуктивности и т. д. Такое разбуривание продуктивных пластов довольно широко применяется в настоящее время при разработке нефтяных месторождений [37].

3. Неравномерность дренирования продуктивных отложений по площади и особенно по мощности. Теория и практика разработки месторождений газа еще не располагают научно обоснованными методами регулирования движения газоводяных контактов. Однако для повседневной практики можно указать один из наиболее простых, но и наиболее действенных способов регулирования разработки месторождений газа — равномерное дренирование продуктивных отложений по мощности. Такой характер дренирования предотвращает преждевременное обводнение скважин, обеспечивает высокие дебиты при высоких давлениях на устьях скважин и в конечном

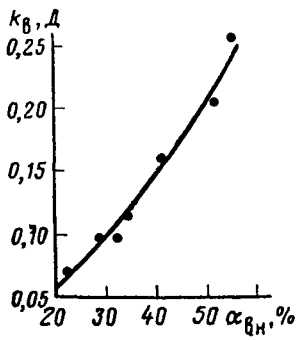


Рис. 13. Зависимость коэффициента фазовой проницаемости для воды от коэффициента начальной водонасыщенности модели

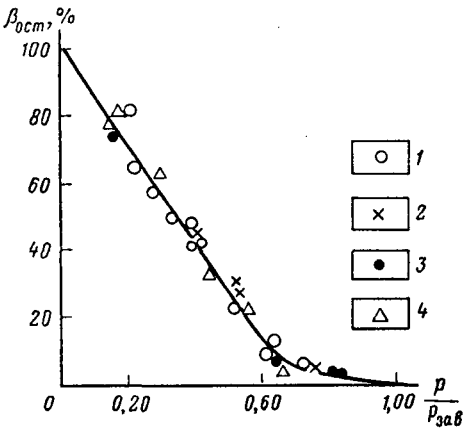


Рис. 14. Изменение коэффициента газоотдачи (по защемленному газу) обводненной модели при снижении давления в ней. Номера опытов: *1*—10; *2*—11; *3*—12: *4*—13; *5*—14

счете создает возможность достижения значительных коэффициентов газоотдачи.

Для приобщения к дренированию всей вскрытой мощности можно применять нефтяные, газоконденсатные, кислотные, и другие ванны [44]. До и после применения ванн необходимо провести газодинамические исследования скважин одновременно с дебитометрией, термометрией, шумометрией и т. д.

Высказанные соображения о коэффициенте газоотдачи базируются на аналитических исследованиях, в основе которых лежат результаты специальных лабораторных экспериментов [71]. В методике расчетов предполагалось, что защемленный газ при превышении «критической» газонасыщенности «мгновенно» поступает в газовую залежь, т. е. не учитывалась двухфазность фильтрации в обводненной зоне пласта.

Видимо, учет особенностей фильтрации двухфазной смеси в обводненной зоне пласта не внесет существенных корректив в сделан-

ные выводы относительно достижимой величины коэффициента газоотдачи и влияния на него технологических факторов. Тем не менее проведение исследований в этом направлении является насущной задачей.

Важность проблемы увеличения коэффициента газоотдачи покажем на следующих цифрах. Запасы газа месторождения Медвежье — 1500 млрд. м³. Один процент этих запасов составляет 15 млрд. м³. Стоимость этого объема газа оценим по стоимости замыкающего топлива в районах европейской части страны — около 20 руб./тыс. м³, т. е. получим 300 млн. руб. Следовательно, увеличение коэффициента газоотдачи месторождения Медвежье только на 1% обеспечивает народному хозяйству эффект в 300 млн. руб. Соответствующая цифра для Уренгойского месторождения составляет 800 млн. руб. (начальные запасы газа — 4 трлн. м³).

§ 8. Характерные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений

В теории и практике разработки месторождений природного газа различают следующие периоды: I — период нарастающей добычи; II — период постоянной добычи; III — период падающей добычи. Эти периоды характерны в основном для средних, крупных и уникальных по запасам месторождений — для месторождений, являющихся источником дальнего газоснабжения. Небольшие по запасам месторождения можно сразу разрабатывать с периода постоянной добычи газа, обычно небольшого по продолжительности. При разработке таких месторождений основным может оказаться период падающей добычи газа. В ряде случаев небольшие по запасам газовые месторождения целесообразно разрабатывать с падающей добычей газа [12].

В период нарастающей добычи газа проводятся разбуривание месторождения, обустройство промысла и вывод месторождения на постоянную производительность (добычу газа).

В период постоянной добычи отбираются основные запасы газа из месторождения. Этот период продолжается до тех пор, пока дальнейшее разбуривание месторождения или наращивание мощности дожимной компрессорной станции становится нецелесообразным, т. е. экономически неоправданным. Период постоянной добычи продолжается до отбора из месторождения около 60% запасов газа и более.

Для периода падающей добычи газа характерно практически неизменное (или уменьшающееся в связи с обводнением) число эксплуатационных скважин. Не исключено, что в ряде случаев объем потребления и ресурсы газа в данном районе могут вызвать необходимость введения в эксплуатацию определенного числа скважин. Однако эти скважины лишь в некоторой степени будут поддерживать на более высоком уровне падающую добычу газа. Период падающей

добычи газа продолжается до достижения минимального рентабельного отбора из месторождения (дебитов скважин).

Изменение во времени основных показателей разработки месторождений природных газов для I, II и III периодов показано на рис. 15.

Различие в характерах изменения основных показателей разработки для отмеченных периодов определяется в основном изменением во времени темпов отбора газа из месторождения. Кроме того,

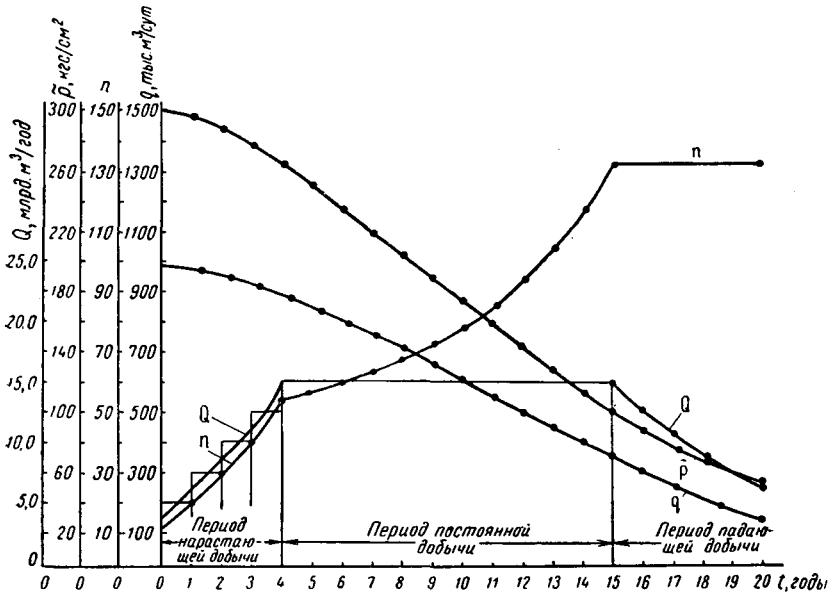


Рис. 15. Изменение во времени показателей разработки месторождения *А* при газовом режиме, равномерном размещении скважин по площади газоносности и пренебрежении реальными свойствами газа

на показатели разработки может значительно влиять режим месторождения. Всем отмеченным периодам присуще уменьшение во времени дебитов скважин, среднего пластового и забойного давления. Следствием этого является увеличение во времени необходимого числа скважин в I и II периоды и падение добычи газа из месторождения в III период разработки. При этом возможны отклонения от сказанного. Например, месторождения в период постоянной добычи газа могут разрабатываться и неизменным числом скважин — когда возможно увеличение депрессии на пласт, что позволяет поддерживать дебит скважин постоянным. Вследствие образования значительной разности давления между водоносной и газоносной зонами пласта и снижения отбора газа из месторождения в период падающей добычи иногда возможно не падение, а повышение среднего пластового давления в залежи. Здесь уменьшение отбора газа из месторождения

может произойти, например, в результате обводнения скважин.

Различают также периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации месторождения. Эти периоды, как правило, характерны для месторождений, являющихся источником дальнего газоснабжения. В настоящее время для дальнего транспорта газа используются трубы большого диаметра, рассчитанные на рабочее давление 55 кгс/см^2. Поэтому газ, поступающий с промысла на прием магистрального газопровода, должен иметь давление 55 кгс/см^2 [1].

В начальные годы разработки месторождения пластовое давление обычно бывает достаточным для внутрипромыслового транспорта газа, обработки газа перед дальним транспортом с использованием процесса низкотемпературной сепарации (НТС) и подачи газа на прием магистрального газопровода с давлением 55 кгс/см^2. Снижение пластового давления с определенного момента времени приводит к необходимости ввода в эксплуатацию установок искусственного холода или перехода к иным методам обработки и подготовки газа к дальнему транспорту. Затем наступает время, ко гда величина пластового давления не позволяет поддерживать на приеме магистрального газопровода давление 55 кгс/см^2. Этим моментом времени заканчивается бескомпрессорный и начинается компрессорный период эксплуатации месторождения. Компрессорный период начинается с ввода в эксплуатацию дожимной компрессорной станции (ДКС). Назначение ДКС — «дожимать» газ до требуемого давления в магистральном газопроводе. При дальнем транспорте газа такое назначение выполняют линейные компрессорные станции. Ввод в эксплуатацию этих станций практически не зависит от изменения пластового давления и лишь в определенной мере определяется периодом нарастающей добычи газа. Поэтому эти станции здесь не рассматриваются. Рассмотрение же работы ДКС здесь необходимо потому, что время ее ввода в эксплуатацию, изменение ее мощности во времени связаны с выбираемыми и реализуемыми системами разработки месторождения и обустройства промысла. К тому же технико-экономические показатели работы ДКС влияют на показатели разработки месторождения в целом.

В последнее время выделяют также период опытно-промышленной эксплуатации и период промышленной разработки месторождений природных газов. В период опытно-промышленной эксплуатации газ подается потребителю и одновременно решаются задачи доразведки месторождения, подсчета запасов газа и подготовки исходных данных для составления проекта разработки месторождения. Продолжительность опытно-промышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений составляет 2—3 года. В период промышленной разработки месторождения основной задачей является оптимальное снабжение конкретных потребителей газом.

---

[1] Переход на допустимое давление 70 кгс/см^2 и более [33] уже осуществляется на практике.

Для газоконденсатного месторождения, если оно разрабатывается без применения методов поддержания пластового давления (разработка на истощение), также характерны отмеченные периоды. Однако если пластовое давление в газоконденсатном месторождении поддерживается путем законтурного заводнения, то периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа могут иметь место и здесь.

При разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа в пласт выделяют период консервации запасов. Это означает, что газ отбирают из месторождения с целью добычи конденсата. В период консервации запасов газ как товарный продукт потребителю не подается. Однако поддержание пластового давления в газоконденсатном месторождении на начальном уровне необязательно. С экономической точки зрения может быть целесообразной добыча газа как товарного продукта при поддержании пластового давления на уровне, меньшем начального давления в пласте, или при падении его во времени.

ГЛАВА III

Технологические режимы эксплуатации скважин при разработке месторождений газа

Под технологическим режимом эксплуатации газовых (газоконденсатных) скважин понимается поддержание на забое скважин путем регулирования дебита или (и) забойного давления условий, обеспечивающих соблюдение правил охраны недр и безаварийную эксплуатацию скважин. В некоторых случаях, когда природные условия не налагают ограничений на величину дебитов скважин, отборы из скважин устанавливают исходя из технико-экономических расчетов или нужд потребителя. Так или иначе технологические режимы представляют собой ограничения, которые необходимо учитывать при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.

Некоторые технологические режимы эксплуатации скважин могут быть выражены математическими формулами (режимы поддержания на стенке скважины максимального допустимого градиента давления, режим допустимой депрессии на пласт, режим заданного дебита скважины и др.). Другие технологические режимы эксплуатации скважин основаны на определенных принципах, которые обусловливают ограничение величины дебита или забойного давления (технологические режимы, обеспечивающие равномерное продвижение границы раздела газ—вода, максимальную продолжительность безводной эксплуатации скважин и т. д.).

Здесь не освещаются вопросы техники и технологии исследования скважин с целью установления допустимого технологического режима эксплуатации, так как они являются предметом курса «Добыча газа». В данной главе технологические режимы рассматриваются как граничные условия по скважинам, которые необходимо учитывать при определении показателей разработки месторождений природных газов.

Одним из простейших (с точки зрения установления и поддержания в процессе разработки залежи) технологических режимов эксплуатации газовых скважин является режим максимально допустимой депрессии на пласт. Этот распространенный на практике режим математически записывается в виде

$$p_{пл}(t) - p_c(t) = \delta,$$

где $p_{пл}(t)$ — пластовое давление в районе некоторой скважины в момент времени t; $p_с(t)$ — забойное давление в той же скважине в момент времени t; δ — допустимая депрессия на пласт.

До последнего времени этот технологический режим рекомендовался при эксплуатации скважин с рыхлыми коллекторами. При исследовании скважин на различных отборах устанавливается такая максимально допустимая депрессия на пласт, при которой еще не происходит разрушения забоя и выноса в скважину частиц породы продуктивного пласта [24]. При дальнейшей разработке месторождения и падении пластового давления забойное давление должно изменяться так, чтобы разница между $p_{пл}(t)$ и $p_с(t)$ все время не превышала допустимой депрессии δ.

Режим максимально допустимой депрессии в условиях рыхлых коллекторов, строго говоря, не является оптимальным. В подобных случаях целесообразнее поддерживать на поверхности перфорационных каналов максимально допустимый градиент давления [29, 65], о чем будет сказано ниже.

Даже в случае устойчивых коллекторов не любой дебит, а следовательно, не любая депрессия являются рациональными. Чем больше дебиты скважин, тем меньше требуется их число для добычи запланированного количества газа. С увеличением дебита скважин увеличиваются потери давления в пласте, в скважине и в газосборных сетях. Следовательно, сокращается период эксплуатации установок НТС без ввода источников искусственного холода, раньше требуется вводить головную компрессорную станцию. Наиболее рациональная величина депрессии на пласт при разработке залежи с устойчивыми коллекторами определяется технико-экономическими расчетами. Так, в результате технико-экономических расчетов для скважин Шебелинского месторождения была определена средняя оптимальная допустимая величина депрессии на пласт 30 кгс/см^2 [72].

При опасности образования гидратов в призабойной зоне пласта (при низкой пластовой температуре) скважины эксплуатируются при максимальной безгидратной депрессии на пласт (В. С. Смирнов).

При эксплуатации скважин, вскрывших рыхлые, неустойчивые коллекторы, разрушающая скелет пористой среды сила прямо пропорциональна градиенту давления. При фильтрации газа к скважине депрессионная воронка такова, что градиент давления достигает максимума на стенке скважины. Если силы сцепления меньше силы, возникающей при фильтрации газа, то скелет пористой среды разрушается. Наибольшему разрушению подвержена пористая среда, непосредственно примыкающая к скважине. Поэтому в условиях рыхлых коллекторов при эксплуатации необходимо поддерживать на стенке скважины [1] максимально допустимый градиент давления.

Приведем математическую формулу для характеристики данного технологического режима.

[1] Для простоты изложения будем писать «на стенке скважины», хотя правильнее было бы сказать «на поверхности перфорационных каналов».

При нелинейном законе сопротивления для скорости фильтрации газа имеем

$$\frac{dp}{dr} = -\frac{\mu}{k} v + \beta_* \rho v^2, \tag{1}$$

Так как

$$v = -\frac{q p_{ат}}{F p} \quad \text{и} \quad \rho = \rho_{ат} \frac{p}{p_{ат}},$$

уравнение (1) записывается в виде:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} \cdot \frac{q p_{ат}}{F p} + \beta_* \rho_{ат} \frac{q^2 p_{ат}}{F^2 p}. \tag{2}$$

В уравнениях (1) и (2) v — скорость фильтрации газа; β_* — коэффициент, характеризующий извилистость поровых каналов; q — дебит газовой скважины, приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре; F — площадь фильтрации ($F = 2\pi r h$).

Разделим переменные в уравнении (2) и проинтегрируем в пределах: по давлению p от $p_с$ до $p_к$ и по радиусу r от $R_с$ до $R_к$. Получим [1]

$$p_к^2 - p_с^2 = \frac{\mu p_{ат}}{\pi k h} \ln \frac{R_к}{R_с} q + \frac{\beta_* \rho_{ат} p_{ат}}{2\pi^2 h^2} \left(\frac{1}{R_с} - \frac{1}{R_к} \right) q^2.$$

Учитывая, что $R_к \gg R_с$, окончательно имеем

$$p_к^2 - p_с^2 = \frac{\mu p_{ат} \ln \dfrac{R_к}{R_с}}{\pi k h} q + \frac{\beta_* \rho_{ат} p_{ат}}{2\pi^2 h^2 R_с} q^2. \tag{3}$$

Уравнение притока газа к забою скважины при нелинейном законе сопротивления записывается в виде:

$$p_к^2 - p_с^2 = Aq + Bq^2. \tag{4}$$

Сопоставляя (3) и (4), получаем, что в случае совершенной скважины

$$\frac{\mu}{kh} = \frac{A\pi}{p_{ат} \ln \dfrac{R_к}{R_с}}; \quad \beta_* = \frac{2B\pi^2 h^2 R_с}{\rho_{ат} p_{ат}}. \tag{5}$$

С учетом (5) уравнение (2) представим в виде:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{A}{2rp \ln \dfrac{R_к}{R_с}} q + \frac{B R_с}{2r^2 p} q^2.$$

Максимальное значение градиента давления получается у стенки скважины. Приравнивая в полученном уравнении $r = R_с$ и $p = p_с$, имеем

$$\left.\frac{dp}{dr}\right|_{r=R_с} = C = \frac{A}{2R_с \ln \dfrac{R_к}{R_с}} \cdot \frac{q}{p_с} + \frac{B}{2R_с} \frac{q^2}{p_с},$$

или окончательно

$$C = \frac{\varphi q + \psi q^2}{p_с}. \tag{6}$$

[1] При установившейся фильтрации дебит газа q не зависит от координаты r и поэтому он выносится за знак интеграла.

В уравнении (6)

$$\varphi = \frac{A}{2R_c \ln \frac{R_к}{R_c}}; \quad \psi = \frac{B}{2R_c}.$$

По результатам исследования скважины определяются максимальный дебит и соответственно такое минимальное значение забойного давления, при котором не происходит разрушения коллектора. Вычисляются значения параметров φ и ψ. Найденные величины q, p_c, φ и ψ подставляются в (6) и определяется значение допустимого градиента давления C на стенке скважины.

Уравнение (6) представляет собой математическую запись технологического режима поддержания на стенке совершенной скважины максимально допустимого градиента давления C (для случая эксплуатации скважины, вскрывшей рыхлый коллектор). Это уравнение означает, что при эксплуатации скважины в условиях рыхлых коллекторов изменение дебита скважины и забойного давления должно быть таким, чтобы соблюдалось тождественно условие (6).

Для несовершенной скважины вместо уравнения (6) имеем

$$C = \frac{\varphi_{нс} q + \psi_{нс} q^2}{p_c}. \qquad (7)$$

Согласно уравнению (2),

$$\varphi_{нс} = \frac{\mu p_{ат}}{k F_c}; \quad \psi_{нс} = \frac{\beta_* \rho_{ат} p_{ат}}{F_c^2}.$$

Здесь F_c — площадь поверхности перфорационных каналов, через которые газ притекает в скважину.

Таким образом, в случае рыхлых коллекторов разрушение скелета пористой среды можно предотвратить установлением и поддержанием в процессе эксплуатации скважин соответствующего технологического режима. Оптимальным является технологический режим поддержания на стенке скважины максимально допустимого градиента давления. Основные затруднения с применением данного режима определяются приближенностью вычисления коэффициентов φ, ψ, $\varphi_{нс}$ и $\psi_{нс}$ в уравнениях (6) и (7) из-за приближенного определения фактических степени и характера совершенства скважин. Поэтому в условиях рыхлых коллекторов применяется и режим допустимой депрессии на пласт.

Необходимо иметь в виду, что установление допустимого технологического режима эксплуатации скважин — не единственный способ борьбы с разрушением скелета пористой среды и выносом продуктов разрушения на поверхность. В последнее время находят применение методы укрепления скелета пористой среды призабойной зоны различными смолами. Другой путь предотвращения выноса песка — оборудование забоя скважин различными фильтрами. Применение фильтров можно рекомендовать, видимо для пластов небольшой мощности. В пластах большой мощности увеличивается опасность преждевременного обводнения скважин вследствие неоднородности по коллекторским свойствам отдельных пропластков и неравномерного дренирования их. Исследование скважин для установления характера дренирования и проведение работ по избирательной интенсификации затрудняются в скважинах, оборудованных фильтрами (Шебелинское месторождение).

При разработке месторождений природных газов происходит падение пластового давления. В газоконденсатных месторождениях падение давления приводит к выпадению в пласте конденсата. В настоящее время считается, что бóльшая часть выпавшего в пласте конденсата практически не может быть извлечена. В определенной мере это связано с окончанием разработки месторождения при некотором конечном допустимом пластовом давлении. При значительном содержании конденсата в газе потери конденсата можно сократить поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа или воды. При поддержании пластового давления для эксплуатационных скважин путем расчетов определяются и задаются значения забойных давлений из условия сокращения потерь конденсата в пласте (М. Т. Абасов, К. Н. Джалилов). При разработке газоконденсатных месторождений с активным водонапорным режимом также возможно поддержание требуемого забойного давления в скважинах для уменьшения потерь конденсата. Однако в большинстве подобных случаев отбор из месторождения будет с течением времени уменьшаться. При значительном содержании конденсата в газе раннее падение добычи из месторождения иногда может быть оправданным.

Следовательно, при разработке газоконденсатных месторождений допустимым технологическим режимом эксплуатации скважин можно считать режим заданного во времени забойного давления

$$p_c = p_c(t). \tag{8}$$

Эта зависимость изменения во времени забойного давления определяется технико-экономическими расчетами. Частным случаем такого режима является режим допустимого постоянного во времени забойного давления $p_c = \text{const}$.

В ряде случаев технологические условия потребления газа, например местным потребителем, приводят к необходимости поддержания заданного во времени дебита скважин или заданного давления на устье скважин. Следовательно, условия потребления газа могут диктовать следующие технологические режимы эксплуатации скважин: режим заданного давления на устье скважины

$$p_y = p_y(t). \tag{9}$$

или режим заданного во времени дебита скважины

$$q = q(t). \tag{10}$$

Технологический режим заданного давления на устье скважины поддерживают исходя из требования дальнего транспорта газа по магистральному газопроводу при отсутствии дожимной компрессорной станции или задержке ее строительства. Такой технологический режим эксплуатации скважин в течение определенного времени поддерживался на Северо-Ставропольском, Газлинском, Коробковском и на других месторождениях.

Технологический режим заданного во времени дебита скважин встречается при разработке небольших по запасам месторождений,

когда пробуренное число скважин превышает потребное их число. Тогда плановый отбор газа из месторождения в течение определенного времени обеспечивается имеющимся числом эксплуатационных скважин.

Трудности разбуривания месторождений с большим этажом газоносности (Вуктыл) при пониженных пластовых давлениях или трудности освоения месторождений в суровых климатических условиях (Тюменская область) приводят к необходимости максимального сокращения сроков разбуривания месторождения — до окончания периода постоянной добычи газа. Тогда при проектировании разработки исходят из условия эксплуатации скважин при постоянных дебитах (в этом случае месторождение должно быть разбурено к началу периода постоянной добычи газа).

В последнее время для месторождений с низкой пластовой температурой допустимый дебит скважин определяется из соображений безгидратной их эксплуатации (Ю. П. Коротаев, Б. Л. Кривошеин).

Газовые и газоконденсатные скважины при наличии жидкости на забое рекомендуется эксплуатировать при таких дебитах, которые не меньше минимально необходимых для удаления жидкости с забоев (Р. Тэрнер, М. Хаббард, А. И. Ширковский и др.).

А. А. Абрамяном показано, что при определенных скоростях (11 м/с) движения по колонне насосно-компрессорных труб газа, содержащего углекислоту, наблюдается эрозионно-коррозионное разрушение муфтовых соединений труб. Поэтому, например, на месторождении Шатлык эксплуатация скважин предусматривается при скоростях движения газа по насосно-компрессорным трубам, не превышающих предельно допустимые.

В ряде исследований в качестве условия, ограничивающего дебит скважины, рассматривается возможность вибрации наземного оборудования, что может приводить к усталостному разрушению арматуры (Е. В. Левыкин, Н. В. Черский).

Месторождения природных газов очень часто подпираются контурными или подошвенными водами. При разработке месторождений по мере падения пластового давления происходит продвижение границы раздела газ—вода, т. е. внедрение воды в газовую залежь. Неоднородность пласта по коллекторским свойствам, разнодебитность скважин приводят к неравномерному движению границы раздела газ—вода как по площади залежи, так и по мощности пласта. Это может привести к преждевременному обводнению скважин, оставлению целиков газа, невыработанности пропластков и т. д. Для повышения газоотдачи следует применять методы регулирования движения границы раздела газ—вода.

Регулировать движение границы раздела газ—вода можно, в частности, соответствующим распределением заданного отбора газа из залежи по отдельным скважинам. В этом случае допустимые дебиты получаются в результате решения задачи регулирования движения границы раздела газ—вода. В настоящее время решения (и даже приемлемой формулировки) такой задачи еще не найдено.

Внедрение воды в газовую залежь определяется работой всей системы эксплуатационных скважин. При эксплуатации скважин в пласте образуются депрессионные воронки. Если скважины расположены в водоплавающей части месторождения, то образование депрессионных воронок вокруг скважин может привести к локальному движению границы раздела газ—вода, т. е. к образованию (под скважиной) конуса подошвенной воды. Считается, что поддержание определенного допустимого дебита скважины может привести к образованию стационарного конуса и предотвратить обводнение скважины за счет конусообразования.

Разработка теории стационарного конуса была начата М. Маскетом и Р. Д. Виковым [45]. Авторы, пренебрегая влиянием конуса на распределение давления в пласте, использовали решение задачи относительно притока жидкости к несовершенной скважине с непроницаемыми кровлей и подошвой пласта. При этом завышенное значение предельного безводного дебита нефти определяется из условия, чтобы градиент давления на вершине конуса удовлетворял следующему неравенству

$$\frac{\partial p}{\partial z} \leqslant \rho_в. \tag{11}$$

И. А. Чарный предложил универсальные кривые для определения указанным методом М. Маскета завышенных (по сравнению с истинными) значений безводных дебитов нефти и метод определения заниженных значений этих дебитов.

В дальнейшем проблеме стационарного конуса при эксплуатации нефтяных скважин было посвящено значительное число исследований [68].

Исследование предельного безводного дебита и предельной безводной депрессии для газовых скважин при наличии подошвенной воды было проведено Б. Б. Лапуком и С. Н. Кружковым с учетом допущения М. Маскета о малом влиянии конуса подошвенной воды на распределение давления в газоносном пласте. При этом учитывалось и влияние характерных особенностей кривых распределения давления газа в пласте.

В работах Б. Б. Лапука, А. Л. Брудно, Б. Е. Сомова, А. П. Телкова приводятся универсальные графики для расчета предельного безводного дебита и формулы для определения безводной депрессии в нефтяных и газовых скважинах с двойным несовершенством. Графики получены на основе решения задачи о конусе подошвенной воды в стационарной постановке при учете влияния конуса на распределение давления в газовой (нефтяной) части пласта за пределами радиуса $r = z$ (где z — расстояние от кровли пласта до поверхности конуса). В отмеченных работах приводится метод расчета предельной безводной депрессии при нелинейном законе фильтрации газа в пласте. М. Т. Абасовым и К. Н. Джалиловым [1] исследовалось влияние экранов и неоднородности пласта на предельный безводный дебит.

Современная теория стационарного конусообразования является приближенной из-за сложности самой проблемы. Этой сложностью объясняется и существование мнения о невозможности стационарного конусообразования. При этом выдвигаются следующие доводы.

Условие (11) может быть критерием отсутствия движения воды лишь тогда, когда подошвенная вода, находящаяся под скважиной, не обладает упругим запасом, является неподвижной («мертвой»). На практике водоносные бассейны, к которым приурочены нефтяные и газовые месторождения, имеют большой упругий запас, обеспечивающий не только локальный, но и общий подъем «зеркала» подошвенных или краевых вод. Следовательно, даже небольшое изменение давления, вызванное работой скважины, приводит к проявлению действия упругих сил водоносного пласта, к подъему конуса воды под забоем скважины вне зависимости от выполнения или невыполнения условия (11) на границе раздела. Тем более сказанное справедливо при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений с законтурным заводнением.

При разработке газовых залежей, даже если пласт и подошвенная вода не обладает упругим запасом (например, при наличии в залежи «карманов», заполненных водой), неравенство (11) не является условием отсутствия движения подошвенной воды. В данном случае носителем упругой энергии, за счет которой образуется конус, является газ.

Из сказанного делается вывод, что дебит скважины (депрессия) не является ограничивающим фактором обводнения газовых скважин подошвенными водами. Это означает, что конусообразование нельзя рассматривать как стационарный процесс, и обводнение скважин конусом воды — явление естественное и, в принципе, неизбежное.

Проблеме нестационарного конусообразования посвящено значительное число работ [46, 68].

Методы расчета теории нестационарного конусообразования не нашли еще широкого распространения. Объясняется это, в частности, сложностью получения информации об изменении параметров пласта под забоем скважины. Кроме того, известные решения основываются на тех или иных упрощающих допущениях.

Однако на практике обводнение скважин подошвенными водами, видимо, наблюдается редко вследствие анизотропности, неоднородности пласта по мощности и наличия глинистых пропластков. Неоднородность пласта по мощности, глинистые пропластки приводят к тому, что скважины обводняются не в результате конусообразования, а в результате продвижения воды к забоям скважин по отдельным наиболее дренируемым пропласткам. Обводнение скважины (в результате поступления воды по нижним пропласткам) часто можно ошибочно объяснить конусообразованием. Обводнение скважин вследствие образования конусов вполне возможно в условиях трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов.

Наиболее реальным является механизм обводнения скважин за счет продвижения воды по отдельным пропласткам, а не за счет конусообразования (даже в месторождениях, подстилаемых подошвенной водой). Поэтому не вполне обосновано опасение располагать скважины и в водоплавающих зонах газовых месторождений.

Итак, для определения и обоснования технологических режимов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, следует учитывать те или иные ограничивающие природные факторы. Однако при учете любого ограничивающего фактора необходимо стремиться

к достижению наибольших дебитов скважин. Величины же дебитов определяют в конечном счете потребное число скважин и оптимальные технико-экономические показатели систем разработки месторождения и обустройства промысла.[1]

Пусть, например, разрушение коллектора некоторого месторождения происходит при депрессии на пласт 10 кгс/см². При данной депрессии могут быть получены самые различные дебиты в зависимости от способов вскрытия и освоения газовых скважин.

В практике известно много примеров отрицательного влияния на продуктивную характеристику скважин глушения их глинистым раствором и перфорации скважин, заполненных жидкостью [77]. Среди способов увеличения продуктивной характеристики скважин могут быть названы перфорация в газовой среде и гидропескоструйная перфорация скважин. Имеются многочисленные примеры неудовлетворительной очистки стенок скважин от глинистой корки и, следовательно, неприобщенности к дренированию значительной части разреза. Эффективным может быть применение многоцикловых исследований скважин, работ по интенсификации притока газа к забоям скважин, включая специальные обработки их с целью удаления глинистой корки. Приобщение к дренированию всего разреза скважин имеет огромное значение не только для достижения максимальных дебитов, но и для предотвращения преждевременного обводнения скважин. Для контроля за степенью дренирования разреза скважин можно применять дебитометрию и термометрию, а также акустические исследования интервала перфорации.

---

[1] Однако принцип минимального потребного числа скважин не может быть критерием рациональности разработки месторождений природных газов. На начальных этапах разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края минимальное число скважин было достигнуто за счет вскрытия в скважинах всего нижнемелового продуктивного комплекса пород. Впоследствии это привело к преждевременному обводнению скважин, к осложнению процесса разработки месторождений, добуриванию значительного числа новых скважин с выделением отдельных объектов эксплуатации и т. д.

ГЛАВА IV

Системы размещения скважин на площади газоносности

Рациональное размещение скважин на площади газоносности имеет большое значение для практики. На рассматриваемом газовом (газоконденсатном) месторождении могут быть приняты различные сетки размещения скважин. Сетка размещения скважин оказывает существенное влияние на все технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла. Выбор рациональной системы размещения скважин основывается на технико-экономических расчетах. Расчетам и анализу подвергаются различные возможные схемы размещения скважин на площади газоносности.

В теории и практике разработки месторождений природных газов широкое распространение получили следующие системы размещения скважин [22]:

1) равномерное размещение по квадратной или треугольной сетке (рис. 16);

2) размещение скважин в виде кольцевых батарей или цепочек скважин (рис. 17 и 18);

3) размещение скважин в центральной (сводовой) части залежи (рис. 19);

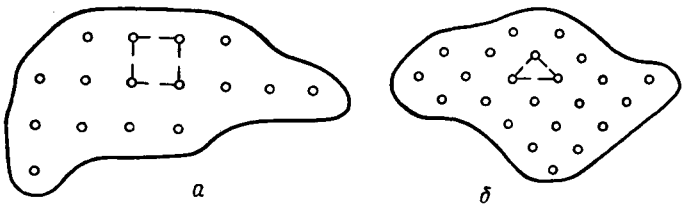
4) неравномерное размещение скважин на площади газоносности (рис. 20).

С точки зрения теории проектирования и разработки газовых месторождений под равномерной сеткой понимается такая система размещения скважин на площади газоносности, когда в процессе разработки не образуется общей депрессионной «воронки», т. е. пластовое давление вдали от каждой скважины примерно одинаково и близко к среднему пластовому давлению на соответствующий момент времени. Тогда изменение дебитов газовых скважин определяется изменением во времени среднего пластового давления по залежи в целом.

Следовательно, геометрически равномерное размещение скважин на площади газоносности удовлетворяет отмеченному условию лишь при достаточной однородности пласта по коллекторским свойствам. В случае существенной неоднородности пласта под равномерной

сеткой размещения газовых скважин можно понимать такую, при которой приближенно выполняется соотношение [29]

$$\frac{q_1}{\alpha\Omega_1} = \frac{q_2}{\alpha\Omega_2} = \ldots = \frac{q_i}{\alpha\Omega_i} = \ldots = \frac{q_n}{\alpha\Omega_n} = \text{const}. \qquad (1)$$



а *б*

Рис. 16. Схема размещения скважин по равномерной сетке:
а — квадратная сетка; *б* — треугольная сетка

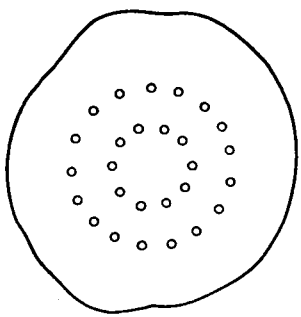


Рис. 17. Размещение скважин в виде кольцевых батарей

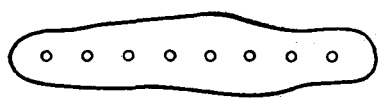


Рис. 18. Размещение эксплуатационных скважин в виде цепочки

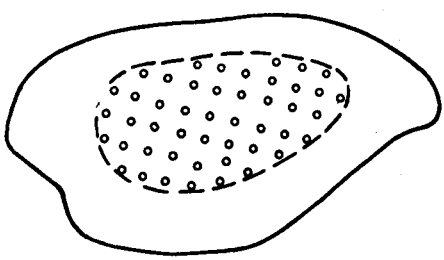


Рис. 19. Схема размещения скважин в центральной (сводовой) части залежи

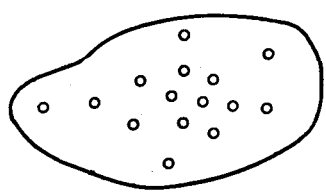


Рис. 20. Размещение скважин по неравномерной сетке

Здесь q_i — дебит i-й скважины; $\alpha\Omega_i$ — газонасыщенный объем дренирования i-й скважины. При переменных во времени дебитах в формулу (1) подставляются значения соответствующих добытых количеств газа по каждой скважине. При выполнении соотношения (1) давления вдали от скважин практически одинаковы и равняются

среднему пластовому давлению на соответствующий момент времени. Это отличительная особенность равномерной системы размещения скважин.

При разведке газовых и газоконденсатных месторождений для изучения их геологического строения бурят определенное число разведочных скважин, зависящее от степени неоднородности продуктивных отложений по коллекторским свойствам, от тектонического строения месторождения, его конфигурации и других факторов. С вводом месторождения в разработку большинство разведочных скважин переводится в эксплуатационные. Следовательно, размещение разведочных скважин может оказывать значительное влияние на систему размещения эксплуатационных скважин. Поэтому на практике наиболее распространенной является схема неравномерного размещения скважин на площади газоносности. Другие схемы размещения скважин в «чистом виде» осуществлены быть не могут. В общем случае схемы 1—3 «искажаются» системой разведочных скважин. Иногда потребное число газовых скважин для разработки месторождения оказывается меньше числа разведочных скважин, переводимых в эксплуатационные. Следовательно, здесь система размещения разведочных скважин целиком определяет соответствующие технико-экономические показатели разработки месторождения. Такое положение, к сожалению, довольно часто создается при разведке и разработке небольших по запасам месторождений природных газов.

Необходимое число газовых скважин для обеспечения плана добычи газа, как правило, с течением времени увеличивается (см. рис. 15). При выборе, например, равномерной системы размещения скважин сетку скважин устанавливают исходя из необходимости размещения на площади газоносности потребного проектного числа скважин на определенный момент времени (на конец периода постоянной добычи газа или на конец бескомпрессорного периода и т. д.). Тогда в любой момент времени сетка скважин будет отличаться от равномерной в связи с постоянным добуриванием скважин. Поэтому в классификации первых трех систем размещения скважин имеется определенная условность. Введение рассматриваемой классификации систем размещения скважин оправдало себя при создании методов определения показателей разработки газовых месторождений.

Рассмотрим кратко, в каких случаях какой системе можно отдать предпочтение.

1. Равномерное размещение скважин рекомендуется при разработке газовых (газоконденсатных) месторождений в условиях газового режима и значительной однородности продуктивного пласта по коллекторским свойствам [67]. В этих условиях при равномерном размещении скважин на площади газоносности пластовое давление вдали от скважин в каждый момент времени изменяется от точки к точке пласта незначительно и близко к среднему пластовому давлению. Дебиты газовых скважин, при прочих равных условиях,

определяются величиной пластового давления. Поэтому дебиты газовых скважин при равномерном размещении скважин бывают больше, чем при других системах размещения (при прочих равных условиях и отмеченном ограничении). Это означает, что и необходимое число скважин для разработки месторождения оказывается минимальным. При равномерной сетке размещения давления на устьях скважин близки между собой и падают медленнее, чем при других схемах размещения скважин. Следовательно, при равномерном размещении скважин месторождение может дольше разрабатываться без дожимной компрессорной станции, а потребная мощность ее возрастает во времени более медленно. При рассматриваемой схеме размещения скважин увеличиваются продолжительность и эффективность работы установок низкотемпературной сепарации газа, отодвигается необходимость ввода установок искусственного холода и т. д. Вместе с тем при равномерном размещении скважин увеличивается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций.

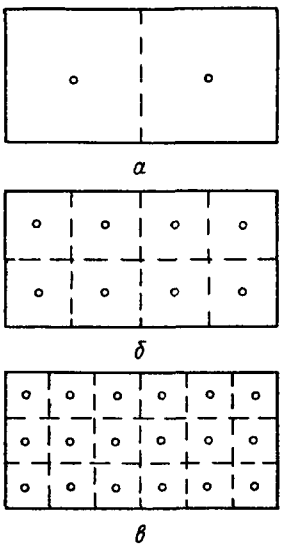


Рис. 21. Схема уплотнения сетки скважин

На основе проведенных исследований Е. М. Минский делает следующий вывод относительно равномерной сетки размещения скважин на площади газоносности. Пусть на месторождении прямоугольной формы и однородном по коллекторским свойствам рассматриваются системы размещения скважин соответственно показанному на рис. 21. В этом случае увеличение числа скважин в равномерной сетке приводит к уменьшению коэффициента фильтрационного сопротивления A в уравнении притока газа к скважине. Коэффициент фильтрационного сопротивления B практически не зависит от числа скважин. Следовательно, один и тот же дебит скважин схемы *в* (см. рис. 21) будет получаться при меньшей величине депрессии на пласт, чем в схемах *а* и *б*. При этом все скважины схемы *в* находятся в одинаковых условиях, т. е. при сделанном допущении об однородности пласта по коллекторским свойствам эксплуатируются при одинаковых дебитах.

Естественно, что увеличение числа скважин при сохранении их дебитов приводит к более быстрому истощению газовой залежи.

Итак, увеличение числа скважин на газовом месторождении приводит к непрерывному увеличению отбора газа из месторождения.

Постоянное число скважин может обеспечивать постоянный отбор газа из месторождения лишь при увеличении в скважинах депрессии на пласт (в связи с расходом упругой энергии в процессе разработки

газовых месторождений). Сделанные здесь выводы не касаются случаев резкого изменения геометрии фильтрационных потоков при увеличении числа скважин на площади газоносности.

В последнее время считается, что при равномерном размещении скважин в условиях водонапорного режима будут интенсивнее обводняться скважины и месторождение. (К вопросу о равномерном размещении скважин при возможном проявлении водонапорного режима мы вернемся позже.)

С точки зрения теории разработки месторождений природных газов, рассматриваемая схема размещения скважин наиболее проста. Расчетные методы определения показателей эксплуатации для данной схемы также наиболее просты и более разработаны.

2. Размещение скважин в виде цепочки впервые было рекомендовано Б. Б. Лапуком, В. П. Савченко, А. Л. Козловым и осуществлено Н. В. Черским на Султангуловском газовом месторождении (Оренбургская область) в 1947 г. Необходимость размещения скважин цепочкой было вызвано здесь тем, что Султангуловская структура сильно вытянута в плане. Размещение скважин в виде цепочки использовано также при создании и эксплуатации Гатчинского подземного газохранилища (под Ленинградом) [75]. Такая же схема размещения скважин рекомендована в первоначальном проекте разработки месторождения Вуктыл (Коми АССР) и т. д.

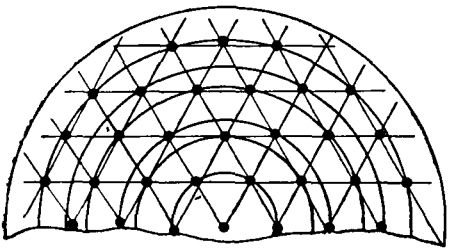


Рис. 22. К возможности сведения равномерной сетки размещения скважин к системе размещения в виде батарей

Размещение скважин в виде кольцевых батарей или цепочек можно использовать при проектировании системы разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа или воды [26, 46, 66] (см. главу X).

В отдельных случаях система сбора газа может определять выбор размещения скважин в виде батареи (батарей). Такое размещение скважин можно применять при глушении аварийно фонтанирующей скважины и т. д.

При проектировании уникального газового месторождения Медвежье (Тюменская область) рассматривался вариант разработки системами батарей скважин, расположенных по длинной оси месторождения. Рассмотрение этого варианта было вызвано особенностями температурного режима системы пласт—скважины—газосборные сети, т. е. стремлением к безгидратной эксплуатации месторождения. Устья скважин образуют батарею небольшого радиуса. Тогда шлейфы имеют минимальную длину и для них характерны малые изменения температуры при подаче газа к групповым пунктам сбора и обработки газа. Применение наклонного бурения может

создать возможность осуществления практически любой системы размещения скважин на площади газоносности (при значительных глубинах залегания залежи), которая учитывала бы особенности сбора и обработки газа.

Системы размещения скважин по равномерной треугольной сетке могут быть сведены к системе размещения в виде батарей скважин (рис. 22) и наоборот. Следовательно, методы расчета, используемые

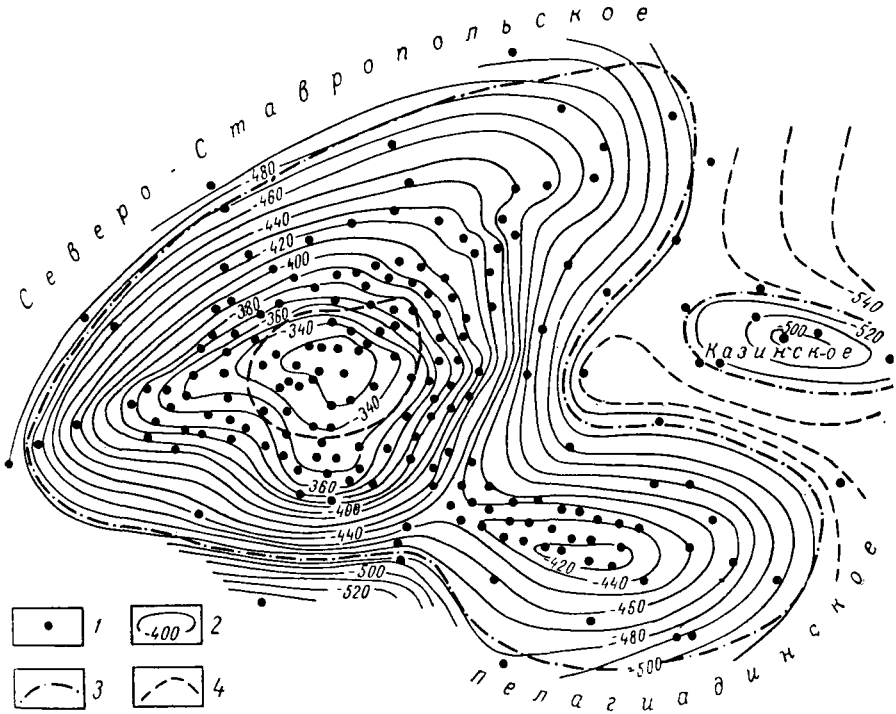


Рис. 23. Структурная карта по кровле хадумского горизонта Северо-Ставропольского-Пелагиадинского и Казинского газовых месторождений:

1 — эксплуатационные и разведочные скважины; *2* — изогипса по кровле хадумского продуктивного горизонта; *3* — внешний контур газоносности; *4* — проекция контура газоносности зеленой свиты

для одной сетки размещения скважин, могут оказаться полезными для другой.

При размещении скважин в виде кольцевых батарей или цепочек быстрее (чем при равномерном размещении) падают забойные и устьевые давления и дебиты скважин [1], раньше требуется ввод дополнительных скважин для разработки месторождения. Газосборные системы и промысловые коммуникации при рассматриваемой системе размещения отличаются компактностью. Выше отмечалось,

[1] В более поздний период разработки.

что все эти моменты могут существенно влиять на технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

3. За последние годы обосновывается и подтверждается расчетами целесообразность размещения эксплуатационных скважин в наиболее продуктивных зонах месторождений (М. А. Бернштейн, С. С. Гацулаев, А. Л. Козлов, А. С. Малых, Р. М. Миклин, Е. М. Минский, Р. Хессинг), в частности, в центральной, купольной части месторождения. Такая система размещения скважин рекомендована сотрудниками ВНИИгаза в проектах разработки крупнейших газовых месторождений — Северо-Ставропольского, Газлинского, Шебелинского и других (рис. 23—25).

Основными доводами в пользу названной системы размещения скважин принимаются следующие. Предполагается, что при размещении скважин в центральной части месторождения (в «сухом поле») может быть продлен период безводной эксплуатации скважин. Часто коллекторские свойства пласта ухудшаются к периферии месторождения. Поэтому размещение скважин в более продуктивной части месторождения обеспечивает вначале большие дебиты. Однако конечное необходимое число скважин для разработки месторождения, время ввода в эксплуатацию и потребная мощность ДКС зависят от «глубины» сформировавшейся общей депрессионной воронки. Следовательно, существует оптимальная зона разбуривания, обеспечивающая наилучшие технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

Для сопоставления рассматриваемых систем размещения скважин проанализируем следующий гипотетический случай разработки месторождения.

Предположим, месторождение имеет круговую форму. Пласт однороден по коллекторским свойствам. Режим месторождения газовый. Рассматриваются три возможные системы размещения скважин: 1) равномерное размещение на площади газоносности; 2) одно батарейное размещение; 3) размещение скважин в центральной зоне. Скважины всех вариантов размещения эксплуатируются при одинаковых допустимых депрессиях на пласт. Рассмотрим характер распределения давления в пласте для трех вариантов размещения скважин на момент времени, когда отобрано одинаковое количество газа. На рис. 26 схематично изображены профили давления для рассматриваемых систем размещения скважин на гипотетическом месторождении.

Для всех трех вариантов размещения скважин имеем одинаковое среднее пластовое давление $\bar{p}$ (отобрано одинаковое количество газа по каждому варианту). Однако забойные давления при этом могут существенно различаться. Из рис. 26 следует, что забойные давления при равномерном размещении скважин $p_{с.р}$ больше, чем при батарейном $p_{с.б}$ и центральном расположении скважин $p_{с.ц}$, т. е.

$$p_{с.р} \geqslant p_{с.б} \geqslant p_{с.ц}. \qquad (2)$$

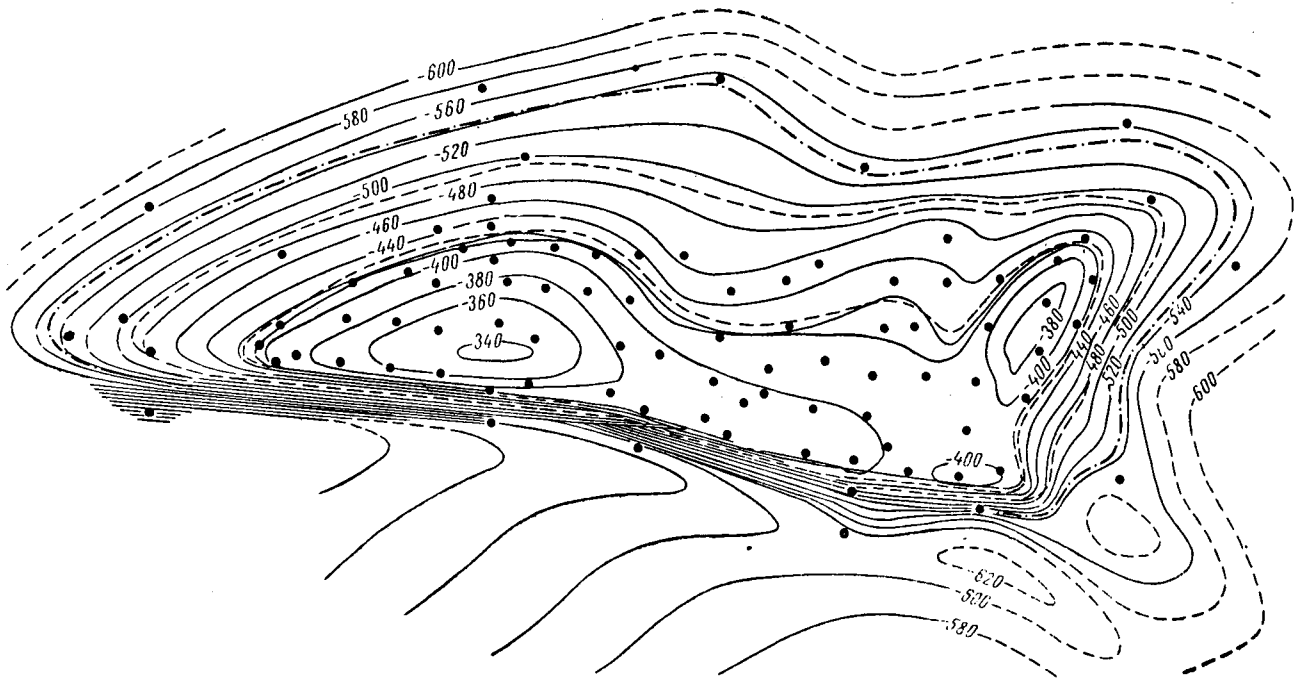


Рис. 24. Карта размещения проектных скважин на IX горизонт месторождения Газли (по проекту разработки 1960 г.)

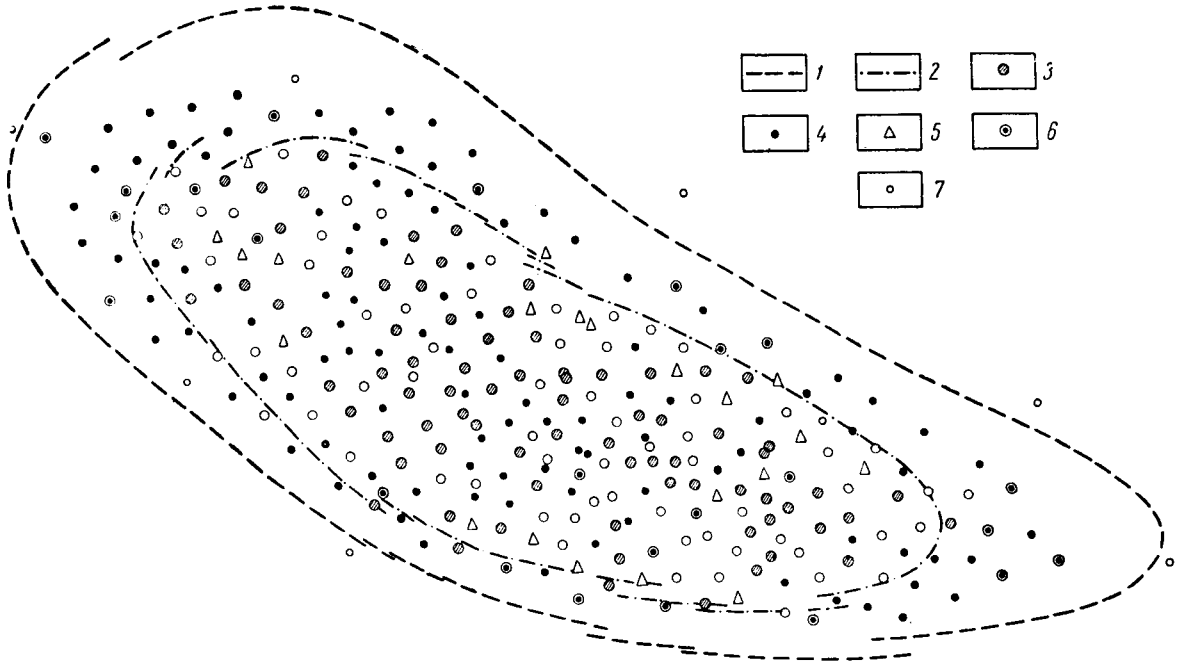


Рис. 25. Карта размещения существующих и проектных скважин на свиту мелистых песчаников Шебелинского месторождения (по уточненному проекту разработки, 1964 г.):

1 — внешний контур газоносности; *2* — внутренний контур газоносности; *3* — эксплуатационные скважины; *4* — проектные скважины; *5* — проектные скважины на СМП—НАГ; *6* — наблюдательные скважины; *7* — пьезометрические скважины

Отметим, что в зависимости от соотношения радиуса батареи и радиуса области центрального размещения скважин это неравенство может иметь вид:

$$p_{с.р} > p_{с.ц} > p_{с.б}. \qquad (3)$$

Как уже отмечено, это приводит к более раннему вводу в эксплуатацию ДКС, установок искусственного холода для вариантов с батарейным и центральным размещением скважин.

Вследствие большей интерференции скважин для двух последних сеток (при одинаковой депрессии) дебиты скважин будут меньше, а необходимое их число больше, чем при равномерном размещении скважин.

Если коллекторские свойства пласта улучшаются к своду структуры, то, например, при размещении скважин в центральной зоне

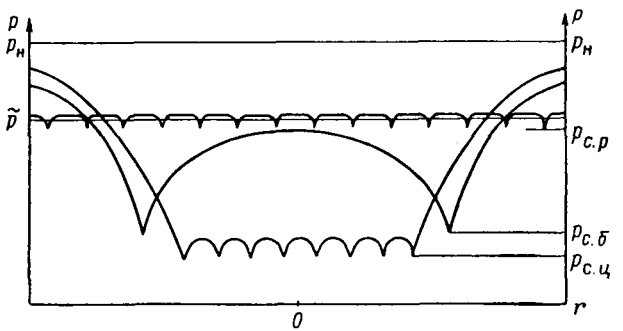


Рис. 26. Профили пластового давления для вариантов равномерного, батарейного и центрального размещения скважин на залежи, однородной по коллекторским свойствам (при одинаковом добытом количестве газа)

необходимое число скважин может получиться меньше по сравнению с другими вариантами. Если число батарей увеличить, то показатели этого варианта разработки могут оказаться предпочтительнее по сравнению с размещением скважин в центральной зоне. При значительном числе батарей сетка размещения скважин приближается к равномерной и т. д.

Таким образом, если на некотором рассматриваемом месторождении ожидается газовый режим, то, как правило, нельзя заранее предугадать, какая из возможных систем размещения скважин будет эффективнее. Лишь проведение газодинамических и технико-экономических расчетов может выявить оптимальную систему разработки газового месторождения.

При водонапорном режиме для выбора оптимальной системы размещения скважин на площади газоносности также следует определить газогидродинамические и технико-экономические показатели различных систем размещения скважин. Однако в этом случае существенно усложняются газогидродинамические методы расчета.

В случае газового режима часто бывает достаточно выполнить газодинамические расчеты для «средней» скважины, т. е. для скважины со средними для данного месторождения коэффициентами фильтрационных сопротивлений A и B, допустимыми дебитами (депрессиями) и другими средними параметрами. При водонапорном режиме задача усложняется в связи с необходимостью детальной геологической информации о строении месторождения, коллекторских свойствах пласта и их изменении по площади залежи и мощности пласта. Получение подобной достоверной информации при незначительном числе газовых скважин на ранних стадиях проектирования является сложной задачей, так как не удается достаточно точно изучить газовую залежь, а сведения о водонапорном бассейне бывают весьма ограничены.

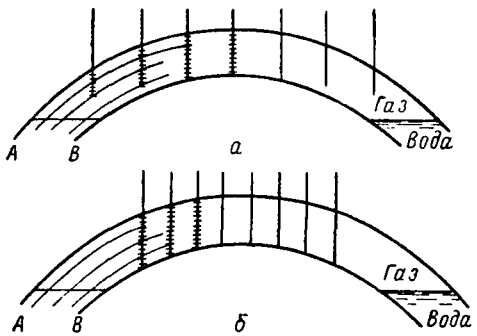


Рис. 27. Схемы равномерного размещения скважин с избирательным вскрытием и размещения скважин в центральной зоне с полным вскрытием продуктивного пласта

При водонапорном режиме не может быть отдано сразу предпочтение ни одной из рассматриваемых систем размещения скважин на площади газоносности. Распространенное мнение о преимуществе размещения скважин в центральной части залежи при водонапорном режиме является неоправданным.

Для примера рассмотрим гипотетическую залежь, подстилаемую контурной водой. Коллекторские свойства залежи неоднородны по мощности пласта. Проанализируем две системы размещения скважин на залежи — равномерную и в центральной зоне (рис. 27, *а*, *б*).

Пусть при размещении скважин в центральной зоне скважины полностью вскрыли продуктивную мощность (см. рис. 27, *б*), а при равномерном размещении скважин мощность вскрыта так, как показано схематично на рис. 27, *а*. Из рис. 27, *а* и *б* следует, что скважины, размещенные в центральной зоне, подвергаются большей опасности быстрого обводнения по пропластку B, чем при равномерном размещении скважин. В то же время сопоставляемые схемы размещения примерно равноценны, например, в отношении обводнения по пропластку A. Следовательно, при водонапорном режиме имеют значение не только система размещения скважин на площади газоносности, но и характер размещения их на структуре и особенности вскрытия продуктивных отложений.

Равномерная система размещения скважин может иметь и ряд других преимуществ перед системой размещения в центральной зоне. В результате более высокого пластового давления в первом случае

дебиты скважин могут оказаться бóльшими (на момент времени равенства отобранных количеств газа), необходимое число скважин — меньшим. По этой же причине в первом случае увеличивается продолжительность бескомпрессорного периода эксплуатации. Расчеты, проведенные П. Т. Шмыглей [81], подтверждают данные выводы даже для случая равномерного по мощности продвижения воды в газовую залежь.

Система равномерного размещения скважин на площади газоносности при водонапорном режиме (как и при газовом) может оказаться предпочтительной, например, при резкой литологической изменчивости продуктивных отложений. При этой системе возможно приобщить к дренированию выклинивающиеся пласты и пропластки, увеличить суммарный коэффициент газоотдачи. Поэтому скважины первой очереди (необходимые для осуществления опытно-промышленной эксплуатации) следует располагать по достаточно равномерной сетке. Затем по мере изучения месторождения последующие скважины можно сосредоточивать в более продуктивных зонах.

При размещении скважин в центральной или иной продуктивной зоне в процессе разработки образуется общая депрессионная «воронка». В начальный период разработки эта депрессионная воронка может способствовать отдалению момента обводнения скважин. Затем вода, по мере поступления в залежь, будет попадать в области все бóльших градиентов пластового давления. Это может в определенные моменты времени ускорить обводнение скважин и осложнить процесс разработки месторождения. Наибольшие осложнения могут возникнуть при неравномерном по мощности продвижении воды в залежь.

При размещении скважин в центральной зоне защемление газа происходит при бóльшем пластовом давлении, что может привести к уменьшению коэффициента газоотдачи.

При любой системе размещения скважин на площади газоносности необходимо выяснить возможность неравномерного дренирования продуктивных отложений по мощности. Путем специальных исследований и работ по интенсификации притока газа к скважинам следует стремиться к приобщению всего продуктивного разреза к разработке. Это предотвратит преждевременное обводнение и выбытие ряда скважин из эксплуатации, будет способствовать получению наибольшего коэффициента газоотдачи, а также повышению дебитов скважин и замедлению темпов падения их во времени.

Только учет всей наличной информации, рассмотрение различных вариантов размещения скважин и вскрытия пласта обеспечит обоснованный выбор оптимальной системы разработки месторождения.

4. При рассмотрении систем размещения скважин мы не анализировали неравномерную схему размещения, так как в зависимости от конфигурации она имеет те или иные особенности рассмотренных выше «классических» систем размещения.

Все сказанное выше целиком относится и к газоконденсатным месторождениям при разработке их на истощение. Отметим только, что варианты размещения скважин, приводящие к образованию «глубокой» общей депрессионной «воронки», в отношении конденсатоотдачи менее эффективны.

Относительно размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин на газоконденсатном месторождении, разрабатываемом с поддержанием пластового давления путем обратной закачки сухого газа в пласт (сайклинг-процесс), имеются определенные рекомендации. Согласно работе [46], цепочки или батареи эксплуатационных и нагнетательных скважин следует располагать на возможно бо́льших расстояниях друг от друга для достижения наибольшего коэффициента охвата процессом вытеснения по площади (см. § 4 главы X). Наилучшие результаты достигаются при размещении скважин, например, вблизи границ пласта. Однако при этом не учитывается предстоящий период разработки месторождения на истощение. Скважины, расположенные вблизи границы раздела газ—вода, могут быстро обводниться и выбыть из эксплуатации. Добавим, что увеличение расстояний между эксплуатационными и нагнетательными скважинами может привести к значительным потерям давления в пласте, а следовательно, к ретроградным потерям конденсата (Е. М. Минский, М. А. Пешкин). Эти замечания в значительной мере снимаются, если эксплуатационные и нагнетательные скважины при обратной закачке сухого газа располагать так, как в вариантах площадного заводнения нефтяных месторождений [37, 46].

Некоторые исследователи предлагают размещать нагнетательные скважины на своде, а эксплуатационные — на периферии структуры. Считается, что в этом случае за счет разности плотностей сухого и жирного газов можно достичь увеличения коэффициента охвата. Однако расположение эксплуатационных скважин на периферии вследствие неравномерности дренирования по мощности и неоднородности пласта по коллекторским свойствам может привести к преждевременному их обводнению. Размещение же нагнетательных скважин на периферии создает «барьер» давления, который препятствует поступлению воды в залежь.

При поддержании пластового давления путем закачки воды в пласт можно рассматривать различные варианты размещения нагнетательных скважин, так же как при разработке нефтяных месторождений [36, 37]. Возможно поддержание пластового давления путем законтурного и различных разновидностей внутриконтурного заводнения.

ГЛАВА V

Газодинамические методы определения показателей разработки газового месторождения при газовом режиме

§ 1. Расчет показателей разработки для различных технологических режимов эксплуатации скважин при равномерном их размещении

К показателям разработки месторождений природных газов относится большое число параметров. Более подробно о них будет сказано в главах IX и X. Здесь же рассмотрим методику определения следующих показателей разработки: 1) изменения во времени дебитов газовых скважин; 2) потребного числа газовых скважин и их изменения во времени; 3) изменения во времени пластового давления и 4) забойного давления.

Эти показатели можно определить в результате интегрирования дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации газа при соответствующих краевых условиях. В связи с нелинейностью дифференциальных уравнений фильтрации газа в настоящее время не представляется возможным получить необходимые аналитические решения. Поэтому для расчета показателей разработки месторождений природных газов были предложены различные приближенные методы, а также приближенные методы интегрирования уравнения Л. С. Лейбензона. Использование ЭВМ и электрических моделей позволяет получать наиболее общие и практически точные решения. На основных расчетных методах мы остановимся в дальнейшем.

Определять перечисленные показатели разработки газовых месторождений (при некоторых допущениях) можно методом последовательной смены стационарных состояний. Теоретическое обоснование данного метода применительно к проектированию разработки газовых месторождений дано Б. Б. Лапуком [38].

Введение в расчеты понятия об удельных объемах дренирования существенно их облегчает. Нейтральные линии (поверхности) принимаются как бы непроницаемыми, и каждая скважина дренирует «свой» участок пласта. Такой участок пласта и называется удельным объемом дренирования. Введение понятия об удельных объемах дренирования позволяет проводить расчеты на одну «среднюю» скважину и определять изменение во времени потребного числа «средних» скважин.

Идея метода последовательной смены стационарных состояний хорошо отражена в самом названии метода. В каждый момент времени распределение давления в пределах удельного объема

дренирования принимается таким, как при установившемся (стационарном) притоке газа к скважине. Важным моментом эффективного использования метода последовательной смены стационарных состояний явилось доказательство положения о том, что при радиальной фильтрации газа к скважине средневзвешенное по газонасыщенному поровому пространству удельного объема дренирования пластовое давление $p_у$ мало отличается от давления $p_к$ ($\tilde{p}_у \approx p_к$) на границе удельного объема дренирования радиусом $R_к$ (рис. 28).

Расчеты показывают, что при расстояниях между скважинами от 600 до 4400 м и забойном давлении до 0,1 от пластового давления в условиях стационарной фильтрации среднее давление в удельном объеме дренирования отличается от контурного на 0,5%. При расстоянии между скважинами до 1000 м и при почти свободном дебите газовой скважины среднее давление отличается от контурного не более чем на 3% [38]. Физически это объясняется значительной крутизной депрессионной воронки при притоке газа к скважине. При неустановившейся фильтрации газа для одного и того же контурного давления кривая изменения давления в пласте в зависимости от расстояния до скважины проходит выше соответствующей кривой при установившейся фильтрации. Следовательно, при неустановившейся фильтрации указанные значения погрешности при замене контурного давления средневзвешенным пластовым давлением получаются еще меньшими. Сказанное справедливо для условий притока газа к совершенной скважине. В случае несовершенных скважин среднее давление будет еще меньше отличаться от контурного.

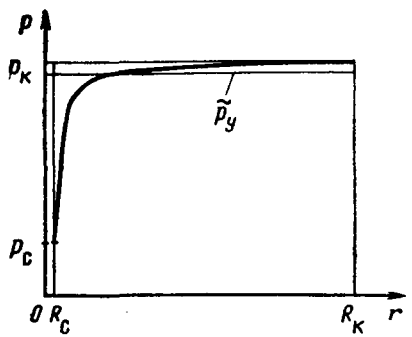


Рис. 28. К доказательству условия, что $p_к \approx \tilde{p}_у$

Доказательство отмеченного положения позволило в уравнении притока газа к скважине неизвестную величину контурного давления $p_к$ (пластового давления в районе данной скважины) в момент времени t заменить величиной среднего пластового давления в удельном объеме дренирования, а при равномерном размещении скважин приближенно — средним давлением в залежи в тот же момент времени ($p_к(t) \approx \tilde{p}(t)$). Вычисление средневзвешенного по объему порового пространства залежи пластового давления с использованием уравнения материального баланса, а затем и других показателей разработки уже не представляет особого труда.

В работе [38] приведены расчетные формулы для определения изменения во времени необходимого числа и дебитов газовых скважин, пластовых и забойных давлений для случаев, когда: а) филь-

трация газа происходит по закону Дарси; б) фильтрация газа не подчиняется закону Дарси и описывается одночленной степенной формулой. Более поздние исследования Б. Б. Лапука и Ф. А. Требина [39] доказали высокую точность метода последовательной смены стационарных состояний путем сопоставления результатов, полученных этим методом, с практически точными решениями, полученными на ЭВМ с использованием численных методов.

Ниже на основе исследований [8, 29, 39] будут даны расчетные формулы, получившие наибольшее распространение в последние годы и использующие двучленную формулу притока газа к забою скважин [8, 29, 31]. Для наглядности сначала рассмотрим методику расчетов для идеального газа.

Дана зависимость изменения во времени отбора газа из месторождения $Q = Q(t)$. Расчеты показателей разработки будем вести для отборов газа из месторождения и дебитов скважин, приведенных к атмосферному давлению и пластовой температуре. Поэтому здесь под Q понимается отбор газа, приведенный к $p_{ат}$ и $T_{пл}$.

Известны: запасы газа, начальные пластовые давление и температура, допустимый технологический режим эксплуатации «средней» скважины (подробнее о «средней» скважине будет сказано в § 3 данной главы), уравнение притока газа к «средней» скважине.

Требуется определить изменение во времени среднего пластового и забойного давлений, дебита и потребного числа скважин. Определение этих показателей разработки газового месторождения методом последовательной смены стационарных состояний сводится к решению системы из четырех уравнений:

1) уравнения материального баланса для газовой залежи;
2) уравнения технологического режима эксплуатации скважины;
3) уравнения притока газа к забою скважины;
4) уравнения связи потребного числа газовых скважин, отбора газа из месторождения Q и дебита одной газовой скважины q.

В данном параграфе рассматривается определение показателей разработки газовой залежи в условиях газового режима и при пренебрежении реальными свойствами газа. В этом случае изменение во времени средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления определяется из следующего уравнения материального баланса для газовой залежи:

$$\bar{p}(t) = p_{н} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\bar{\alpha} \Omega_{н}}. \qquad (1)$$

Здесь

$$Q_{доб}(t) = \int_{0}^{t} Q(t)\, dt.$$

Различные технологические режимы эксплуатации скважин соответственно имеют различную математическую запись. Распространенный технологический режим эксплуатации скважин — режим

поддержания в скважине максимально допустимой депрессии δ на пласт — определяется уравнением

$$\delta = p_к(t) - p_с(t) = \text{const}. \tag{2}$$

Уравнение притока газа к забою скважины записывается следующим образом:

$$p_к^2(t) - p_с^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t). \tag{3}$$

Здесь $q(t)$ — значение дебита «средней» скважины в момент времени t, приведенного к атмосферному давлению и пластовой температуре; $p_с(t)$ — забойное давление; $p_к(t)$ — давление на границе удельной области дренирования в тот же момент времени; коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B определяются по данным исследования скважин при установившихся режимах и использовании значений дебитов, приведенных к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Очевидно, что уравнение для определения потребного числа газовых скважин в момент времени t имеет вид:

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)}. \tag{4}$$

Система (1)—(4) состоит из четырех уравнений с пятью неизвестными. Использование соотношения

$$p_к(t) \approx \tilde{p}(t)$$

позволяет записать уравнения (2) и (3) в виде:

$$\tilde{p}(t) - p_с(t) = \delta; \tag{2а}$$

$$\tilde{p}^2(t) - p_с^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t). \tag{3а}$$

Тогда для решения системы из четырех уравнений (1), (2а), (3а) и (4) с четырьмя неизвестными $\tilde{p}(t)$, $p_с(t)$, $q(t)$, $n(t)$ может быть принят следующий порядок.

По известной зависимости $Q = Q(t)$ изменение во времени добытого количества газа $Q_{доб} = Q_{доб}(t)$ определяется путем численного или графического интегрирования. В частном случае, когда $Q = \text{const}$, имеем $Q_{доб}(t) = Qt$.

Значения добытого количества газа на различные даты подставляются в уравнение материального баланса (1) и определяется зависимость

$$\tilde{p} = \tilde{p}(t). \tag{5}$$

Записав уравнение технологического режима эксплуатации (2а) в виде

$$p_с(t) = \tilde{p}(t) - \delta$$

и подставив в него значения среднего пластового давления на различные даты, определим зависимость изменения во времени забойного давления:

$$p_c = p_c(t). \tag{6}$$

При известных зависимостях (5) и (6) уравнение (3а) представляет квадратное уравнение относительно дебита «средней» скважины. В результате его решения имеем

$$q(t) = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\frac{A^2}{4B^2} + \frac{1}{B}[\tilde{p}^2(t) - p_c^2(t)]}.$$

Подставляя в данное уравнение значения пластового и забойного давлений на разные даты, определяем зависимость изменения во времени дебита «средней» скважины:

$$q = q(t). \tag{7}$$

При известной зависимости (7) с использованием уравнения (4) находим зависимость изменения во времени потребного числа эксплуатационных скважин:

$$n = n(t). \tag{8}$$

Отметим, что исходная система уравнений для определения показателей разработана при исчислении дебитов скважин и отборов из месторождения в стандартных условиях записывается в виде:

$$\tilde{p}(t) = p_н - \frac{p_{ат} f Q^*_{доб}(t)}{\tilde{\alpha}\Omega_н}; \tag{9}$$

$$\tilde{p}(t) - p_c(t) = \delta; \tag{10}$$

$$\tilde{p}^2(t) - p_c^2(t) = Afq^*(t) + Bf^2 q^{*2}(t); \tag{11}$$

$$n(t) = \frac{Q^*(t)}{q^*(t)}. \tag{12}$$

Следовательно, при отнесении объемов газа к стандартным условиям необходимо вводить и учитывать температурные поправки. При записи уравнения притока газа к скважине (11) предполагается, что коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B определены по результатам исследования скважины при установившихся отборах. Считается при этом, что обработка результатов исследования проводится по следующему уравнению притока газа к скважине:

$$p_к^2(t) - p_c^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t).$$

Если в результате расчетов оказывается, что потребное число скважин n меньше имеющегося числа скважин на месторождении $n_{факт}$, то показатели разработки определяются в следующей последовательности.

Согласно заданному отбору из уравнения материального баланса определяется зависимость $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$. По формуле $q(t) = \frac{Q(t)}{n_{факт}}$

устанавливается зависимость $q = q(t)$. С использованием найденных зависимостей $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ и $q = q(t)$ по уравнению притока газа к скважине вычисляется $p_c = p_c(t)$. Расчеты в данной последовательности проводятся до момента времени, пока $n \leqslant n_{\text{факт}}$. Дальнейшие расчеты выполняются аналогично приведенным.

Изложенная методика определения искомых зависимостей (5), (6), (7) и (8) справедлива для периодов нарастающей и постоянной добычи газа.

Рассмотрим методику определения показателей разработки для периода падающей добычи газа [29]. Здесь мы не можем определять показатели разработки по изложенной методике, так как неизвестна зависимость $Q = Q(t)$ (неизвестно, какой отбор из месторождения будет обеспечен имеющимся постоянным числом эксплуатационных скважин).

Для расчета показателей разработки в период падающей добычи воспользуемся дифференциальным уравнением истощения газовой залежи

$$Q(t) = -\frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{p_{\text{ат}}} \cdot \frac{d\tilde{p}(t)}{dt}.$$

Учитывая, что $Q(t) = nq(t)$, данное уравнение запишем следующим образом:

$$\frac{np_{\text{ат}}}{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}} q(t)\,dt = -d\tilde{p}(t). \tag{13}$$

Уравнение (3а) с учетом (2а) представим в виде:

$$\delta(2\tilde{p}(t) - \delta) = Aq(t) + Bq^2(t).$$

Отсюда

$$\tilde{p}(t) = \frac{A}{2\delta} q(t) + \frac{B}{2\delta} q^2(t) + \frac{\delta}{2} \tag{14}$$

Подставив (14) в (13), имеем

$$-\frac{np_{\text{ат}}}{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}} dt = \frac{A}{2\delta} \cdot \frac{dq(t)}{q(t)} + \frac{B}{\delta} dq(t).$$

Интегрирование данного уравнения в пределах от t_n до t и от q_n до $q(t)$ дает

$$t - t_n = \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} B}{n\delta p_{\text{ат}}} (q_n - q(t)) + \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} A}{2n\delta p_{\text{ат}}} \ln \frac{q_n}{q(t)}. \tag{15}$$

В уравнении (15) t_n — время начала периода падающей добычи; q_n — дебит газовой скважины при депрессии δ в момент t_n; $q(t)$ — дебит газовой скважины в текущий момент времени t периода падающей добычи газа. Здесь время t отсчитывается с начала разработки месторождения.

Уравнение (15) относительно дебита скважины является трансцендентным. Поэтому, чтобы определить изменение во времени де-

бита скважин, задаемся серией значений дебитов согласно неравенству

$$q_n > q_1 > q_2 > q_3 > \ldots$$

Из уравнения (15) определяются соответствующие им значения времени

$$t_1,\ t_2,\ t_3,\ \ldots,$$

т. е. определяется искомая зависимость

$$q = q(t). \tag{16}$$

Зная зависимость (16), можно вычислить изменение во времени отбора газа из месторождения:

$$Q = Q(t) = nq(t)$$

Подставляя зависимость (16) в (14) или подставляя $Q(t)$ в уравнение (1), определяем изменение во времени среднего пластового давления в период падающей добычи газа:

$$\bar{p} = \bar{p}(t). \tag{17}$$

С использованием зависимости (17) и уравнения технологического режима эксплуатации скважины находим:

$$p_c = p_c(t).$$

Потребное число скважин не определяется, так как в период падающей добычи газа $n = \text{const}$.

Если для периода падающей добычи задан закон изменения отбора из месторождения $Q = Q(t)$, то показатели разработки определяются по изложенной методике для периодов нарастающей и постоянной добычи газа.

Рассмотрим еще случай, когда в период падающей добычи бурится какое-то число скважин для уменьшения темпа падения добычи газа из месторождения. Предполагаем, что темп ввода скважин в эксплуатацию известен, т. е. задана зависимость $n = n(t)$. Тогда особенность методики расчетов заключается в следующем.

Пусть на момент времени t периода падающей добычи газа показатели разработки известны. Требуется определить показатели разработки на момент времени $t + \Delta t$. В этом случае уравнение

$$-\frac{p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н} n(t)\, q(t)\, dt = \frac{A}{2\delta} dq(t) + \frac{B}{\delta} q(t)\, dq(t) \tag{18}$$

интегрируем в пределах от t до $t + \Delta t$ и от $q(t)$ до $q(t + \Delta t)$. Пусть параметр $n(t)\, q(t)$ изменяется, как показано на рис. 29. При достаточно малом шаге по времени Δt площадь криволинейной трапеции можно заменить площадью прямолинейной трапеции.

Тогда результат интегрирования уравнения (18) запишется в виде:

$$\frac{p_{ат}}{\tilde{\alpha}\Omega_н}\cdot\frac{n(t)\,q(t)+n(t+\Delta t)\,q(t+\Delta t)}{2}\,\Delta t=$$

$$=\frac{A}{2\delta}[q(t)-q(t+\Delta t)]+\frac{B}{2\delta}[q^2(t)-q^2(t+\Delta t)]. \qquad (19)$$

При известной зависимости $n = n(t)$ уравнение (19) представляет собой квадратное уравнение относительно значения дебита газовой скважины в момент времени $t + \Delta t$. После того как из (19) найдено $q(t + \Delta t)$, другие показатели разработки определяются аналогично ранее изложенному. После нахождения решения в момент времени $t + \Delta t$ вычисляются показатели разработки для следующего момента времени и т. д., т. е. находятся зависимости изменения во времени основных показателей разработки.

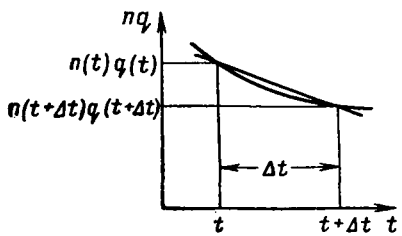


Рис. 29. К построению численной методики определения показателей разработки газовой залежи в период падающей добычи

Точность решения уравнения (18) по шагам зависит от величины шага по времени Δt. Для того чтобы погрешность численного интегрирования не превосходила заданной погрешности, поступают следующим образом. Вначале проводят расчеты с шагом по времени Δt. Затем расчеты повторяют при шаге по времени $\Delta t/2$. Если значения дебита скважины в разные моменты времени, найденные при расчетах с шагами по времени Δt и $\Delta t/2$ соответственно, различаются не более чем на заданную величину погрешности ε, то шаг Δt — невелик и получено искомое решение. Если соответствующие решения при шаге по времени Δt и $\Delta t/2$ различаются более чем на ε, то расчеты повторяются с шагом $\Delta t/4$, и т. д.

Аналогичным образом получаются расчетные формулы и для других технологических режимов эксплуатации газовых скважин. Рассмотрим особенности расчетов показателей разработки в случае эксплуатации скважин при допустимом градиенте давления на стенке скважины.

Вместо уравнения технологического режима эксплуатации скважин (2а) имеем уравнение

$$c=\frac{\varphi q(t)+\psi q^2(t)}{p_c(t)}. \qquad (20)$$

Таким образом, определение показателей разработки газовой залежи при поддержании на стенке скважин максимально допустимого градиента давления сводится к совместному решению системы уравнений (1), (20), (3а) и (4).

Из уравнения (20) находят

$$p_c(t)=\frac{\varphi q(t)+\psi q^2(t)}{c}. \qquad (21)$$

Подставляя (21) в уравнение притока газа к скважине, получают

$$\bar{p}(t)=\sqrt{\left(\frac{\varphi q(t)}{c}+\frac{\psi q^2(t)}{c}\right)^2+Aq(t)+Bq^2(t)}. \qquad (22)$$

Выражение для среднего пластового давления (22) подставляют в уравнение материального баланса, решая которое относительно $Q_{\text{доб}}(t)$, находят

$$Q_{\text{доб}}(t)=\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{p_{\text{ат}}}\left(p_{\text{н}}-\sqrt{\left(\frac{\varphi q(t)}{c}+\frac{\psi q^2(t)}{c}\right)^2+Aq(t)+Bq^2(t)}\right). \qquad (23)$$

Задаваясь серией значений q, по уравнению (23) вычисляют соответствующие им величины $Q_{\text{доб}}$. По графику зависимости $Q_{\text{доб}} = Q_{\text{доб}}(t)$ для найденных величин добытого количества газа определяют соответствующие значения времени для каждого значения $Q_{\text{доб}}$, т. е. устанавливается зависимость $q = q(t)$. По вычисленным значениям $Q_{\text{доб}}(t)$ из формулы (1) или из формулы (22) при известной зависимости $q = q(t)$ находят изменение во времени среднего пластового давления.

При принятых в расчетах величинах дебитов газовых скважин q по уравнению (21) вычисляют соответствующие им забойные давления, т. е. находят зависимость $p_{\text{с}} = p_{\text{с}}(t)$. С использованием уравнения (4) вычисляют потребное число газовых скважин, т. е. зависимость $n = n(t)$.

В частном случае, когда $Q = \text{const}$ и $Q_{\text{доб}} = Qt$, уравнение (23) записывается в виде

$$t=\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{p_{\text{ат}}Q}\left[p_{\text{н}}-\sqrt{\left(\frac{\varphi q(t)}{c}+\frac{\psi q^2(t)}{c}\right)^2+Aq(t)+Bq^2(t)}\right]. \qquad (24)$$

Тогда уравнение (24) дает зависимость $q = q(t)$ в достаточно явном виде. Здесь, задаваясь серией значений дебитов скважин, из уравнения (24) находят соответствующие им значения времени, т. е. определяют зависимость $q = q(t)$.

Расчеты при постоянном числе скважин ведутся следующим образом.

Дифференциальное уравнение истощения газовой залежи (13) проинтегрируем от t до $t + \Delta t$ и от $\bar{p}(t)$ до $\bar{p}(t + \Delta t)$. При достаточно малом шаге по времени Δt используем возможность замены площади криволинейной трапеции площадью прямолинейной трапеции. Тогда получаем

$$\frac{np_{\text{ат}}}{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}}\cdot\frac{q(t)+q(t+\Delta t)}{2}\Delta t=\bar{p}(t)-\bar{p}(t+\Delta t). \qquad (25)$$

Считаем, что показатели разработки на момент времени t известны. Запишем уравнение (22) для момента времени $t + \Delta t$:

$$\bar{p}(t+\Delta t)=\sqrt{\left(\frac{\varphi q(t+\Delta t)}{c}+\frac{\psi q^2(t+\Delta t)}{c}\right)^2+Aq(t+\Delta t)+Bq^2(t+\Delta t)}. \qquad (26)$$

Подставим (26) в (25) и решим последнее уравнение относительно Δt:

$$\Delta t = \frac{2\bar{\alpha}\Omega_н}{np_{ат}\,(q\,(t)+q\,(t+\Delta t))}\left[\bar{p}\,(t) - \right.$$

$$\left. - \sqrt{\left(\frac{\varphi q\,(t+\Delta t)}{c}+\frac{\psi q^2\,(t+\Delta t)}{c}\right)^2 + Aq\,(t+\Delta t)+Bq^2\,(t+\Delta t)}\right]. \qquad (27)$$

Задавшись значением $q\,(t+\Delta t)$ так, что $q\,(t+\Delta t) < q\,(t)$, из (27) вычисляем Δt, т. е. определяем, какому значению времени $t+\Delta t$ соответствует $q\,(t+\Delta t)$. Уравнение (27) представляет собой рекуррентное соотношение для вычисления зависимости изменения во времени дебита скважин в период падающей добычи газа $q = q\,(t)$. Поэтому найденное значение $q\,(t+\Delta t)$ теперь принимаем за $q\,(t)$, время $t+\Delta t$ — за t и из (27) определяем новое значение Δt, текущее время $t+2\Delta t$ и т. д.

Запись уравнения (13) в виде (25) тем точнее, чем меньше Δt. Из (27) следует, что величина шага по времени Δt определяется задаваемым значением дебита $q\,(t+\Delta t)$. Поэтому рекомендуется при подстановке в рекуррентное соотношение (27) значений дебитов задавать их с разницей на Δq. После проведения расчетов с шагом Δq они повторяются с шагом $\Delta q/2$. Если результаты расчетов различаются не более чем на заданную погрешность ε, то интервал изменения дебита скважин Δq выбран небольшим. В противном случае расчеты проводятся с интервалом изменения дебита $\Delta q/4$ и т. д.

Знание зависимости $q = q\,(t)$ позволяет определять по формуле (22) или (1) зависимость $\bar{p} = \bar{p}\,(t)$, а по формуле (21) — зависимость $p_с = p_с\,(t)$. Изменение отбора газа из месторождения в период падающей добычи газа рассчитывается по формуле $Q\,(t) = nq\,(t)$.

Показатели разработки газового месторождения при поддержании в скважинах режима постоянного забойного давления определяют в следующей последовательности.

С использованием уравнения материального баланса (1) вычисляют зависимость $\bar{p} = \bar{p}\,(t)$. Аналогично предыдущему, из уравнения притока газа к скважине (3а) находят значения $q = q\,(t)$, а из формулы (4) — зависимость $n = n\,(t)$.

Остановимся на определении показателей разработки для периода падающей добычи газа.

Из уравнения притока газа к скважине имеем

$$\bar{p}\,(t) = \sqrt{p_с^2 + Aq\,(t)+Bq^2\,(t)}. \qquad (28)$$

Подставляя (28) в (13), получаем дифференциальное уравнение для периода падающей добычи при поддержании в скважине постоянного забойного давления:

$$\frac{np_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н}\,dt = -\frac{2Bq\,(t)+A}{2q\,(t)\sqrt{Bq^2\,(t)+Aq\,(t)+p_с^2}}\,dq\,(t). \qquad (29)$$

Интегрируя уравнение (29) в пределах от t_n до t и от q_n до $q(t)$, получаем

$$\frac{np_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н}(t-t_n)=$$

$$=\frac{A}{2p_c}\ln\frac{(2p_c\sqrt{Bq^2(t)+Aq(t)+p_c^2}+2p_c^2+Aq(t))\,q_n}{(2p_c\sqrt{Bq_n^2+Aq_n+p_c^2}+2p_c^2+Aq_n)\,q(t)}-$$

$$-\sqrt{B}\ln\frac{2\sqrt{(Bq^2(t)+Aq(t)+p_c^2)\,B}+2Bq(t)+A}{2\sqrt{(Bq_n^2+Aq_n+p_c^2)\,B}+2Bq_n+A}.$$

Вычисления по этой формуле аналогичны рассмотренным выше случаям решения трансцендентных уравнений.

Показатели разработки месторождения при эксплуатации газовых скважин с технологическими режимами заданного устьевого давления, заданного дебита скважин и других параметров определяются аналогично приведенным выше расчетам (см. также [29]).

Если приток газа к забоям скважин происходит по линейному закону фильтрации, то соответствующие расчетные формулы получаются аналогичным образом при принятии коэффициента B равным нулю ($B = 0$) в уравнении притока газа к скважине.

Расчеты показателей разработки месторождений природных газов, основанные на методе последовательной смены стационарных состояний, отличаются большой простотой. Однако необходимо иметь в виду, каким образом достигается эта простота, иметь представление об области применимости рассмотренной методики. При использовании метода последовательной смены стационарных состояний трудно учесть неоднородность продуктивных отложений по коллекторским свойствам. Расчеты ведутся на «среднюю» скважину — на скважину со средними дебитами, коэффициентами фильтрационных сопротивлений A и B, при средних, например, величинах допустимых депрессий на пласт.

Вместе с тем имеется возможность приближенного учета разнодебитности эксплуатационных скважин. С использованием уравнения материального баланса определяется зависимость $\bar{p} = \bar{p}(t)$. Пусть каждая эксплуатируемая скважина характеризуется только ей присущими значениями фильтрационных сопротивлений и, например, допустимой депрессией на пласт. Тогда по найденной зависимости $\bar{p} = \bar{p}(t)$, уравнению технологического режима эксплуатации и уравнению притока для каждой i-й скважины вычисляются зависимости $q_i = q_i(t)$ ($i = 1, 2, \ldots, n$). Суммирование дебитов по каждой скважине в интересующие нас моменты времени позволяет определить зависимость изменения во времени общего отбора газа из эксплуатируемых скважин $Q_э = Q_э(t)$. Разница между плановым отбором $Q = Q(t)$ и $Q_э = Q_э(t)$ дает зависимость изменения во времени того отбора из месторождения $Q_{пр} = Q_{пр}(t)$, который должен быть компенсирован бурением новых (проектных) скважин.

Изменение потребного числа скважин для компенсации падения добычи из эксплуатируемых скважин устанавливается по формуле $n_{\text{пр}}(t) = \frac{Q_{\text{пр}}(t)}{q(t)}$. Здесь q — дебит «средней» скважины.

Методика определения показателей разработки месторождений природных газов, изложенная в данном параграфе, предполагает, что в начальный момент скважины размещаются равномерно на площади газоносности. Несмотря на то что потребное число газовых скважин увеличивается во времени, принимается допущение о равномерности сетки скважин в каждый момент времени. В определенной мере это оправдывается тем, что значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B не претерпевают больших изменений при существенных изменениях удельных объемов дренирования вследствие, например, добуривания новых скважин.

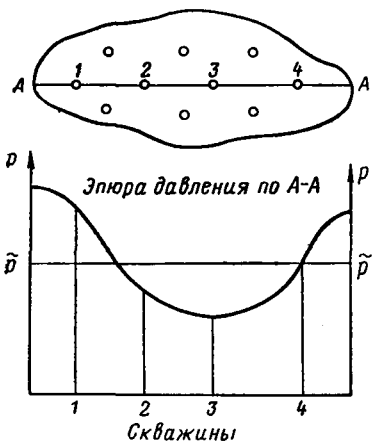


Рис. 30. К выявлению области применимости алгоритмов определения показателей разработки, основанных на методе последовательной смены стационарных состояний

В расчетах не учитываются произвольность конфигурации месторождения и расположения скважин, различия продуктивных характеристик проектных газовых скважин.

Вследствие неоднородности пласта по коллекторским свойствам в результате неравномерного расположения скважин и неравномерного дренирования залежи могут возникать значительные общие депрессионные воронки. На рис. 30 приведено возможное распределение пластового давления в залежи при ее разработке. Из рисунка видно, что при прочих равных условиях лишь по скв. 4 рассчитанные и фактические дебиты в момент времени t могут совпасть, так как на рассматриваемый момент времени пластовое давление вблизи этой скважины равняется среднему пластовому давлению $\tilde{p}(t)$. По скв. 1 фактические дебиты будут падать медленнее во времени, а по скв. 2 и 3 быстрее, чем по данным расчетов.

Разнодебитность газовых скважин может существенно влиять на систему обустройства газового промысла. Возникающие в процессе разработки месторождения глубокие депрессионные воронки могут приводить к необходимости более раннего (по сравнению с расчетным) ввода дожимной компрессорной станции и установок искусственного холода.

Естественно, что изложенная в данном параграфе методика не позволяет предсказать отмеченных особенностей и учесть их при разработке месторождений природных газов. Использование метода

последовательной смены стационарных состояний для определения показателей разработки газовых месторождений целесообразно при ориентировочных, оценочных расчетах. Рассматриваемая методика широко применяется на начальных этапах проектирования разработки месторождений природных газов, когда из-за недостаточных количества и достоверности исходной информации не представляется возможным использовать более точные и совершенные расчетные методы. Этот метод заслуживает внимания при проведении технико-экономических расчетов для установления перспектив разработки газоносной провинции, при отыскивании принципиальных решений вопросов разработки месторождений и обустройства промыслов. Технико-экономические расчеты характеризуются большим числом вариантов, большим объемом вычислительной работы. Поэтому использование рассматриваемого метода целесообразно и при проведении технико-экономических расчетов на современных ЭВМ.

После нахождения принципиальных решений более точные расчеты проводятся более точными методами с учетом дополнительных геолого-промысловых факторов.

Приведем результаты расчетов показателей разработки газового месторождения A, запасы которого (приведенные к стандартным условиям) составляют 300 млрд. м³. Период нарастающей добычи газа равен 4 годам. Период постоянной добычи продолжается до суммарного отбора из месторождения 67% начальных запасов газа в пласте. Изменение во времени отборов газа и соответствующей суммарной добычи газа из месторождения, приведенных к $p_{ат}$ и $T_{ст}$, показано в табл. 3.

Таблица 3

Отборы и добытые количества газа из месторождения A

Показатели	Годы разработки														
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й	15-й
Q, млрд. м³/год	5,0	7,5	10,0	12,5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
$Q_{доб}$, млрд. м³	5,0	12,5	22,5	35	50	65	80	95	110	125	140	155	170	185	200

Параметры средней скважины: $A = 15{,}81 \frac{(\text{кгс/см}^2)^2 \cdot \text{сут}}{\text{тыс. м}^3}$, $B = 0{,}0062 \left(\frac{\text{кг/см}^2 \cdot \text{сут}}{\text{тыс. м}^3} \right)^2$, $\delta = 38$ кгс/см².

Остальные исходные данные таковы: $p_н = 300$ кгс/см²; $t_{пл} = 63°$ С; $n_{факт} = 11$; начальный средний дебит q скважины составляет 980 тыс. м³/сут.

Результаты расчетов для периодов нарастающей и постоянной добычи из месторождения A, разрабатываемого при газовом режиме, равномерном размещении скважин на площади газоносности и пренебрежении реальными свойствами газа, приведены в табл. 4, для падающей добычи газа — в табл. 5 (в графической форме соответствующие результаты см. на рис. 15).

Таблица

Изменение во времени основных показателей разработки месторождения *А* в периоды нарастающей и постоянной добычи газа

Показатели	Годы разработки														
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й	15-й
$\bar{p}(t)$, кгс/см²	295	287,5	277,5	265	250	235	220	205	190	175	160	145	130	115	100
$p_c(t)$, кгс/см²	257	249,5	239,5	227	212	197	182	167	152	137	122	107	92	77	62
$q(t)$, тыс. м³/сут	966	946	916	875	840	795	755	705	655	605	555	505	455	405	355
$n(t)$ без учета резерва	20	29	39	54	56	59	63	67	72	78	85	94	104	117	133
$n(t)$ с учетом резерва *	23	33	45	62	64	68	72	77	83	90	98	108	119	134	153

* Здесь потребное число скважин с учетом резерва определено по формуле (3) следующего параграфа.

Таблица 5

Изменение во времени основных показателей разработки месторождения *А* в период падающей добычи газа

$q(t)$, тыс. м³/сут	355	300	250	200	150
$t - t_н$, годы	0	1,03	2,12	3,39	5,0
$\bar{p}(t)$, кгс/см²	100	88,8	76,1	64	52
$p_c(t)$, кгс/см²	62	50,8	38,1	26	14
$Q(t)$, млн. м³/сут		34,8	29,0	23,2	17,4
$Q(t)$, млрд. м³/год	15,0	12,7	10,6	8,47	6,35

§ 2. Определение потребного числа скважин для разработки месторождения

Ранее говорилось, что для определения потребного числа скважин, обеспечивающих заданный отбор газа $Q(t)$ из месторождения, и изменения их во времени используется формула

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)} \qquad (1)$$

На практике же при проектировании разработки месторождений природных газов потребное число скважин вычисляется по формуле

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)} K_р \qquad (2)$$

Здесь $K_р$ — коэффициент резерва; $K_р > 1$.

Для каждого месторождения в принципе должен обосновываться и применяться свой коэффициент резерва, т. е. должно устанавливаться свое резервное число скважин.

Коэффициент резерва скважин должен учитывать:

1) возможную неравномерность потребления газа;

2) возможность частичного или полного выбытия из эксплуатации ряда скважин в связи с их обводнением, эрозией или коррозией оборудования;

3) степень достоверности исходной геолого-промысловой информации о месторождении, водонапорном бассейне и т. д.;

4) степень важности месторождения в соответствующей системе газоснабжения и другие факторы.

В настоящее время еще нет методики расчета коэффициента резерва скважин с учетом отмеченных факторов.

Для учета возможной неравномерности потребления газа рекомендуется при вычислении потребного числа скважин исходить из равномерной работы всех скважин в течение 310 дней в году, т. е. вести расчет по формуле

$$n(t) = \frac{365Q(t)}{310q(t)}, \text{ или } n(t) = \frac{Q(t)}{310q(t)}. \quad (3)$$

Здесь Q — отбор газа из месторождения в суточном (годовом — во втором случае) исчислении; q — среднесуточный дебит одной скважины в момент времени t.

Учет других факторов в каждом конкретном случае может приводить к увеличению общего числа скважин по сравнению с определенным потребным числом скважин согласно формуле (3).

При обосновании коэффициента резерва скважин необходимо помнить об экономической стороне этого вопроса. Так, в работе [33] отмечается, что обеспечение абсолютной надежности не всегда оправдано экономически, а требования к степени надежности должны быть различными для разных категорий потребителей. Выбор оптимальной степени надежности газоснабжения связан с определением ущерба от непоставленного количества газа и, по существу, представляет собой технико-экономическую задачу определения минимальных затрат с целью обеспечения бесперебойной подачи газа.

В работе [33] указывается, что надежность газоснабжения народного хозяйства страны обеспечивается:

1) сооружением крупных, многониточных систем дальнего транспорта;

2) кольцеванием системы газопроводов, позволяющим маневрировать потоками газа;

3) созданием подземных газохранилищ вблизи потребителей и месторождений-регуляторов [30, 32, 41];

4) непрерывным повышением надежности оборудования и всех элементов системы дальнего газоснабжения;

5) автоматизацией и телемеханизацией технологических процессов системы дальнего газоснабжения.

Необходимо также иметь в виду, что в ряде случаев по тем или иным причинам порядок разбуривания месторождения отклоняется от вычисленной проектной зависимости $n = n(t)$. Например, разбуривание многопластового Газлинского месторождения проходило с некоторым опережением по сравнению с тем, что было предусмотрено

в проекте разработки. Отрицательным последствием этого было преждевременное осуществление капитальных вложений.

Вместе с тем опережающее разбуривание Газлинского месторождения привело и к следующим положительным результатам.

Во-первых, это позволило эффективно (равномерно во времени) использовать возможности Газлинской конторы бурения.

Во-вторых, опережающее разбуривание дало возможность не усложнять конструкции скважин на нижележащие XII и XIII горизонты. По ряду причин XII и XIII горизонты были введены в разработку значительно позже, чем IX и X горизонты, хотя по проекту все горизонты должны были вводиться одновременно. В результате отбор газа из Газли обеспечивали IX и X горизонты. Соответственно, к моменту ввода в разработку XII и XIII горизонтов в IX и X горизонтах пластовое давление снизилось на значительную величину. Если в этих условиях (и в более поздние моменты времени) при бурении скважин на XII и XIII горизонты не спускать дополнительную техническую колонну для перекрытия IX и X горизонтов, то могут произойти катастрофические поглощения бурового раствора, осложнения при эксплуатации ряда скважин IX и X горизонтов.

В-третьих, созданный как бы искусственный резерв скважин позволил превышать в нужные моменты предусмотренные проектом разработки отборы газа из месторождения. Кроме того, создавалась возможность поставить в широких масштабах работы по исследованию газовых скважин и по интенсификации добычи газа [44] и т. д.

Для многопластовых месторождений отрицательные последствия могут возникнуть и при задержке разработки вышележащих горизонтов. Покажем это на примере Шебелинского месторождения.

Разработка Шебелинского месторождения привела к тому, что пластовое давление на периферии свиты медистых песчаников (СМП) оказалось ниже, чем в залегающем выше нижнеангидритовом горизонте (НАГ). Это осложнило добуривание скважин на СМП. Для вскрытия отложений СМП необходимо, чтобы плотность бурового раствора была ниже, чем при вскрытии отложений НАГ. Поэтому в ряде случаев приходится усложнять (а следовательно, и удорожать) конструкцию скважин на СМП — спускать техническую колонну для перекрытия отложений НАГ.

Таким образом, последовательность разработки отдельных залежей и особенности разбуривания многопластовых месторождений могут приводить к тем или иным отклонениям в отношении наличного числа эксплуатационных скважин. Иногда может оказаться целесообразным искусственное создание (на определенный момент времени) некоторого «дополнительного резерва» скважин.

При достаточной полноте и достоверности исходной информации можно по мере разработки месторождения корректировать потребное число скважин и число резервных скважин.

В проекте разработки обосновываются потребное число и местоположение наблюдательных скважин. Наблюдательные скважины являются источниками

необходимой информации о процессах, происходящих в пласте при разработке месторождений природных газов. Наблюдательные скважины располагаются как в области газоносности, так и за внешним контурном газоводяного контакта.

Вопрос относительно обоснования числа резервных скважин еще недостаточно разработан.

Заслуживают внимания рекомендации определять резервное число скважин на основе принципа обеспечения той или иной степени надежности системы добычи газа (см. например, [32]).

§ 3. Определение параметров «средней» скважины

В ряде методов определения показателей разработки месторождений природных газов используется понятие «средней» скважины, т. е. расчеты выполняются на «среднюю» скважину. Принимается, что «средняя» скважина имеет среднюю глубину, среднюю длину шлейфа, среднюю конструкцию, средние допустимые дебит и депрессию, средние коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B.

Введение понятия «средней» скважины преследует две цели:

1) по возможности наилучшим образом учесть разнодебитность скважин на месторождении, различие скважин по продуктивным характеристикам;

2) расчетом показателей разработки месторождения на основе «средней» скважины обеспечить наиболее достоверный прогноз, например, по потребному числу скважин.

Если на месторождении имеется значительное число скважин, то параметры «средней» скважины можно определять на основе методов статистики и теории вероятностей. Теория вероятностей позволяет рассчитать наиболее вероятностные параметры скважин, которые будут пробурены для поддержания заданного отбора газа из месторождения. Следовательно, рассчитанное число потребных скважин будет близко к фактически необходимому числу скважин.

Однако из-за недостаточного объема информации при составлении проектов опытно-промышленной эксплуатации и проектов разработки месторождений применение методов статистики и теории вероятностей часто исключается. Поэтому рассмотрим другой, получивший распространение в последнее время метод определения параметров «средней» скважины [29].

Пусть на месторождении имеется n газовых скважин. По результатам исследований этих скважин определены:

1) уравнения притока газа к каждой скважине;

2) допустимые дебиты (депрессии) для каждой скважины.

Уравнения притока газа к рассматриваемым скважинам имеют вид:

$$\left.\begin{aligned}
&\Delta p_1^2 = p_{\text{пл}_1}^2 - p_{\text{с}_1}^2 = A_1 q_1(t) + B_1 q_1^2(t)\\
&\Delta p_2^2 = A_2 q_2(t) + B_2 q_2^2(t)\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&\Delta p_i^2 = A_i q_i(t) + B_i q_i^2(t)\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&\Delta p_n^2 = A_n q_n(t) + B_n q_n^2(t)
\end{aligned}\right\} \qquad (1)$$

Просуммировав данные уравнения, получим

$$\sum_{i=1}^{n} \Delta p_i^2 = \sum_{i=1}^{n} A_i q_i + \sum_{i=1}^{n} B_i q_i^2. \qquad (2)$$

В уравнениях (1) и (2) под величинами Δp_i^2 ($i = 1, 2, \ldots, n$) понимаются разности квадратов пластового и забойного давлений, соответствующие допустимым дебитам q_i скважин ($i = 1, 2, \ldots, n$).

Уравнение (2) представим следующим образом:

$$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} \Delta p_i^2 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} A_i q_i + \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} B_i q_i^2. \qquad (3)$$

Уравнение притока газа к «средней» скважине запишем в виде:

$$\Delta p_{ср}^2 = A_{ср} q_{ср} + B_{ср} q_{ср}^2. \qquad (4)$$

Примем, что $\Delta p_{ср}^2$ и $q_{ср}^2$ равны среднеарифметическим значениям от соответствующих величин, т. е.

$$\Delta p_{ср}^2 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} \Delta p_i^2; \quad q_{ср} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} q_i. \qquad (5)$$

Тогда для принятого предположения необходимо установить связь между средними значениями коэффициентов фильтрационных сопротивлений $A_{ср}$ и $B_{ср}$ и коэффициентами фильтрационных сопротивлений по каждой скважине. Для этого подставим соотношения (5) в уравнение (4). Получим

$$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} \Delta p_i^2 = A_{ср}\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} q_i + B_{ср}\left[\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} q_i\right]^2 \qquad (6)$$

Сопоставляя уравнения (3) и (6), находим следующие выражения для вычисления средних значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений:

$$A_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{n} A_i q_i}{\sum_{i=1}^{n} q_i}; \quad B_{ср} = \frac{n\sum_{i=1}^{n} B_i q_i^2}{\left[\sum_{i=1}^{n} q_i\right]^2}. \qquad (7)$$

Если теперь уравнение (4) записать, например, для начального момента времени в виде:

$$\delta_{ср}(2p_н - \delta_{ср}) = A_{ср} q_{ср} + B_{ср} q_{ср}^2. \qquad (8)$$

и подставить в него значения $A_{ср}$ и $B_{ср}$, вычисленные согласно (7), и значение среднего начального допустимого дебита скважины $q_{ср}$, то получим квадратное уравнение относительно допустимой депрес-

сии. Решая уравнение (8), находим среднюю для месторождения величину допустимой депрессии на пласт.

Прогнозные расчеты на «среднюю» скважину проводятся затем при соблюдении условия $\delta_{ср} = \text{const}$.

Отметим, что если расчеты параметров «средней» скважины проводятся по данным исследования скважин на начальный момент времени, то для вычисления $\delta_{ср}$ должна использоваться формула (8). Если расчеты проводятся по данным на некоторый момент времени, то вместо $p_н$ в формуле (8) надо рассматривать текущее среднее пластовое давление (среднее пластовое давление в области дренирования в момент времени t).

Сделаем некоторые дополнения к сказанному.

На газовых месторождениях разведочные скважины, как правило, несовершенны по степени вскрытия. На основе результатов их исследований необходимо получить наиболее достоверную величину продуктивности эксплуатационных скважин.

Если принять допущение о слоистом строении коллекторов, то коэффициенты A и B для каждой скважины могут быть пересчитаны, как это нередко делается, на условие полного вскрытия пласта по следующим формулам [1]:

$$A_{расч} = A \cdot \overline{h}, \quad B_{расч} = B\,(\overline{h})^2. \tag{9}$$

Здесь $\overline{h} = \frac{h_в}{h_{эф}}$; $h_в$ — вскрытая мощность пласта; $h_{эф}$ — эффективная мощность пласта.

Соотношения (9) определяются структурой коэффициентов A и B [8].

Используя значения $A_{расч}$ и $B_{расч}$, а также величины допустимой (достигнутой) депрессии по каждой скважине, по уравнению притока находим дебиты скважин при полном вскрытии пласта.

Однако найденные величины дебитов нельзя использовать для определения параметров средней скважины, так как найденные дебиты соответствуют разным депрессиям на пласт в каждой скважине. Поэтому при определении параметров «средней» скважины «вклад» каждой скважины в характеристики средней скважины будет случайным, субъективным, связанным, например, с достигнутыми значениями депрессий на пласт. Сказанное в наибольшей степени относится к определению средней оптимальной депрессии на пласт и выбору конструкции скважин. Поэтому в последнем случае расчеты проводятся в следующем порядке.

При нахождении оптимальной депрессии на пласт задаемся разными величинами средней депрессии: $\delta_1, \delta_2, \ldots, \delta_m$ (m — число вариантов). С использованием коэффициентов $A_{расч}$, $B_{расч}$ вычисляются дебиты скважин для депрессий $\delta_1, \delta_2, \ldots, \delta_m$. Найденные

[1] Последующее бурение скважин с полным вскрытием разреза часто подтверждает допущение о слоистом строении коллектора (значения коэффициентов A и B для этих скважин близки к $A_{расч}$ и $B_{расч}$.

величины дебитов используются в формулах (5), (7), а затем в формуле (8). Вычисленные значения $q_{ср}$, $A_{ср}$, $B_{ср}$ и $\delta_{ср}$ [1] применимы для каждого варианта и характеризуют среднюю скважину в этих вариантах. Оптимальная величина $\delta_{ср}$ определяется при последующих технико-экономических расчетах.

§ 4. Определение показателей разработки месторождения при равномерном размещении скважин с учетом реальных свойств газа

Расчет показателей разработки газовых месторождений методом последовательной смены стационарных состояний и с учетом реальных свойств газа, так же как и в случае идеального газа, сводится к совместному решению системы четырех уравнений.

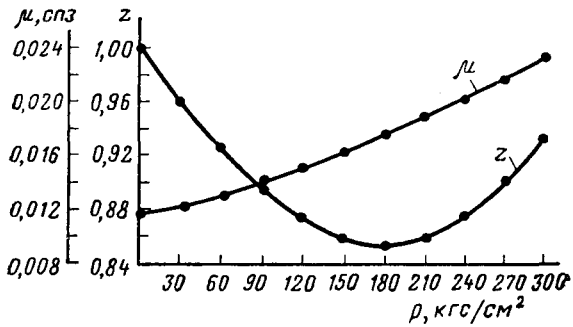


Рис. 31. Зависимости коэффициентов сверхсжимаемости газа и динамической вязкости от давления для газа месторождения *А*

Зависимость изменения во времени среднего пластового давления определяется на основе уравнения материального баланса. Уравнение материального баланса газовой залежи для реального газа записывается в виде (для газового режима):

$$\tilde{p}(t) = \left(\frac{p_н}{z_н} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\tilde{\alpha}\Omega_н}\right) z[\tilde{p}(t)]. \qquad (1)$$

В этом уравнении две неизвестные величины: $\tilde{p}(t)$ и $z(\tilde{p})$. Известно, что коэффициент сверхсжимаемости газа z каждого месторождения зависит от состава газа, пластовой температуры и пластового давления. На рис. 31 приведена зависимость $z = z(p)$ для газа следующего состава (в мольных процентах): CH_4 — 94,32, C_2H_6 — 3,9, C_3H_8 — 1,17, iC_4H_{10} — 0,08, nC_4H_{10} — 0,13, CO_2 — 0,4.

Для вычисления пластового давления по формуле (1) можно использовать метод итераций (последовательных приближений). При вычислении пластового давления в момент времени t в качестве первого приближения принимается величина коэффициента z в пре-

[1] При этом, естественно, наблюдается некоторое различие между $\delta_{ср1}$ и δ_1, между $\delta_{ср2}$ и δ_2 т. д. Эти различия при необходимости можно устранить в итерационном цикле (методом последовательных приближений).

дыдущий момент времени — при давлении p в момент времени $t - \Delta t$. По формуле (1) и по значению коэффициента z $[\bar{p}(t - \Delta t)]$ вычисляется пластовое давление $\bar{p}(t)$ на момент времени t. По вычисленному пластовому давлению уточняется значение коэффициента z. С уточненным коэффициентом z $[\bar{p}(t)]$ по формуле (1) вновь определяется пластовое давление на момент времени t и т. д. до тех пор, пока величины пластового давления в последней и предпоследней итерациях не будут отличаться на заданную величину погрешности ε.

Другой способ определения изменения во времени среднего пластового давления заключается в следующем.

Уравнение материального баланса переписывается в виде:

$$\frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})} = \frac{p_н}{z_н} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\bar{\alpha} \Omega_н}.$$

Вычисляется зависимость изменения во времени приведенного давления $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(t)$.

Зависимость $z = z(p)$ пересчитывается в зависимость $p/z(p) = \varphi(p)$. На рис. 32 показана зависимость $p/z(p) = \varphi(p)$, построенная по данным рис. 31.

Пользуясь вычисленными значениями $\bar{p}(t)/z(\bar{p})$, по графику зависимости $p/z(p) = \varphi(p)$ определяют соответствующие значения пластового давления $\bar{p}$. Использование зависимости $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(t)$ позволяет вычисленные значения пластового давления отнести к соответствующим моментам времени, т. е. определить искомую зависимость $\bar{p} = \bar{p}(t)$.

Рассмотренный метод вычисления давлений предпочтителен при ручном счете, метод итераций — при проведении расчетов на ЭВМ.

Согласно исследованиям Г. А. Зотова, Ю. П. Коротаева, Е. М. Минского, уравнение притока реального газа к забою скважины записывается в виде:

$$p_к^2 - p_c^2 = A \cdot (\mu^* z)_{ср} \cdot q + B \cdot z_{ср} \cdot q^2$$

или, при замене величины контурного давления $p_к$ величиной среднего пластового давления, получается

$$\bar{p}^2(t) - p_c^2(t) = A \cdot (\mu^* z)_{ср} \cdot q(t) + B \cdot z_{ср} \cdot q^2(t). \qquad (2)$$

Здесь A и B — коэффициенты фильтрационных сопротивлений, определяемые по данным испытания скважин методом, изложенным в работах [23, 24, 31]; $(\mu^* z)_{ср} = \frac{1}{2}[(\mu^* z)_к + (\mu^* z)_c]$; $z_{ср} = \frac{1}{2}[z_к + z_c]$; $\mu^* = \frac{\mu(p)}{\mu_{ат}}$; $\mu(p)$ и $\mu_{ат}$ — коэффициенты динамической вязкости газа при $T_{пл}$ и соответственно при давлениях p и $p_{ат}$; $(\mu^* z)_к$ и $(\mu^* z)_c$ — величины произведения $\mu^* z$ соответственно при контурном (пластовом) и забойном давлении.

Запись уравнения притока реального газа к забою скважины в виде формулы (2) дает погрешность не более 5% при $\bar{p}/p_{кр} < 6{,}0$ и $p_c/\bar{p} > 0{,}3$ и не более 1% при $p_c/\bar{p} > 0{,}7$ [23] ($p_{кр}$ — критическое давление).

Вычисления показывают [23], что при заданной погрешности расчетов 5% учитывать реальные свойства газа необходимо при пластовых давлениях выше 120—140 кгс/см² и величине $p_c/\bar{p} < 0{,}9$.

В работе [23] для вычисления $\mu^* z$ предлагается достаточно точная и простая формула:

$$\mu^* z = \sigma + \psi (p_{пр}^2 - p_{пр}).$$

Здесь $p_{пр} = \frac{p}{p_{кр}}$ — приведенное давление; σ и ψ — коэффициенты, зависящие от приведенной температуры $\left(T_{пр} = \frac{T_{пл}}{T_{кр}}\right)$. Значения этих коэффициентов приводятся в табл. 6.

Таблица 6

Зависимость коэффициентов σ и ψ от приведенной температуры

$T_{пр}$	σ	ψ
1,4	0,954	0,0442
1,5	0,980	0,0327
1,6	1,000	0,0260
1,8	1,02	0,0183
2,0	1,05	0,0133

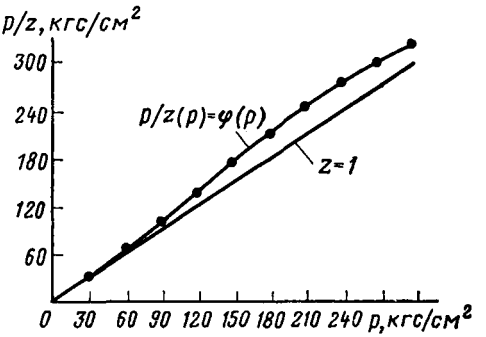


Рис. 32. Зависимость $p/z\,(p) = \varphi\,(p)$ для газа месторождения *A*

Третьим уравнением системы, используемым при определении показателей разработки месторождений природных газов, является уравнение технологического режима эксплуатации скважин.

Реальные свойства газов не сказываются на математической записи уравнений технологического режима эксплуатации скважин при заданных депрессии на пласт, дебите скважин и забойном давлении. Учет реальных свойств газов приводит к иной, чем в случае идеального газа, математической записи уравнения технологического режима эксплуатации при поддержании на стенке скважины максимального допустимого градиента давления и максимального безводного дебита скважины.

Градиент давления при фильтрации газа по нелинейному закону сопротивления определяется уравнением

$$\frac{dp}{dr} = -\frac{\mu}{k} v + \beta_* \rho v^2$$

или

$$\frac{dp}{dr} = -\frac{\mu^*\mu_{ат}}{k} v + \beta_* \rho v^2. \qquad (3)$$

Учитывая, что уравнением состояния для реального газа будет

$$\rho = \rho_{ат} \frac{p}{p_{ат} z(p)}$$

и что при отборе газа

$$v = -\frac{q p_{ат} z(p)}{2\pi r h p},$$

уравнение (3) запишем в виде:

$$\frac{dp^2}{dr} = \frac{\mu_{ат} p_{ат} \mu^* z}{\pi k h r} q + \frac{\beta_* \rho_{ат} p_{ат} z}{2\pi^2 r^2 h^2} q^2.$$

Разделим переменные и проинтегрируем это уравнение по p от $p_с$ до $p_к$ и по r от $R_с$ до $R_к$. В результате получаем

$$p_к^2 - p_с^2 = \frac{\mu_{ат} p_{ат} (\mu^* z)_{ср}}{\pi k h} \ln \frac{R_к}{R_с} q + \frac{\beta_* \rho_{ат} p_{ат} z_{ср}}{2\pi^2 h^2 R_с} q^2. \qquad (4)$$

Сопоставляя (2) и (4), имеем

$$k = \frac{\mu_{ат} p_{ат}}{\pi A h} \ln \frac{R_к}{R_с}, \quad \beta_* = \frac{2B\pi^2 h^2 R_с}{\rho_{ат} p_{ат}}.$$

Подставляя в уравнение (3) выражения для плотности газа, скорости фильтрации и для коэффициентов k и β_*, получаем

$$\frac{dp}{dr} = \frac{A\mu^* z}{2r \ln R_к/R_с} \frac{q}{p} + \frac{BR_с z}{2r^2} \frac{q^2}{p}. \qquad (5)$$

Так как максимальное значение градиента давления имеется на забое скважины, то, приравнивая давление в уравнении (5) забойному давлению, радиус r — радиусу скважины $R_с$ и рассматривая величины, которые зависят от давления, зависящими от забойного давления, получаем

$$C = \frac{\varphi (\mu^* z)_с q + \psi z_с q^2}{p_с}, \qquad (6)$$

т. е. уравнение технологического режима эксплуатации совершенной скважины при поддержании на ее стенке максимально допустимого градиента давления.

Здесь $\varphi = \frac{A}{2R_с \ln R_к/R_с}$; $\psi = \frac{B}{2R_с}$, индекс «с» при $\mu^* z$ и z означает, что эти величины вычисляются при забойном давлении $p_с$.

В случае несовершенной скважины

$$C = \frac{\varphi_{нс} \cdot (\mu^* z)_с q + \psi_{нс} z_с q^2}{p_с}.$$

Здесь

$$\varphi_{нс} = \frac{\mu_{ат} p_{ат}}{k F_с}, \quad \psi_{нс} = \frac{\beta_* \rho_{ат} p_{ат}}{F_с^2}.$$

Четвертое уравнение системы не зависит от реальных свойств газов и записывается без изменения в виде:

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)}. \qquad (7)$$

Рассмотрим последовательность расчетов показателей разработки газовых месторождений с учетом реальных свойств газов методом последовательной смены стационарных состояний при эксплуатации скважин с допустимой депрессией на пласт δ [1].

Определив по уравнению (1) зависимость $\bar{p} = \bar{p}(t)$, из уравнения технологического режима эксплуатации, записанного в виде $p_c(t) = \bar{p}(t) - \delta$, находим зависимость изменения во времени забойного давления в «средней» скважине $p_c = p_c(t)$.

При известных зависимостях $\bar{p} = \bar{p}(t)$ и $p_c = p_c(t)$ уравнение (2) притока газа к скважине представляет квадратное уравнение относительно дебита «средней» скважины. Решая его, имеем

$$q(t) = -\frac{A(\mu^* z)_{ср}}{2Bz_{ср}} + \sqrt{\left(\frac{A(\mu^* z)_{ср}}{2Bz_{ср}}\right)^2 + \frac{\bar{p}^2(t) - p_c^2(t)}{Bz_{ср}}}. \qquad (8)$$

По найденным величинам пластового и забойного давления вычисляются значения $(\mu^* z)_{ср}$ и $z_{ср}$. Вычисленные значения $(\mu^* z)_{ср}$ и $z_{ср}$, а также пластового и забойного давления подставляются в формулу (8) и определяются величины дебитов «средней» скважины q в различные моменты времени.

Зная изменение во времени среднего дебита газовых скважин $q = q(t)$, по формуле (7) определяют изменение во времени потребного числа газовых скважин $n = n(t)$.

Показатели разработки газового месторождения при падающей добыче определяются следующим образом.

Дифференциальное уравнение истощения газовой залежи записывается в виде:

$$nq(t) = -\frac{\bar{\alpha}\Omega_н}{p_{ат}} \cdot \frac{d}{dt}\left[\frac{p(t)}{z(\bar{p})}\right]. \qquad (9)$$

Решение дифференциального уравнения (9) возможно только по шагам. Разделим переменные в уравнении (9) и проинтегрируем их по времени от t до $t + \Delta t$ и по $\frac{\bar{p}}{z(\bar{p})}$ от $\left(\frac{\bar{p}}{z(\bar{p})}\right)_t$ до $\left(\frac{\bar{p}}{z(\bar{p})}\right)_{t+\Delta t}$:

$$\frac{p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н} \int_t^{t+\Delta t} n(t)\, q(t)\, dt = \frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]} - \frac{\bar{p}(t+\Delta t)}{z[\bar{p}(t+\Delta t)]}. \qquad (10)$$

Индекс или аргумент t или $t + \Delta t$ в выражении (10) означает принадлежность соответствующей величины времени t или $t + \Delta t$. Считается, что в момент времени t решение задачи известно, и решение отыскивается на момент времени $t + \Delta t$.

---

[1] Здесь и в некоторых других параграфах методика расчетов приводится применительно к технологическому режиму эксплуатации скважин при допустимой депрессии на пласт. Для иных технологических режимов порядок расчетов аналогичен рассмотренному в § 1 данной главы.

При достаточно малом шаге Δt зависимость $nq = n(t)\,q(t)$ близка к прямолинейной. Тогда, заменяя площадь криволинейной трапеции площадью прямолинейной трапеции, имеем

$$\frac{p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н}\,\frac{n(t)\,q(t)+n(t+\Delta t)\,q(t+\Delta t)}{2}\,\Delta t=\frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]}-\frac{\bar{p}(t+\Delta t)}{z[\bar{p}(t+\Delta t)]}. \quad (11)$$

Согласно уравнению (2) и уравнению технологического режима эксплуатации скважин при допустимой депрессии на пласт [1], записанным для момента времени $t+\Delta t$, находим

$$\bar{p}(t+\Delta t)=\frac{\delta(t+\Delta t)}{2}+\frac{A(\mu^* z)_{ср\,t+\Delta t}}{2\delta(t+\Delta t)}\,q(t+\Delta t)+\frac{Bz_{ср\,t+\Delta t}}{2\delta(t+\Delta t)}\,q^2(t+\Delta t). \quad (12)$$

Подставляя выражение для $\bar{p}(t+\Delta t)$ в (11), получаем

$$\frac{\Delta t\,p_{ат}}{2\bar{\alpha}\Omega_н}[n(t)\,q(t)+n(t+\Delta t)\,q(t+\Delta t)]=\frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]}-\frac{\delta(t+\Delta t)}{2z[\bar{p}(t+\Delta t)]}-$$

$$-\frac{A(\mu^* z)_{ср\,t+\Delta t}}{2\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}\,q(t+\Delta t)-\frac{Bz_{ср\,t+\Delta t}}{2\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}\,q^2(t+\Delta t).$$

Решим полученное квадратное уравнение относительно $q(t+\Delta t)$:

$$q(t+\Delta t)=-\left(\frac{n(t+\Delta t)\,p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н}\,\Delta t+\frac{A(\mu^* z)_{ср\,t+\Delta t}}{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}\right)\times$$

$$\times\frac{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}{2Bz_{ср\,t+\Delta t}}+$$

$$+\sqrt{\left[\left(\frac{n(t+\Delta t)\,p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н}\,\Delta t+\frac{A(\mu^* z)_{ср\,t+\Delta t}}{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}\right)\times\right.}\cdots\rightarrow$$

$$\rightarrow\cdots\left.\times\frac{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}{2Bz_{ср\,t+\Delta t}}\right]^2+\left(2\frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]}-\frac{n(t)\,p_{ат}\,\Delta t}{\bar{\alpha}\Omega_н}\,q(t)-\right.$$

$$\left.-\frac{\delta(t+\Delta t)}{z[\bar{p}(t+\Delta t)]}\right)\frac{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}{Bz_{ср\,t+\Delta t}}}. \quad (13)$$

Расчеты по формуле (13) проводятся в следующей последовательности. В первом приближении все величины, относящиеся к временному слою $t+\Delta t$, вычисляются по результатам решения задачи на момент времени t. По этим приближенным величинам с использованием формулы (13) вычисляется средний дебит газовых скважин

[1] В общем случае приходится для периода падающей добычи газа рассматривать различные варианты по изменению во времени депрессии на пласт. Поэтому здесь и в дальнейшем предполагается, что зависимость $\delta=\delta(t)$ известна (задана).

к моменту $t + \Delta t$. Определяется отобранное количество газа за рассматриваемый интервал времени Δt — $\frac{n(t)\,q(t)+n(t+\Delta t)\,q(t+\Delta t)}{2}\Delta t$. Затем по формуле (1) вычисляется значение пластового $\bar{p}(t+\Delta t)$ давления в момент времени $(t + \Delta t)$ (значение пластового давления можно определять также с использованием формулы 12), а по формуле

$$p_c(t+\Delta t) = \bar{p}(t+\Delta t) - \delta(t+\Delta t)$$

определяется величина забойного давления. По найденным значениям $\bar{p}(t + \Delta t)$ и $p_c(t + \Delta t)$ уточняются величины в формуле (13), относящиеся ко времени $t + \Delta t$. Вновь вычисляются дебит скважины $q(t + \Delta t)$, отобранное количество газа за время Δt, $\bar{p}(t + + \Delta t)$, $p_c(t + \Delta t)$ и т. д. до тех пор, пока значения дебитов скважин $q(t + \Delta t)$ в последнем и предпоследнем приближениях не будут отличаться на величину заданной погрешности ε. После этого вычисляются показатели разработки месторождения на следующем временно́м слое $t + 2\Delta t$ и т. д. В результате подобных расчетов определяются следующие показатели разработки для периода падающей добычи газа: $\bar{p} = \bar{p}(t)$; $p_c = p_c(t)$; $q = q(t)$; $Q = Q(t)$.

После окончания расчетов с шагом по времени Δt расчеты повторяются при шаге $\Delta t/2$. Если при этом разница, например, в дебитах скважин окажется не больше ε, то шаг Δt не завышен. В противном случае расчеты проводятся с шагом $\Delta t/4$ и т. д. в описанном выше порядке.

Аналогичным образом определяются показатели разработки для других технологических режимов эксплуатации скважин с учетом реальных свойств газа.

Приведенная выше методика расчетов упрощается, если при отмеченных ограничениях можно пренебречь влиянием реальных свойств газа на форму записи уравнения притока газа к скважине.

Исходные формулы для определения показателей разработки месторождений природных газов при приближенном учете реальных свойств газа записываются в виде (при режиме допустимой депрессии на пласт):

$$\bar{p}(t) = \left(\frac{p_н}{z_н} - \frac{p_{ат}Q_{доб}(t)}{\bar{\alpha}\Omega_н}\right) z(\bar{p}); \tag{14}$$

$$\bar{p}(t) - p_c(t) = \delta; \tag{15}$$

$$\bar{p}^2(t) - p_c^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t); \tag{16}$$

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)}. \tag{17}$$

Порядок решения системы уравнений (14)—(17) очевиден и не нуждается в особых пояснениях.

Для периода падающей добычи газа справедлива формула

$$\frac{p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н}\,\frac{n(t)\,q(t)+n(t+\Delta t)\,q(t+\Delta t)}{2}\,\Delta t=\frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]}-\frac{\bar{p}(t+\Delta t)}{z[\bar{p}(t+\Delta t)]}. \quad (18)$$

Из уравнения притока газа к скважине (16) с учетом (15) имеем

$$\bar{p}(t+\Delta t)=\frac{Aq(t+\Delta t)}{2\delta(t+\Delta t)}+\frac{Bq^2(t+\Delta t)}{2\delta(t+\Delta t)}+\frac{\delta(t+\Delta t)}{2}. \quad (19)$$

Подстановка (19) в (18) дает

$$\frac{p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н}\,\frac{n(t)\,q(t)+n(t+\Delta t)\,q(t+\Delta t)}{2}\,\Delta t=\frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]}-$$

$$-\frac{Aq(t+\Delta t)+Bq^2(t+\Delta t)}{2\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}-\frac{\delta(t+\Delta t)}{2z[\bar{p}(t+\Delta t)]}.$$

Решая данное уравнение относительно дебита газовой скважины в момент времени $t+\Delta t$ периода падающей добычи газа, получаем

$$q(t+\Delta t)=-\left(\frac{n(t+\Delta t)\,p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н}\Delta t+\frac{A}{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}\right)\times$$

$$\times\frac{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}{2B}+$$

$$+\sqrt{\left[\left(\frac{n(t+\Delta t)\,p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н}\Delta t+\frac{A}{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}\right)\frac{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}{2B}\right]^2-}\cdots\rightarrow$$

$$\rightarrow\cdots-\left(\frac{n(t)\,p_{ат}q(t)}{\bar{\alpha}\Omega_н}\Delta t-2\frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]}+\frac{\delta(t+\Delta t)}{z[\bar{p}(t+\Delta t)]}\right)\frac{\delta(t+\Delta t)\,z[\bar{p}(t+\Delta t)]}{B}. \quad (20)$$

Расчеты по формуле (20) и последующие расчеты по определению других показателей разработки при падающей добыче газа проводятся аналогично ранее рассмотренному случаю.

При определении показателей разработки в период падающей добычи газа возможен учет разнодебитности эксплуатационных скважин. Методика основана на последовательных приближениях по добытому количеству газа. Поэтому для периода падающей добычи газа можно воспользоваться уравнением материального баланса.

Пусть на момент времени t показатели разработки известны. Задаемся некоторым значением добытого количества газа, которое принимается за то количество газа, которое добыто к моменту времени $t+\Delta t$. По уравнению материального баланса определяется соответствующее этому добытому количеству газа значение среднего пластового давления. При достаточно равномерном дренировании залежи по площади газоносности найденная величина среднего пластового давления определяет дебит каждой отдельной скважины.

Знание допустимых депрессий по каждой скважине позволяет определить приближенные значения забойного давления в них на момент времени $t + \Delta t$. По найденным значениям $\bar{p}(t + \Delta t)$ и $p_{c\,i}(t + \Delta t)$ $(i = 1, 2, \ldots, n)$ определяются $(\mu^* z)_{\text{ср}\,i\,t+\Delta t}$ и $z_{\text{ср}\,i\,t+\Delta t}$. Затем с использованием уравнения притока газа к каждой скважине определяются дебиты отдельных скважин на момент времени $t + \Delta t$. Суммирование дебитов по отдельным скважинам дает величину отбора газа из месторождения в целом на рассматриваемый момент времени. По формуле

$$Q_{\text{доб}}(t+\Delta t) = Q_{\text{доб}}(t) + \frac{Q(t)+Q(t+\Delta t)}{2}\Delta t \qquad (21)$$

уточняется значение добытого количества газа на момент времени $t + \Delta t$. Уточненное значение добытого количества газа используется в расчетах второго приближения и т. д. до получения искомого решения задачи на момент времени $t + \Delta t$. Путем аналогичных расчетов для других моментов времени определяется изменение во времени основных показателей разработки месторождения в период падающей добычи газа и с учетом различий в продуктивных характеристиках скважин.

Нетрудно видеть, что предлагаемый процесс последовательных приближений является сходящимся. Если при расчетах в первом приближении задано завышенное значение добытого количества газа $Q_{\text{доб}}(t + \Delta t)$ на момент времени $t + \Delta t$, то найденное с использованием уравнения материального баланса среднее пластовое давление окажется заниженным. Соответственно будут заниженными значения дебитов скважин и величина $Q(t + \Delta t)$ в (21). Поэтому в расчетах второго приближения будет задаваться величина $Q_{\text{доб}}(t + \Delta t)$, вычисленная согласно (21), меньшая, чем использованное значение $Q_{\text{доб}}(t + \Delta t)$ при проведении расчетов в первом приближении, и т. д.

Следует отметить, что реальные свойства газа необходимо учитывать и при определении параметров «средней» скважины. Пусть скважины эксплуатируются при допустимых депрессиях на пласт. Рассуждая аналогично предыдущему случаю, получаем, что коэффициенты фильтрационных сопротивлений для «средней» скважины должны вычисляться по формулам

$$A = \frac{\sum_{i=1}^{n} A_i\,(\mu^* z)_{\text{ср}_i} q_i}{(\mu^* z)_{\text{ср}} \sum_{i=1}^{n} q_i}; \quad B = \frac{n \sum_{i=1}^{n} B_i z_{\text{ср}_i} q_i^2}{z_{\text{ср}} \left[\sum_{i=1}^{n} q_i\right]^2}. \qquad (22)$$

При этом уравнение притока газа к «средней» скважине записываем в виде:

$$\bar{p}^2(t) - p_c^2(t) = A\,(\mu^* z)_{\text{ср}} q(t) + B z_{\text{ср}} q^2(t). \qquad (23)$$

Уравнение (23) с учетом уравнения технологического режима эксплуатации «средней» скважины при допустимой депрессии на пласт δ представим следующим образом:

$$\delta(2\bar{p}(t)-\delta)=A(\mu^*z)_{\text{ср}}q(t)+Bz_{\text{ср}}q^2(t). \qquad (24)$$

Коэффициенты A и B и депрессия δ для «средней» скважины вычисляются с использованием метода последовательных приближений. В первом приближении $(\mu^*z)_{\text{ср}}$ и $z_{\text{ср}}$ определяются, например, как среднеарифметические величины из $(\mu^*z)_{\text{ср}\,i}$ и $z_{\text{ср}\,i}$ ($i=1, 2, \ldots, n$). Тогда при помощи уравнения (22) определяются A и B, а из (24) находится приближенное значение δ. Затем определяется забойное давление в «средней» скважине на момент времени t (на момент проведения расчетов). По известному значению $\bar{p}(t)$ и найденному значению $p_{\text{с}}(t)$ уточняются параметры $(\mu^*z)_{\text{ср}}$ и $z_{\text{ср}}$. Из (22) определяются новые уточненные значения коэффициентов A и B, а из (24) — уточненное значение допустимой депрессии для «средней» скважины и т. д. Последовательные приближения продолжаются до получения различия результатов расчетов в последнем и предпоследнем приближениях с погрешностью не более ε.

Пример расчета показателей разработки приведем для месторождения, параметры которого близки к приведенным в § 1 данной главы.

Сопоставление показателей разработки месторождения, определенных с учетом и без учета реальных свойств газа, затруднительно по ряду причин. Например, если для сопоставления взяты два месторождения с одинаковыми запасами, то величины газонасыщенных объемов порового пространства их будут различаться в зависимости от того, будем ли учитывать или не учитывать реальные свойства газа. Это объясняется тем, что запасы газа, приведенные к стандартным условиям, при пренебрежении реальными свойствами равны

$$Q^*_{\text{зап}}=\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}p_{\text{н}}\frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ат}}T_{\text{пл}}}, \qquad (25)$$

а при учете реальных свойств газа

$$Q^*_{\text{зап}}=\frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}p_{\text{н}}}{z_{\text{н}}p_{\text{ат}}}\cdot\frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}}, \qquad (26)$$

т. е. нельзя иметь одновременное равенство газонасыщенных поровых объемов и запасов газа в месторождениях, когда газ одного из этих месторождений идеальный, а другого — реальный.

Таблица 7

Показатели разработки месторождения A при учете реальных свойств газа

Показатели	Годы разработки														
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й	15-й
$\bar{p}$, кгс/см²	291	280	266	250	232	218	203	188	174	160	147	135	122	110	98
$p_{\text{с}}$, кгс/см²	253	242	228	212	194	180	165	150	136	122	109	97	84	72	60
q, тыс. м³/сут	954	944	931	906	879	855	823	783	745	704	658	608	564	517	462
n	21	29	38	53	54	56	58	61	64	67	72	78	84	92	102

Газ рассматриваемого здесь месторождения имеет состав, приведенный в начале настоящего параграфа. Для данного газа зависимость коэффициента сверхсжимаемости от давления при пластовой температуре была приведена на рис. 31.

Результаты расчетов основных показателей разработки газового месторождения A представлены в табл. 7 и на рис. 33. Для сопоставления на рис. 33 даны также результаты расчетов при пренебрежении реальными свойствами газа (см. § 1 данной главы).

Из рассмотрения рис. 33 видно, что учет реальных свойств газа оказывает существенное влияние на прогнозные показатели разработки. При пренебрежении реальными свойствами газа зависимость $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ получается завышенной. Такие показатели, как изменение во времени забойных давлений, дебитов и потребного числа скважин (для сопоставляемых вариантов), получены из зависимости $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$, вычисленной с учетом коэффициента сверхсжимаемости газа

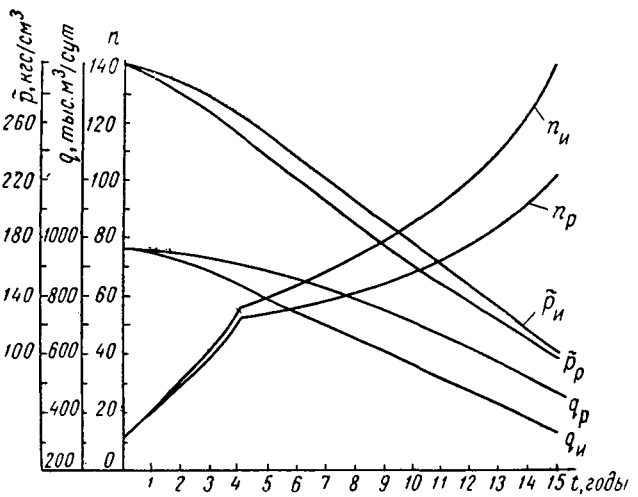


Рис. 33. Изменение во времени показателей разработки месторождения A с учетом реальных свойств газа (индексы «$р$») и без учета этих свойств (индексы «$и$»)

в уравнении материального баланса (первая строка табл. 7). Результаты проведенных расчетов показывают, в частности, что при пренебрежении реальными свойствами газа в уравнении притока газа к скважине завышается потребное число скважин на разработку месторождения. Так, в рассмотренном примере это завышение составляет около 40% к пятнадцатому году разработки месторождения.

§ 5. Расчет показателей разработки газовой залежи при батарейном размещении скважин

Исследованию неустановившегося притока газа к батареям скважин посвящены работы Э. Б. Абуталиева, Л. А. Владимирова, Лан-Чжан-Синя, Б. Б. Лапука и И. Г. Портнова. Анализ выполненных исследований, а также результатов расчетов привел к выводу, что если известно изменение во времени давления на эквивалентной галерее, то определение искомых показателей разработки не пред-

ставляет особого труда. Здесь под галереей, эквивалентной батарее скважин, понимается галерея с радиусом, равным радиусу батареи, и с отбором, равным отбору газа из батареи скважин. Тем самым показана возможность применения известного метода Ю. П. Борисова к задаче определения показателей разработки газового месторождения при размещении скважин в виде батарей.

Другой вывод, полученный из анализа результатов расчетов на ЭВМ, состоит в следующем. При разработке газовой залежи батареями скважин образуются удельные объемы дренирования, разделенные нейтральными (круговыми) линиями. Образующиеся удельные объемы дренирования пропорциональны отборам газа из соответствующих батарей скважин. Следовательно, задача относительно неустановившегося притока газа к нескольким батареям скважин распадается на отдельные задачи относительно притока газа к одной батарее скважин.

В данном параграфе рассмотрим расчет разработки газовой залежи (близкой к круговой) батареями скважин при допущении неизменности параметров пласта по площади газоносности в пределах удельных объемов дренирования и при учете реальных свойств газа. Воспользуемся здесь методом последовательной смены стационарных состояний, который применительно к рассматриваемой задаче приводит к весьма простым формулам и обеспечивает необходимую для практических расчетов точность.

Так, для безразмерного дебита галереи $Q^* = 0{,}2$ погрешность расчетов давления на галерее по рассматриваемой методике (при одной батарее скважин) не превосходит 3% на момент отбора газа в размере 70% от запасов. Безразмерный дебит здесь выражается через размерные величины следующим образом:

$$Q^* = \frac{2\mu p_{ат}}{\pi k h p_н^2} Q.$$

Если принять значения параметров $\mu = 0{,}012$ спз, $k = 0{,}5$ Д, $h = 30$ м, $p_н = 300$ кгс/см^2, то отбор газа из галереи (батареи скважин) будет

$$Q = \frac{\pi k h p_н^2}{2\mu p_{ат}} Q^* = 540 \text{ млрд. м}^3\text{/год}.$$

Это чрезмерно большой (нереальный) отбор газа для одной батареи скважин. Метод последовательной смены стационарных состояний обеспечивает тем большую точность, чем меньше величина отбора газа из батареи скважин. Поэтому для приведенных параметров погрешность расчетов для реальных отборов газа будет меньше 3%.

В общем случае при определении показателей разработки газовой залежи батареями или цепочками скважин могут быть использованы ЭВМ или электрические модели (см. § 7—11 данной главы).

Итак, задана зависимость изменения во времени суммарного отбора газа из месторождения. Известны запасы газа, уравнения

допустимого технологического режима эксплуатации и притока газа к средней скважине, начальное пластовое давление, пластовая температура; известно изменение параметров пласта по площади газоносности. Для определенности рассматривается вариант разработки месторождения тремя батареями скважин с радиусами батарей $R_{г1}$, $R_{г2}$, $R_{г3}$. Требуется определить основные показатели разработки месторождения.

Месторождение схематизируем в виде кругового (при соотношении осей, меньшем 3). В пределах каждого удельного объема дренирования параметры пласта принимаются неизменными по площади.

Согласно проведенным ранее исследованиям, объемы дренирования, приходящиеся на каждую батарею скважин, пропорциональны соответствующим отборам газа из отдельных батарей. Следовательно, имеем

$$\breve{\alpha}\Omega_1 : \breve{\alpha}\Omega_2 : \breve{\alpha}\Omega_3 = Q_1 : Q_2 : Q_3. \qquad (а)$$

Здесь $\breve{\alpha}\Omega_i$ — объем газонасыщенного порового пространства удельного объема дренирования i-й батареи скважин; Q_i — отбор газа из i-й батареи; $Q_1 + Q_2 + Q_3 = Q$; Q — отбор газа из залежи в целом.

Соотношение (а) приближенно справедливо и при переменных величинах отбора газа из отдельных батарей скважин, т. е. можно написать

$$\breve{\alpha}\Omega_1(t) : \breve{\alpha}\Omega_2(t) : \breve{\alpha}\Omega_3(t) = Q_1(t) : Q_2(t) : Q_3(t). \qquad (б)$$

Здесь

$$Q_1(t) + Q_2(t) + Q_3(t) = Q(t).$$

Из приведенного условия (а) определяется, в каком соотношении находятся объемы дренирования, а затем вычисляются и сами величины $\breve{\alpha}\Omega_1$, $\breve{\alpha}\Omega_2$ и $\breve{\alpha}\Omega_3$. Пусть индексом 1 выделяется ближайшая к центру залежи батарея скважин. Тогда $\breve{\alpha}\Omega_1 = \pi R_{к1}^2 m\breve{a}h$. Отсюда определяется $R_{к1}$. Величина $R_{к1}$ равняется внутреннему радиусу для объема дренирования второй батареей скважин ($R_{к1} = R_{в2}$) [1]. Следовательно, из соотношения $\breve{\alpha}\Omega_2 = \pi (R_{к2}^2 - R_{к1}^2)\, m\breve{a}h$ определяется $R_{к2}$ и т. д.

Таким образом, основная задача сводится к определению показателей разработки кольцевой «залежи», дренируемой i-й батареей с радиусом $R_{г\,i}$ и суммарным отбором из скважин Q_i. Внутренний радиус «залежи» равняется $R_{в\,i}$, а внешний — $R_{к\,i}$. В дальнейшем для простоты индекс i опускаем.

Для расхода газа, приведенного к атмосферному давлению и пластовой температуре, на некотором расстоянии r ($R_г \leqslant r < R_к$) можем написать

$$Q' = -vF\frac{p}{p_{ат} z(p)} \qquad (1)$$

[1] Методика расчетов пригодна для случаев, когда $R_к$ (i — 1)-й галереи не «перекрывает» радиуса i-й галереи.

Подставляя в (1) выражения для скорости фильтрации v и площади фильтрации F

$$v = -\frac{k}{\mu(p)}\frac{dp}{dr}, \quad F = 2\pi rh,$$

получаем

$$Q' = \frac{2\pi khr}{\mu(p)\, z(p)} \cdot \frac{p}{p_{ат}} \cdot \frac{dp}{dr}. \tag{2}$$

Относительно новой функции φ (аналогичной функциям Лейбензона—Христиановича)

$$\varphi = \int \frac{p}{\mu^*(p)\, z(p)}\, dp + C \tag{3}$$

уравнение (2) перепишется в виде:

$$Q' = \frac{2\pi khr}{\mu_{ат} p_{ат}} \cdot \frac{d\varphi}{dr}. \tag{4}$$

Здесь

$$\mu^*(p) = \frac{\mu(p)}{\mu_{ат}}.$$

Рассматривая процесс фильтрации газа по пласту в момент времени t как установившийся, проинтегрируем уравнение (4) в пределах по r от $R_г$ до $R_к$ и по φ от $\varphi_г(t)$ до $\varphi_к(t)$. Получаем

$$Q' = \frac{2\pi kh}{\mu_{ат} p_{ат}} \cdot \frac{\varphi_к(t) - \varphi_г(t)}{\ln \frac{R_к}{R_г}}.$$

Здесь $\varphi_г$ и $\varphi_к$ — соответственно значения функции φ при давлениях $p_г$ и $p_к$.

При допущении $\tilde{p}_к(t) \approx p(t)$ (как отмечалось, с погрешностью не больше 3% в случае одной галереи и при $Q^* \leqslant 0{,}2$) последнее уравнение записывается в виде:

$$Q' = \frac{2\pi kh}{\mu_{ат} p_{ат}} \cdot \frac{\tilde{\varphi}(t) - \varphi_г(t)}{\ln \frac{R_к}{R_г}}. \tag{5}$$

Здесь $\tilde{\varphi}$ — значение функции φ, соответствующее среднему пластовому давлению $\tilde{p}$.

Сумма величин притоков газа из внешней Q' и внутренней Q'' (по отношению к рассматриваемой галерее) зон пласта равняется величине отбора газа из батареи скважин:

$$Q' + Q'' = Q. \tag{6}$$

Вместе с тем величины притоков газа к батарее слева и справа от нее пропорциональны объемам порового пространства в областях $[R_в, R_г]$ и $[R_г, R_к]$ соответственно. Следовательно,

$$\frac{Q''}{Q'} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega''}{\tilde{\alpha}\Omega'} = \gamma. \tag{7}$$

Отсюда получаем $Q'' = \gamma Q'$. Тогда из (6) имеем

$$Q' = \frac{Q}{1+\gamma}.$$

Теперь формула (5) может быть записана в виде:

$$\frac{Q}{1+\gamma} = \frac{2\pi kh}{\mu_{ат} p_{ат}} \cdot \frac{\tilde{\varphi}(t) - \varphi_г(t)}{\ln \frac{R_к}{R_г}}. \qquad (8)$$

Таким образом, порядок расчетов для i-й батареи скважин состоит в следующем.

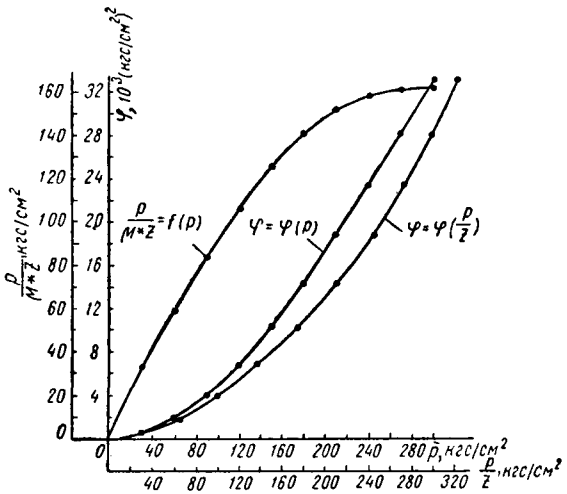


Рис. 34. Зависимости $\varphi = \varphi(p)$, $\varphi = \varphi(p/z)$ и подынтегрального выражения (3) для газа месторождения *А*

С использованием уравнения материального баланса для рассматриваемого кольцеобразного пласта определяется зависимость изменения во времени среднего пластового давления $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$. По построенной согласно (3) зависимости $\varphi = \varphi(p)$ (на рис. 34 приведена зависимость $\varphi = \varphi(p)$ для газа с составом, указанным в предыдущем параграфе; зависимость $\mu = \mu(p)$ для этого газа дана на рис. 31) и найденной зависимости $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ определяется зависимость $\tilde{\varphi} = \tilde{\varphi}(t)$. Тогда по уравнению (8) вычисляется зависимость $\varphi_г = \varphi_г(t)$, а затем находится и искомая зависимость изменения давления на галерее:

$$p_г = p_г(t). \qquad (9)$$

Согласно методу Ю. П. Борисова, дуга по окружности между скважинами 2σ «сворачивается» в окружность радиусом $r_к$, так что $2\sigma = 2\pi r_к$. При этом доказано, что давление на расстоянии $r_к$

может быть принято равным давлению на галерее $p_г$ в соответствующий момент времени.

Тогда уравнение притока газа к средней скважине согласно методу последовательной смены стационарных состояний записывается в виде:

$$p_г^2(t) - p_с^2(t) = aq(t) + bq^2(t). \qquad (10)$$

Здесь a и b — коэффициенты фильтрационных сопротивлений для области пласта от $r_к$ до $R_с$, которые оцениваются по известным формулам (см., например, [39]). Так как основные потери давления при притоке к скважине приходятся на призабойную зону пласта, то за a и b приближенно могут быть приняты осредненные значения коэффициентов A и B, найденные в результате исследования скважин.

По уравнению технологического режима эксплуатации скважин можно определить изменение во времени забойного давления:

$$p_с(t) = \tilde{p}(t) - \delta. \qquad (11)$$

Зная зависимости $p_с = p_с(t)$ и $p_г = p_г(t)$, по формуле (10) определяется изменение во времени среднего дебита скважин $q = q(t)$, а по уравнению

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)}$$

— изменение во времени потребного числа скважин.

Напомним, что уравнение (10) применяется при условии, если выполняются соответствующие ограничения (см. § 4 данной главы). В противном случае вместо уравнения (10) используется выражение

$$p_г^2(t) - p_с^2(t) = a(\mu^* z)_{ср} q(t) + bz_{ср} q^2(t).$$

В качестве примера приведем результаты расчетов показателей разработки газовой залежи A тремя батареями скважин при исходных параметрах, принятых в примере предыдущего параграфа. Однако в отличие от предыдущего случая отбор газа Q из месторождения считается постоянным во времени и равным 15,27 млрд. м³/год, что позволяет на конец 15-го года разработки получить $Q_{доб}(15) = 229$ млрд. м³ (отборы приведены к $p_{ат}$ и $T_{пл}$).

Радиусы батарей скважин приняты следующие: $R_{г1} = 2$ км, $R_{г2} = 6$ км, $R_{г3} = 9{,}5$ км, а отборы газа из батарей заданы согласно соотношению $Q_1 : Q_2 : Q_3 = 1 : 2 : 5$.

В области дренирования первой батареи коэффициент проницаемости $k_1 = 1$ Д, второй батареи — $k_2 = 0{,}5$ Д, третьей — $k_3 = 0{,}1$ Д.

Результаты расчетов приведены в табл. 8. В связи с тем, что зависимости $\varphi_{г\,i} = \varphi_{г\,i}(t)$, $i = 1,2$ оказались близкими к зависимости $\tilde{\varphi} = \tilde{\varphi}(t)$ (хорошие коллекторские свойства пласта), потребное

Таблица 8

Изменение во времени основных показателей разработки газовой залежи *А* тремя батареями скважин

Показатели	Годы разработки														
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й	15-й
$\bar{p}$, кгс/см^2	280	262	246	231	216	202	189	177	165	153	142	131	119	108	97
$\bar{\varphi}$, (кгс/см^2)^2	30 000	27 000	24 400	22 200	19 800	17 800	15 800	14 000	12 400	10 800	9400	8200	6900	5700	4700
$\varphi_{г1}$, (кгс/см^2)^2	29 958	26 958	24 358	22 158	19 758	17 758	15 758	13 958	12 358	10 758	9358	8158	6858	5658	4658
q_1, тыс. м^3/сут	925	870	825	785	740	695	650	610	570	530	500	465	425	385	350
n_1	5	5	6	6	6	7	7	8	8	9	9	10	11	12	13
$\varphi_{г2}$, (кгс/см^2)^2	29 943	26 943	24 343	22 143	19 743	17 743	15 743	13 943	12 343	10 743	9343	8143	6843	5643	4643
q_2, тыс. м^3/сут	925	870	825	785	740	695	650	610	570	530	500	465	425	385	350
n_2	15	16	17	18	19	20	21	23	24	26	28	30	33	36	40
$\varphi_{г3}$, (кгс/см^2)^2	29 265	26 265	23 665	21 465	19 065	17 065	15 065	13 265	11 665	10 065	8665	7465	6165	4965	3965
$p_{г3}$, кгс/см^2	276	258	241	226	211	197	184	171	160	147	135	124	112	101	89
q_3, тыс. м^3/сут	915	860	815	775	725	680	635	590	550	510	475	440	400	360	320
n_3	25	27	28	30	32	34	37	39	42	46	49	53	58	64	73
n	45	48	51	54	57	61	65	70	74	81	86	93	102	112	126

число скважин в первой и второй батареях определялось исходя из зависимости $\bar{p} = \bar{p}(t)$. Дебиты скважин определялись с использованием уравнения (10) и при условии, что $a = A$ и $b = B$.

§ 6. Решение на ЭВМ задач неустановившейся фильтрации газов

В предыдущих параграфах рассмотрены приближенные методы определения показателей разработки газовых месторождений. Развитие этих методов было связано с нелинейностью исходных дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации газа, что не позволяло получить эффективные решения в замкнутом виде даже для простейших задач. Решение данных уравнений методами конечных разностей стало возможным лишь благодаря созданию и все более широкому применению быстродействующих электронных вычислительных машин.

Численные методы интегрирования дифференциальных уравнений в частных производных называются в литературе сеточными или конечно-разностными

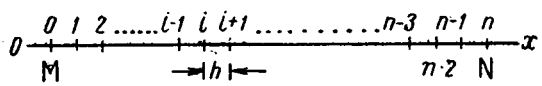


Рис. 35. Разбивка отрезка MN на отдельные интервалы

методами[1]. В предыдущих параграфах мы уже пользовались методами численного интегрирования обыкновенных дифференциальных уравнений при определении, например, показателей разработки газовой залежи в период падающей добычи газа.

Численные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных основаны на выражении (замене) производных первого, второго и т. д. порядков в какой-либо точке пространства и в какой-либо момент времени через значения функции в соседних точках.

Известно, что любую функцию $y = f(x)$, непрерывную и имеющую все необходимые производные при $x = a$, можно представить в виде ряда Тейлора:

$$f(x) = f(a) + \frac{(x-a)}{1!} f'(a) + \ldots + \frac{(x-a)^n}{n!} f^n(a) + \ldots \qquad (1)$$

Следовательно, по известным значениям функции и ее производных в некоторой точке можно определить значение функции в близлежащей точке.

В формуле (1) $f'(a)$, $f''(a)$, ... — значения первой, второй и т. д. производных по x в точке $x = a$.

Предположим теперь, что на оси $0x$ имеется некоторый отрезок MN, который разбит на n равных частей (рис. 35). Тогда расстояние (шаг) между двумя точками равен $h = (N - M)/n$.

Выберем произвольные точки $i - 1$, i и $i + 1$ на линии MN. При помощи ряда Тейлора (1) запишем значения функции в точках $i - 1$ и $i + 1$ через значения функции и ее производных в i-й точке. Для точки $i - 1$ величина $(x - a) = -h$, а для точки $i + 1$ она равна h. Следовательно,

$$f_{i-1} = f_i - hf_i' + \frac{1}{2} h^2 f_i'' - \frac{1}{6} h^3 f_i''' + \frac{1}{24} h^4 f_i^{IV} - \ldots \qquad (2)$$

$$f_{i+1} = f_i + hf_i' + \frac{1}{2} h^2 f_i'' + \frac{1}{6} h^3 f_i''' + \frac{1}{24} h^4 f_i^{IV} + \ldots \qquad (3)$$

[1] В настоящее время имеется обширная литература по численным методам решения дифференциальных уравнений, например [7, 10, 64 и др.].

Здесь f_i', f_i'', ... — значения первой, второй и других производных по x в точке i.

Из формул (2) и (3) легко получить значения первой производной в точке i. Имеем

$$f_i' = \frac{f_i - f_{i-1}}{h} + R_1(h); \tag{4}$$

$$f_i' = \frac{f_{i+1} - f_i}{h} + R_2(h). \tag{5}$$

Здесь $R_1(h)$ и $R_2(h)$ — суммы соответствующих остаточных членов рядов (2) и (3), поделенных на h.

Таким образом, формула (4) без $R_1(h)$ дает значение производной для конца интервала $[i-1, i]$, а формула (5) без $R_2(h)$ — для конца интервала $[i, i+1]$ с погрешностью порядка h, так как $R_1(h)$ и $R_2(h)$ — члены первого порядка малости относительно h. Отбрасывание этих членов в формулах (4) и (5) при значительной величине h может привести к значительным погрешностям при замене и вычислении производной в точке i.

Более точное выражение для первой производной по x в точке i получим, если вычтем (2) из (3). Тогда взаимно сократятся члены с четными степенями относительно h. Получаем

$$f_i' = \frac{f_{i+1} - f_{i-1}}{2h} + R_3(h^2). \tag{6}$$

Таким образом, при аппроксимации (замене) производной в точке i через значения функции в соседних точках остаточный член имеет погрешность порядка h^2, т. е. пренебрежение остаточным членом в формуле (6) дает меньшую погрешность, чем в случае формулы (4) или (5).

Сложив уравнения (2) и (3), получаем аппроксимирующее выражение для второй производной в точке i:

$$f_i'' = \frac{f_{i+1} - 2f_i + f_{i-1}}{h^2} + R_4(h^2). \tag{7}$$

В формуле (7) остаточный член $R_4(h^2)$, как и в формуле (6), — член второго порядка малости относительно шага h. Это означает, что при выборе достаточно малого шага h членами порядка h^2 ввиду малости можно пренебречь.

Разобьем интервал времени $[0, T]$ на k равных интервалов. Тогда шаг по времени $\Delta t = \frac{T}{k}$. Точки разбивки временно́го интервала обозначим через 0, 1, ..., $j+1$, ..., k. Величину давления p в точке с координатой $i\,\Delta x$ в момент времени $j\,\Delta t$ будем обозначать через $p_{i,j}$. Соответственно величину давления в точке пласта с координатой $i\,\Delta x$ в момент времени $(j+1)\,\Delta t$ — через $p_{i,j+1}$ и т. д.

Воспользовавшись формулами (5) и (7), в качестве примера представим в конечно-разностной форме одномерное дифференциальное уравнение параболического типа (в безразмерном виде)

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\partial p}{\partial t}, \tag{8}$$

описывающее неустановившуюся фильтрацию сжимаемой жидкости. В результате имеем выражение

$$\frac{p_{i+1} - 2p_i + p_{i-1}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{i,j+1} - p_{i,j}}{\Delta t} + O[\Delta t + (\Delta x)^2]. \tag{9}$$

Здесь $O[\Delta t + (\Delta x)^2]$ — погрешность аппроксимации исходного дифференциального уравнения (8) конечно-разностным уравнением. Принимается, что $O[\Delta t + (\Delta x)^2] = O[\Delta t] + O[(\Delta x)^2]$.

Уравнение (9) может быть записано двояким образом в зависимости от того, к какому временно́му слою относить его левую часть. Допустим, что решение уравнения (8) на временно́м слое $j\,\Delta t$ уже известно, а решение отыскивается на слое $(j+1)\,\Delta t$.

Если левую часть уравнения (9) отнести к временно́му слою $j\,\Delta t$, то уравнение запишется следующим образом:

$$\frac{p_{i+1,\,j}-2p_{i,\,j}+p_{i-1,\,j}}{(\Delta x)^2}=\frac{p_{i,\,j+1}-p_{i,\,j}}{\Delta t}. \tag{10}$$

Если левую часть уравнения (9) отнести к временно́му слою $(j+1)\,\Delta t$, то имеем

$$\frac{p_{i+1,\,j+1}-2p_{i,\,j+1}+p_{i-1,\,j+1}}{(\Delta x^2)}=\frac{p_{i,\,j+1}-p_{i,\,j}}{\Delta t}. \tag{11}$$

При записи уравнений (10) и (11) пренебрежено величиной $O\,[\Delta t+(\Delta x)^2]$.

Уравнение (10) является явным, а уравнение (11) неявным сеточным уравнением.

Из уравнения (10) видно, что в него входит лишь одна неизвестная величина $p_{i,\,j+1}$. Если решение задачи на слое $j\,\Delta t$ известно, то, применяя последовательно уравнение (10) к каждой i-й точке (с учетом граничных условий), можно получить искомое решение на временно́м слое $(j+1)\,\Delta t$ и т. д. Отсюда становится понятным, почему уравнение (10) называется явным: оно позволяет явным образом находить решение задачи в каждой i-й точке в момент времени $(j+1)\,\Delta t$.

В неявном уравнении (11) имеются три неизвестные величины: $p_{i,\,j+1}$; $p_{i+1,\,j+1}$; $p_{i-1,\,j+1}$. Записывая уравнение (11) для точек $i=1,\ 2,\ \ldots\ n-1$, получаем систему из $(n-1)$ уравнений с $(n+1)$ неизвестными. Граничные условия в точках $i=0$ и $i=n$ дают еще два уравнения. Следовательно, чтобы найти решение задачи на слое $(j+1)\,\Delta t$ требуется решить систему из $n+1$ уравнений с $n+1$ неизвестными. Если на границах задаются известные значения функции, то задача сводится к решению системы из $n-1$ уравнений с $n-1$ неизвестными.

Таким образом, использование численных методов сводит интегрирование дифференциального уравнения (8) при соответствующих краевых условиях к чисто алгебраической задаче.

Возможность или эффективность использования сеточных методов приводит к рассмотрению вопросов сходимости и устойчивости их.

Необходимость рассмотрения сходимости и устойчивости сеточных методов связана: 1) с погрешностью аппроксимации дифференциального уравнения и соответствующих краевых условий конечно-разностными уравнениями; 2) с погрешностью вычислений на каждом временно́м слое.

Если сеточный метод дает такое решение, которое при изменении шагов Δx и Δt (при $\Delta x\to 0$ и $\Delta t\to 0$) стремится к точному решению задачи, то такой метод является сходящимся.

Если сеточный метод дает такое решение, что при увеличении числа просчитанных шагов по времени j погрешность вычислений стремится к нулю (или остается ограниченной), то метод является устойчивым. Оказывается, что устойчивость метода неразрывно связана с величиной шагов Δx и Δt.

Известно (см., например, [7]), что явное уравнение является устойчивым в том случае, если соотношение между шагами по пространственной и временно́й осям удовлетворяет неравенству

$$\Delta t\leqslant\frac{(\Delta x)^2}{2}. \tag{12}$$

Неявный сеточный метод не имеет подобного ограничения на величины шагов Δx и Δt. Однако это не означает, что при пользовании неявным методом допустимы любые шаги по осям Δx и Δt, так как сходимость метода неразрывно связана с величинами шагов Δx и Δt.

Использование явного сеточного метода возможно в том случае, если шаги по пространственной и временно́й координатам удовлетворяют неравенству (12).

Оказывается, что это ограничение на шаг по временно́й оси является очень жестким. Для устойчивости метода шаг Δt приходится брать очень малым, что увеличивает общее число шагов по времени, а следовательно, и общий объем вычислительных работ. В связи с этим, несмотря на большую простоту явного сеточного метода, использование его на практике весьма ограниченно.

При использовании неявного сеточного метода, как уже отмечалось, нет прямых ограничений на величины шагов по пространственной и временно́й координатам, так как этот метод является устойчивым. Однако для получения заданной степени точности решения задачи выбору шагов по времени и пространству приходится уделять определенное внимание. Естественно, что уменьшение шагов Δx и Δt сказывается положительно на точности получаемого решения, но вместе с тем это влечет за собой увеличение объема вычислений и наоборот.

На практике выбор шага по пространственной координате часто осуществляется экспериментальным путем. Для этого проводятся вычисления на ЭВМ с некоторым шагом Δx. Затем вычисления повторяются с шагом $\Delta x/2$. Если оказывается, что решение, полученное при шаге Δx, отличается от решения, полученного при шаге $\Delta x/2$, на заданную величину погрешности ε, то шаг Δx считается незавышенным для достижения требуемой точности. В противном случае задача просчитывается с шагом по пространственной координате $\Delta x/4$. Если решение при шаге $\Delta x/4$ отличается не более чем на величину ε от решения, полученного при шаге $\Delta x/2$, то шаг $\Delta x/2$ принимается за оптимальный и т. д.

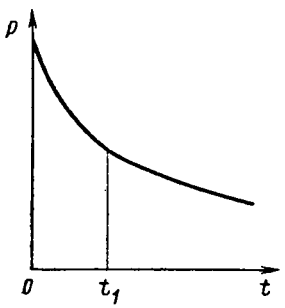


Рис. 36. Характер решения дифференциального уравнения параболического типа (например, для некоторой точки пласта)

Иногда пространственную координату удается преобразовать таким образом, что искомое решение в новых координатах в момент времени t представляет собой зависимость, близкую к прямолинейной. В этом случае формула (7) для аппроксимации второй производной по преобразованной координате имеет остаточный член порядка h^n $(n > 2)$ вследствие малости значений производных высшего порядка. Это означает, что при соответствующем преобразовании координат использование одной и той же формулы может давать меньшую погрешность аппроксимации. Соответственно, для решения задачи могут быть использованы значительно более крупные шаги по пространственной (преобразованной) координате (это будет показано далее).

При выборе шага по временно́й координате целесообразно руководствоваться следующими соображениями.

Из изложенного видно, что чем сильнее изменяется искомая функция по пространственной или временно́й координате, тем меньший шаг требуется для получения заданной точности. Известно, что решение дифференциального уравнения параболического типа для некоторой точки пространственной координаты имеет вид, изображенный на рис. 36. Искомая функция наибольшим образом изменяется в первые моменты времени. После некоторого времени t_1 изменение функции во времени происходит почти по прямой линии. Это означает, что в интервале наибольших изменений функции $[0, t_1]$ требуется меньший шаг Δt, чем после достижения времени t_1. Проведение расчетов с одним и тем же шагом по времени неэкономично. Таким образом, расчеты по времени должны проводиться с растущими временны́ми шагами.

Алгоритм увеличения шага по времени довольно прост. С начальным, по возможности малым, шагом Δt просчитываются два шага по времени. Затем с шагом $2\Delta t$ просчитывается один шаг по времени. Полученные два решения на момент времени $2\Delta t$ при разных временны́х шагах сопоставляются. Если эти решения различаются на величину большую, чем заданная погрешность ε, то дальнейший счет ведется с шагом Δt. В противном случае расчет продолжается

с шагом $2\Delta t$. С шагом $2\Delta t$ просчитываются два шага. Затем с шагом $4\Delta t$ делается повторный просчет по времени. Аналогично изложенному результаты сопоставляются, и получается ответ о целесообразности или нецелесообразности дальнейшего увеличения шага по времени и т. д.

Для задач, описываемых уравнениями параболического типа, часто удается записывать балансовые соотношения, например уравнение материального баланса применительно к газовой залежи. Наличие такого уравнения при проведении численных расчетов позволяет судить о правильности составления программы и дает представление о величине интегральной ошибки, получаемой в результате расчетов на ЭВМ.

С начала 50-х годов для решения задач неустановившейся фильтрации газов все более широкое применение находят численные методы и ЭВМ. Первые исследования в этом направлении посвящены решению одномерных задач неустановившейся фильтрации газов [39, 47, 85 и др.]. Полученные практически точные решения позволили установить точность приближенных методов и обосновать справедливость применения упрощенных методов определения показателей разработки месторождений природных газов [39].

Пусть, например, требуется определить, как будет изменяться во времени давление на забое совершенной газовой скважины радиусом R_c при пуске ее в эксплуатацию с постоянным дебитом q. Газоносный пласт круговой формы радиусом $R_к$ имеет постоянную мощность и однороден по пористости и проницаемости. Газ идеальный.

Таким образом, требуется найти решение дифференциального уравнения Л. С. Лейбензона

$$\frac{1}{r}\frac{\partial p^2}{\partial r}+\frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2}=\frac{\alpha m\mu}{kp}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial t} \tag{13}$$

при следующих начальном и граничных условиях

$$\left.\begin{gathered} t=0,\quad p=p_н=\text{const},\\ r=R_c,\quad q=-vF\frac{p}{p_{ат}}=\frac{2\pi R_c kh}{\mu p_{ат}}\,p\frac{\partial p}{\partial r}=\text{const},\\ r=R_к,\quad \frac{\partial p}{\partial r}=0. \end{gathered}\right\} \tag{14}$$

Для получения универсального решения, справедливого для любых параметров пласта, диаметров скважины, размеров залежи и вязкости газа, дифференциальное уравнение, начальное и граничные условия представим в безразмерной форме.

Введем следующие безразмерные переменные и параметры:

$$\left.\begin{gathered} p^*=\frac{p}{p_н},\quad r^*=\frac{r}{R_к},\quad u=\ln r^*,\\ \Theta=\frac{kp_н}{2\alpha m\mu R_к^2}\,t,\quad q^*=\frac{2\mu p_{ат}}{\pi kh p_н^2}\,q. \end{gathered}\right\} \tag{15}$$

Тогда задача (13)—(14) в безразмерной форме принимает вид:

$$\frac{\partial^2 p^{*2}}{\partial u^2}=\frac{e^{2u}}{2p^*}\cdot\frac{\partial p^{*2}}{\partial\Theta}; \tag{16}$$

$$\left.\begin{gathered} \Theta=0,\quad p^*=1,\\ u=u_0\left(u_0=\ln\frac{R_c}{R_к}\right),\quad \frac{\partial p^{*2}}{\partial u}=\frac{1}{2}\,q^*,\\ u=0,\quad \frac{\partial p^*}{\partial u}=0. \end{gathered}\right\} \tag{17}$$

Используя формулы (5) и (7) (без остаточных членов), задачу (16)—(17) представим в конечно-разностной форме (для простоты звездочки опустим):

$$\frac{p^2_{i+1,\,j+1}-2p^2_{i,\,j+1}+p^2_{i-1,\,j+1}}{(\Delta u)^2}=\frac{e^{2u_i}}{2p_{i,\,j+1}}\,\frac{p^2_{i,\,j+1}-p^2_{i,\,j}}{\tau}. \qquad (18)$$

Это уравнение справедливо для всех внутренних узловых точек $i = 1, 2, 3, \ldots, n-1$ и для $\Theta > 0$ (Δu — шаг по пространственной координате, τ — шаг по временно́й координате);

$$\left.\begin{gathered}\Theta=0,\quad p_{i,\,0}=1,\quad i=0,\ 1,\ \ldots,\ n;\\ u=u_0,\quad \frac{\partial p^2}{\partial u}=\frac{p^2_{1,\,j+1}-p^2_{0,\,j+1}-0{,}5\,(p^2_{2,\,j+1}-2p^2_{1,\,j+1}+p^2_{0,\,j+1})}{\Delta u}=\frac{q^*}{2};\\ u=0,\quad \frac{p_{n,\,j+1}-p_{n-1,\,j+1}}{\Delta u}=0,\ \text{т. е. } p_{n,\,j+1}=p_{n-1,\,j+1}.\end{gathered}\right\} \qquad (19)$$

На рис. 37, *а* представлена область интегрирования уравнения (13), а на рис. 37, *б* — область интегрирования уравнения (16).

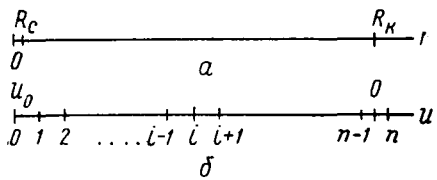


Рис. 37. К переходу от пространственной координаты r (*а*) к координате $u = \ln r$ (*б*)

Разбивка области интегрирования $[u_0, 0]$ произведена таким образом, что граница пласта находится посредине точек $n-1$ и n. В этом случае

$$u_к=\frac{u_{n-1}+u_n}{2}+u_0=\frac{\Delta u\,(n-1)+\Delta u\cdot n}{2}+u_0=0.$$

Отсюда следует, что

$$\Delta u=-\frac{u_0}{n-\frac{1}{2}}.$$

Формула (19) для аппроксимации первой производной несколько отличается от выведенной ранее формулы. Формула (6) позволяет аппроксимировать первую производную в некоторой точке со вторым порядком точности при использовании значений функции в точках слева и справа от нее. У узловой же точки u_0 (см. рис. 37, *б*) нет соседних точек слева. В ряде литературных источников показывается, что если использовать значения функции в точках $i = 0, 1, 2$ для выражения первой производной в точке $i = 0$, то достигается второй порядок точности аппроксимации.

Уравнение (16), так же как и уравнение (13), нелинейное, потому что перед временно́й производной стоит коэффициент, в который входит искомая функция p^*. Соответствующая система конечно-разностных уравнений (18) оказывается также нелинейной. Решение системы нелинейных алгебраических уравнений по сравнению с системой линейных уравнений представляет бо́льшие трудности.

Если записать систему уравнений (18) в виде:

$$\frac{p^2_{i+1,\,j+1}-2p^2_{i,\,j+1}+p^2_{i-1,\,j+1}}{(\Delta u)^2}=\frac{e^{2u_i}}{2p_{i,\,j}}\cdot\frac{p^2_{i,\,j+1}-p^2_{i,\,j}}{\tau}, \qquad (20)$$

$$i=1,\ 2,\ 3,\ \ldots,\ n-1,$$

то она представит собой систему линейных алгебраических уравнений.

Здесь использован общий прием, который часто применяется при численном решении нелинейных дифференциальных уравнений, т. е. нелинейный член в (20) вычисляется по найденному решению на j-м временно́м слое. При расчетах второго приближения на $j+1$-м временно́м слое вместо значений $p_{i,j}$ используются найденные в первом приближении значения $p_{i,j+1}$ (перед производной по времени) и т. д. Об этом подробнее будет сказано ниже.

Уравнения (20) и (19) дают нам, таким образом, следующую систему линейных алгебраических уравнений.

При:

$$
\left.
\begin{aligned}
&i=0 \quad p_1^2{}_{,\,j+1} - p_{0,\,j+1}^2 - 0{,}5\,(p_{2,\,j+1}^2 - 2p_{1,\,j+1}^2 + p_{0,\,j+1}^2) = \frac{q^*\,\Delta u}{2}\\
&i=1 \quad \frac{p_{2,\,j+1}^2 - 2p_{1,\,j+1}^2 + p_{0,\,j+1}^2}{(\Delta u)^2} = \frac{e^{2u_1}}{2p_{1,\,j}} \cdot \frac{p_{1,\,j+1}^2 - p_{1,\,j}^2}{\tau}\\
&i=2 \quad \frac{p_{3,\,j+1}^2 - 2p_{2,\,j+1}^2 + p_{1,\,j+1}^2}{(\Delta u)^2} = \frac{e^{2u_2}}{2p_{2,\,j}} \cdot \frac{p_{2,\,j+1}^2 - p_{2,\,j}^2}{\tau}\\
&\qquad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&i \quad \frac{p_{i+1,\,j+1}^2 - 2p_{i,\,j+1}^2 + p_{i-1,\,j+1}^2}{(\Delta u)^2} = \frac{e^{2u_i}}{2p_{i,\,j}} \cdot \frac{p_{i,\,j+1}^2 - p_{i,\,j}^2}{\tau}\\
&\qquad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&j=n-1 \quad \frac{p_{n,\,j+1}^2 - 2p_{n-1,\,j+1}^2 + p_{n-2,\,j+1}^2}{(\Delta u)^2} = \frac{e^{2u_{n-1}}}{2p_{n-1,\,j}} \cdot \frac{p_{n-1,\,j+1}^2 - p_{n-1,\,j}^2}{\tau}\\
&\qquad i=n \quad p_{n-1,\,j+1} = p_{n,\,j+1} \text{ или } p_{n-1,\,j+1}^2 = p_{n,\,j+1}^2
\end{aligned}
\right\} \qquad (21)
$$

Система уравнений (21) состоит из $(n+1)$ уравнений с $n+1$ неизвестными: $p_{0,\,j+1}^2$; $p_{1,\,j+1}^2$; $p_{2,\,j+1}^2$; $\ldots$; $p_{n,\,j+1}^2$. Эта система характеризуется тем, что в каждом уравнении (за исключением последнего) содержится по три неизвестных функции. Неизвестные функции имеют наименьший индекс по i, в первом уравнении равный 0, во втором — 1, в третьем — 2 и т. д. Такая система уравнений называется системой с трехдиагональной матрицей. Для таких систем разработан простой и эффективный метод решения, называемый иногда прогонкой.

Рассмотрим решение системы уравнений (21) методом прогонки.

Решая совместно первое и второе уравнения системы (21), получаем

$$p_{0,\,j+1}^2 = A_{1,\,j+1} p_{1,\,j+1}^2 + C_{1,\,j+1}. \qquad (22)$$

Здесь коэффициенты соответственно равны:

$$A_{1,\,j+1} = 1 - \frac{(\Delta u)^2\, e^{2u_1}}{4\tau p_{1,\,j}}; \quad C_{1,\,j+1} = \frac{(\Delta u)^2\, e^{2u_1} p_{1,\,j}}{4\tau} - \frac{q^*\,\Delta u}{2}. \qquad (23)$$

Подставляя выражение для $p_{0,\,j+1}^2$ во второе уравнение системы (21) и решая его относительно $p_{1,\,j+1}^2$, получаем

$$p_{1,\,j+1}^2 = A_{2,\,j+1} p_{2,\,j+1}^2 + C_{2,\,j+1}. \qquad (24)$$

Аналогично третье уравнение системы (21) представляется в виде:

$$p_{2,\,j+1}^2 = A_{3,\,j+1} p_{3,\,j+1}^2 + C_{3,\,j+1} \qquad (25)$$

или в общем виде

$$p_{i-1,\,j+1}^2 = A_{i,\,j+1} p_{i,\,j+1}^2 + C_{i,\,j+1}. \qquad (26)$$

Рекуррентное соотношение (26) справедливо для $i = 1, 2, 3, \ldots, (n-1)$.

Из двух последних уравнений системы (21) имеем

$$p^2_{n-1,\,j+1} = A_{n,\,j+1} p^2_{n,\,j+1} + C_{n,\,j+1}; \tag{27}$$

$$p^2_{n-1,\,j+1} = p^2_{n,\,j+1}. \tag{28}$$

Решая совместно уравнения (27) и (28) относительно $p^2_{n-1,\,j+1}$, получаем

$$p^2_{n-1,\,j+1} = \frac{C_{n,\,j+1}}{1 - A_{n,\,j+1}}. \tag{29}$$

Далее, зная $p^2_{n-1,\,j+1}$, $A_{n-1,\,j+1}$ и $C_{n-1,\,j+1}$, по рекуррентному соотношению (26) определяем $p^2_{n-2,\,j+1}$ и так далее до $p^2_{0,\,j+1}$.

Таким образом, процесс решения системы уравнений (21) заключается в вычислении прогоночных коэффициентов $A_{i,\,j+1}$ и $C_{i,\,j+1}$ в порядке возрастания индекса i и затем в вычислении в обратном порядке величин $p^2_{i,\,j+1}$ (в порядке убывания индекса i).

Рекуррентные соотношения для прогоночных коэффициентов получаются следующим образом.

Предположим, что коэффициенты $A_{i,\,j+1}$ и $C_{i,\,j+1}$ уже вычислены. Тогда, подставляя выражение для $p^2_{i-1,\,j+1}$

$$p^2_{i-1,\,j+1} = A_{i,\,j+1} p^2_{i,\,j+1} + C_{i,\,j+1}$$

в следующее уравнение системы (21)

$$\frac{p^2_{i+1,\,j+1} - 2p^2_{i,\,j+1} + p^2_{i-1,\,j+1}}{(\Delta u)^2} = \frac{e^{2u_i}}{2p_{i,\,j}} \frac{p^2_{i,\,j+1} - p^2_{i,\,j}}{\tau},$$

получаем

$$p^2_{i,\,j+1} = A_{i+1,\,j+1} p^2_{i+1,\,j+1} + C_{i+1,\,j+1},$$

где

$$A_{i+1,\,j+1} = \frac{1}{2 + \dfrac{(\Delta u)^2 e^{2u_i}}{2\tau p_{i,\,j}} - A_{i,\,j+1}};$$

$$C_{i+1,\,j+1} = \frac{C_{i,\,j+1} + \dfrac{(\Delta u)^2 e^{2u_i} p_{i,\,j}}{2\tau}}{2 + \dfrac{(\Delta u)^2 e^{2u_i}}{2\tau p_{i,\,j}} - A_{i,\,j+1}} = A_{i+1,\,j+1}\left(C_{i,\,j+1} + \frac{(\Delta u)^2 e^{2u_i} p_{i,\,j}}{2\tau}\right). \tag{30}$$

Следовательно, по формулам (23) вычисляются коэффициенты $A_{1,\,j+1}$ и $C_{1,\,j+1}$. Затем по рекуррентным соотношениям (30) вычисляются все другие прогоночные коэффициенты. При известных коэффициентах, как уже сказано, по формулам (29) и (26) определяются величины квадратов давления (а затем и давления в первой степени) в каждой узловой точке i в момент времени $(j+1)\tau$.

В такой последовательности проводятся расчеты на каждом временно́м слое до заданного момента времени Θ.

В табл. 9 приведены результаты расчетов для безразмерного дебита $q^* = 0{,}1$ при соотношении радиусов $\frac{R_к}{R_с} = 5000$ [39]. По результатам этой таблицы построены профили квадратов давления по пласту (в функции u) в разные моменты времени Θ (рис. 38). Из рисунка следует, что решение задачи в координатах $p^2 \div u$ имеет почти прямолинейный характер. Поэтому оказалось возможным при решении выбрать достаточно большой шаг Δu и ограничиться проведением расчетов лишь для 17 узловых точек по пространственной координате.

На рис. 39 дается зависимость изменения во времени квадрата забойного давления, построенная по данным табл. 9. Рассмотрение рис. 39 показывает, что примерно с момента времени $\Theta = 0{,}2$ забойное давление изменяется практически по прямой линии. Это означает, как уже отмечалось, что при численном решении дифференциальных уравнений параболического типа можно значительно увеличивать шаг по времени без снижения точности результатов расчетов.

Для интегральной проверки точности решения используется уравнение материального баланса. Для рассматриваемого примера оно записывается в виде:

$$\bar{p}(t) = p_{\text{н}} - \frac{qtp_{\text{ат}}}{\alpha\Omega_{\text{н}}}. \tag{31}$$

Относительно безразмерного давления и безразмерных дебита и времени уравнение (31) имеет вид:

$$\bar{p}^*(\Theta) = 1 - q^*\Theta. \tag{32}$$

Из уравнения (32) следует, что величина $q^*\Theta$ представляет собой долю отобранных запасов газа на момент времени Θ.

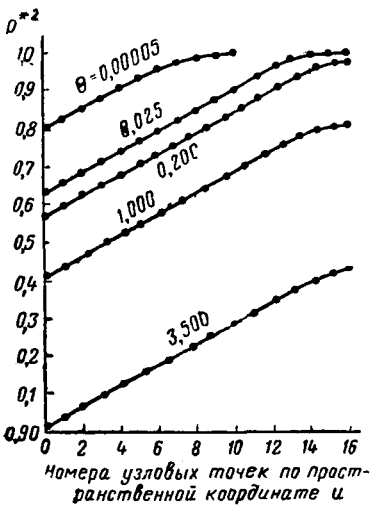


Рис. 38. Профили квадратов давления в разные моменты безразмерного времени для $Q^* = 0{,}01$ [39]

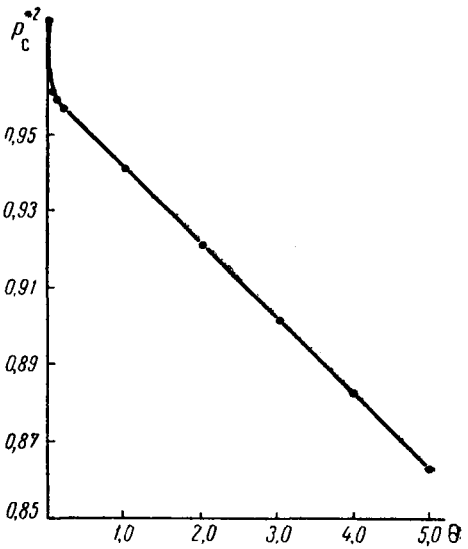


Рис. 39. Изменение квадрата безразмерного забойного давления в функции безразмерного времени

Среднее давление по залежи в момент времени t (Θ) может быть вычислено также по формуле (так как $R_{\text{к}} \gg R_{\text{с}}$)

$$\bar{p} = \frac{1}{\alpha\Omega_{\text{н}}} \int_{\Omega_{\text{н}}} \alpha p(r)\, d\Omega = \frac{2}{R_{\text{к}}^2} \int_{R_{\text{с}}}^{R_{\text{к}}} pr\, dr \tag{33}$$

или соответственно в безразмерных переменных

$$\bar{p}^* = 2 \int_{u_{\text{с}}}^{0} p^*(u)\, e^{2u}\, du. \tag{34}$$

Значения безразмерного давления $p^* = \frac{p}{p_н}$ на различных безразмерных

$\theta = \frac{kp_н}{2m\mu R_к^2} t$ для слу

r^* / θ	0,0002	0,0003465	0,0006002	0,001040	0,001801	0,003121	0,005406	0,009366
0,00001	0,9155	0,9303	0,9448	0,9587	0,9718	0,9832	0,9921	0,9975
0,00002	0,9021	0,9172	0,9321	0,9466	0,9606	0,9739	0,9856	0,9942
0,00003	0,8953	0,9105	0,9254	0,9401	0,9544	0,9682	0,9809	0,9912
0,00004	0,8906	0,9059	0,9210	0,9357	0,9502	0,9642	0,9773	0,9886
0,00005	0,8871	0,9025	0,9176	0,9324	0,9469	0,9611	0,9745	0,9864
0,00006	0,8843	0,8997	0,9149	0,9297	0,9443	0,9585	0,9721	0,9844
0,00025	0,8630	0,8788	0,8943	0,9095	0,9245	0,9392	0,9536	0,9674
0,0005	0,8528	0,8687	0,8844	0,8998	0,9149	0,9298	0,9444	0,9586
0,00075	0,8468	0,8628	0,8786	0,8941	0,9093	0,9243	0,9390	0,9534
0,001	0,8425	0,8586	0,8745	0,8901	0,9054	0,9204	0,9352	0,9496
0,0015	0,8364	0,8527	0,8687	0,8843	0,8997	0,9149	0,9297	0,9443
0,002	0,8321	0,8485	0,8645	0,8802	0,8957	0,9109	0,9258	0,9405
0,0025	0,8287	0,8451	0,8612	0,8771	0,8926	0,9078	0,9228	0,9376
0,036635	0,7959	0,8130	0,8297	0,8461	0,8622	0,8780	0,8935	0,9087
0,05	0,7833	0,8007	0,8177	0,8343	0,8506	0,8666	0,8823	0,8977
0,07327	0,7799	0,7973	0,8144	0,8311	0,8475	0,8635	0,8793	0,8948
0,1	0,7713	0,7889	0,8061	0,8230	0,8395	0,8557	0,8716	0,8873
0,15	0,7634	0,7812	0,7986	0,8156	0,8323	0,8486	0,8647	0,8804
0,2	0,7565	0,7745	0,7920	0,8092	0,8260	0,8424	0,8586	0,8744
0,25	0,7499	0,7680	0,7857	0,8030	0,8199	0,8365	0,8527	0,8687
0,5	0,7168	0,7358	0,7542	0,7722	0,7898	0,8070	0,8238	0,8403
0,75	0,6832	0,7030	0,7223	0,7411	0,7594	0,7772	0,7947	0,8118
1,25	0,6134	0,6354	0,6567	0,6773	0,6973	0,7167	0,7356	0,7541
1,5	0,5770	0,6004	0,6228	0,6445	0,6655	0,6858	0,7056	0,7248
1,75	0,5394	0,5643	0,5881	0,6110	0,6331	0,6544	0,6751	0,6951
2,0	0,5001	0,5269	0,5523	0,5767	0,6000	0,6225	0,6442	0,6652
2,5000	0,4151	0,4470	0,4768	0,5047	0,5313	0,5565	0,5807	0,6039
3,0000	0,3157	0,3565	0,3932	0,4267	0,4578	0,4868	0,5143	0,5403
3,5000	0,1790	0,2439	0,2949	0,3383	0,3767	0,4116	0,4437	0,4737
3,7500	0,01172	0,1662	0,2347	0,2873	0,3317	0,3708	0,4062	0,4387

Таким образом, если на некоторый момент времени θ распределение давления в пласте представляется как $p^* = p^*(u)$, то по формуле (34) численно можно найти значение интеграла, т. е. соответствующее средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства пластовое давление. Сопоставление средневзвешенных величин пластовых давлений, вычисленных по формулам (32) и (34), дает в общем (интегральное) представление о величине ошибки получаемого решения.

Использование идеи интегральной оценки, например, точности численного метода важно при решении многомерных фильтрационных задач, когда отсутствуют точные решения соответствующих двумерных или трехмерных задач. Однако важным является и сопоставление результатов решения на ЭВМ задач, имеющих точное решение даже для одномерного фильтрационного потока.

В некоторых случаях способ учета нелинейности исходного дифференциального уравнения оказывает значительное влияние на точность получаемого ре-

Таблица 9

расстояниях $r^* = \frac{r}{R_к}$ от оси скважины в моменты безразмерного времени

чая $\frac{R_к}{R_с} = 5000$, $q^* = 0{,}1$

0,01622	0,02811	0,04869	0,08435	0,01461	0,2532	0,4386	0,7598	1,0000
0,9996	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9987	0,9999	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9976	0,9997	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9964	0,9995	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9951	0,9992	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9940	0,9989	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9804	0,9913	0,9980	0,9999	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9723	0,9847	0,9943	0,9992	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9673	0,9803	0,9912	0,9980	0,9999	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9637	0,9770	0,9886	0,9967	0,9997	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9586	0,9722	0,9846	0,9943	0,9992	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
0,9549	0,9687	0,9815	0,9922	0,9984	0,9999	1,0000	1,0000	1,0000
0,9520	0,9659	0,9791	0,9903	0,9976	0,9999	1,0000	1,0000	1,0000
0,9236	0,9383	0,9524	0,9659	0,9781	0,9883	0,9953	0,9987	0,9990
0,9129	0,9278	0,9424	0,9567	0,9704	0,9830	0,9930	0,9984	
0,9100	0,9243	0,9396	0,9539	0,9676	0,9801	0,9902	0,9962	0,9970
0,9026	0,9177	0,9325	0,9470	0,9612	0,9745	0,9863	0,9944	
0,8959	0,9111	0,9260	0,9406	0,9549	0,9686	0,9808	0,9896	
0,8900	0,9053	0,9203	0,9351	0,9494	0,9632	0,9757	0,9847	
0,8844	0,8998	0,9149	0,9297	0,9442	0,9580	0,9706	0,9797	
0,8565	0,8724	0,8880	0,9033	0,9181	0,9324	0,9453	0,9547	
0,8286	0,8451	0,8611	0,8768	0,8921	0,9068	0,9200	0,9296	
0,7721	0,7896	0,8068	0,8236	0,8399	0,8554	0,8695	0,8796	
0,7435	0,7617	0,7795	0,7969	0,8137	0,8297	0,8442	0,8546	
0,7146	0,7336	0,7521	0,7700	0,7874	0,8040	0,8189	0,8297	
0,6855	0,7052	0,7244	0,7431	0,7611	0,7782	0,7936	0,8047	
0,6262	0,6478	0,6686	0,6888	0,7081	0,7265	0,7429	0,7548	
0,5652	0,5890	0,6118	0,6338	0,6548	0,6746	0,6923	0,7049	
0,5018	0,5285	0,5538	0,5780	0,6009	0,6224	0,6415	0,6552	
0,4690	0,4974	0,5242	0,5497	0,5738	0,5962	0,6161	0,6303	

шения. В рассмотренном примере интегрирования нелинейного уравнения (16) нелинейный член вычислялся для временно́го слоя $j+1$ с использованием значений давлений в i-х точках в j-й момент времени. Для более точного учета нелинейности необходимо итерировать нелинейные члены на каждом временно́м слое следующим образом. Первым приближением является такое, когда нелинейные члены на $j+1$-м слое принимаются (или вычисляются) по данным решения на j-м временно́м слое. Затем определяется приближенное решение на $j+1$-м временно́м слое. Во втором приближении для вычисления нелинейных членов используется решение, полученное на $j+1$-м слое. С уточненными значениями нелинейных членов вновь отыскивается решение на $j+1$-й момент времени и т. д. Итерационный процесс проводится до тех пор, пока не будет выполняться неравенство

$$\max_i \left| p_{i,j+1}^{(s+1)} - p_{i,j+1}^{(s)} \right| \leqslant \varepsilon.$$

Здесь ε — заданная погрешность; $p_{i,j+1}^{(s+1)}$, $p_{i,j+1}^{(s)}$ — значения давления в i-й точке в $j+1$-й момент времени при $(s+1)$-й и (s)-й итерациях соответственно.

В заключение можно отметить сходство порядка и характера решения изложенной задачи с задачей о неустановившемся притоке газа к галерее, дренирующей полосообразный пласт конечной длины [39], или с задачей определения показателей разработки газовой залежи системой скважин, размещенных в центральной зоне (при соответствующей схематизации пласта).

§ 7. Применение электрических моделей для решения фильтрационных газогидродинамических задач

Многие задачи, которые приходится решать при проектировании, анализе и определении перспектив разработки газовых и газоконденсатных месторождений, сводятся к интегрированию дифференциальных уравнений параболического типа. Необходимость учета большого многообразия геологических факторов приводит к существенному усложнению исходных дифференциальных уравнений. Часто усложнение дифференциальных уравнений и краевых условий достигает такой степени, что задачи, представляющие наибольший практический интерес, не удается решить в аналитической форме. Поэтому для таких расчетов все более широкое применение находят электрические модели (электроинтеграторы).

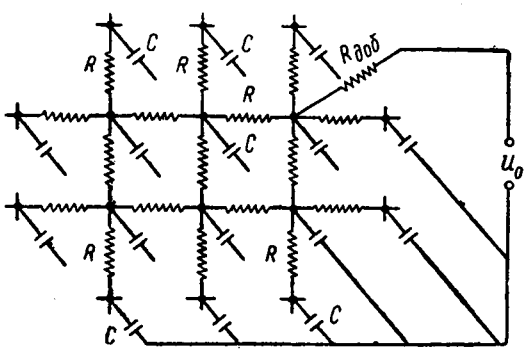


Рис. 40. Схема сетки *RC*

Применение электрических моделей для решения задач подземной газогидродинамики основывается на математической аналогии протекания фильтрационных и электрических процессов (в определенных сетках).

Впервые возможность решения на электрических сетках дифференциальных уравнений в частных производных показал С. А. Гершгорин, а затем Л. И. Гутенмахер. Применительно к фильтрационным задачам метод электроаналогий использован Л. И. Гутенмахером, Ю. Г. Толстовым и М. Маскетом. Дальнейшим исследованиям применительно к решению теоретических и практических задач разработки нефтяных и газовых месторождений методом электроаналогий посвящены работы Л. И. Гутенмахера, П. М. Белаша, А. П. Крылова, Л. Г. Когана, М. М. Максимова, О. И. Дорохова, Г. Либмана, У. Карплюса и других исследователей [3, 22, 37, 46, 47, 81].

Идею метода электроаналогий проще всего проследить на примере основного уравнения теории упругого режима фильтрации. Уравнение неустановившейся фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде относится к дифференциальным уравнениям параболического типа. При фильтрации однородной жидкости в неоднородной по коллекторским свойствам пористой среде распределение давления в пласте описывается следующим уравнением [1]:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x, y)\,h(x, y)}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x, y)\,h(x, y)}{\mu}\frac{\partial p}{\partial y}\right]=$$

$$=\beta^*(x, y)\,h(x, y)\frac{\partial p}{\partial t}. \qquad (1)$$

Здесь $k(x, y)$, $\beta^*(x, y)$, $h(x, y)$ — соответственно коэффициенты проницаемости и упругоемкости, а также мощность пласта в точке с координатами x и y; μ — коэффициент динамической вязкости жидкости.

Процессы, происходящие в электрической сетке, составленной из сопротивлений R и емкостей C по схеме рис. 40, в любой момент времени также описываются аналогичным дифференциальным уравнением

$$\frac{\partial}{\partial x_э}\left[\frac{1}{R}\frac{\partial u}{\partial x_э}\right]+\frac{\partial}{\partial y_э}\left[\frac{1}{u}\frac{\partial u}{\partial y_э}\right]=C\frac{\partial u}{\partial t_э}, \qquad (2)$$

где u — электрическое напряжение; $x_э$, $y_э$ — координаты сеточной области электрической модели; $t_э$ — время.

Не будем касаться здесь вопросов конструкции электрических моделей и техники моделирования, которые описываются в специальной литературе [17, 37].

Сопоставление уравнений (1) и (2) показывает, что давлению p в пласте может быть поставлено в соответствие напряжение u в рассматриваемой электрической сетке. Следовательно, вводя коэффициент пропорциональности (подобия) C_p между потенциалом u в некоторой точке электрической сетки и давлением p в геометрически подобной точке пласта, можно написать

$$u=C_p p \qquad (3)$$

Согласно теории подобия, для достижения геометрического подобия областей (натуры и модели) каждому шагу сеточной области модели должен соответствовать линейный размер пласта M, называемый масштабом электрической сетки:

$$\frac{x}{x_э}=\frac{y}{y_э}=\frac{l}{l_э}=M. \qquad (4)$$

При решении на электроинтеграторах задач подземной гидродинамики аналогом электрических сопротивлений являются фильтрационные сопротивления $\frac{\mu}{kh}$ натурного пласта, аналогом емкости C — параметр упругоемкости β^*h. Вводя коэффициенты подобия C_R и C_β, можно установить соотношение между указанными электрическими величинами и параметрами продуктивного пласта:

$$R=C_R\frac{\mu}{kh}; \qquad (5)$$

$$C=C_\beta\beta^*h. \qquad (6)$$

Коэффициенты подобия должны быть установлены и между временами протекания электрических и фильтрационных процессов. Обозначая коэффициент подобия для времени через C_t, запишем

$$t_э=C_t t. \qquad (7)$$

[1] Об учете краевых условий при решении уравнений типа (1) и об особенностях методики моделирования будет сказано ниже.

Подставляя (3)—(7) в уравнение (2), имеем:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{kh}{\mu}\cdot\frac{\partial p}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{kh}{\mu}\cdot\frac{\partial p}{\partial y}\right]=\frac{C_\beta C_R}{C_t M^2}\beta^* h\,\frac{\partial p}{\partial t}. \tag{8}$$

Сопоставляя уравнения (1) и (8), получаем, что подобие электрических и фильтрационных процессов имеет место, если

$$\frac{C_\beta C_R}{C_t M^2}=1. \tag{9}$$

Уравнение (9) — первое условие подобия протекания электрических и фильтрационных процессов.

Сила электрического тока i, протекающего через некоторое сопротивление R, согласно закону Ома, равна

$$i=\frac{u_1-u_2}{R}. \tag{10}$$

Здесь u_1 и u_2 — напряжения на концах элемента электрической сетки с сопротивлением R.

Если в пористой среде выделить элементарный объем $h\Delta x\,\Delta y$, то расход жидкости через грань $h\,\Delta y$ в направлении оси x составит

$$q=\frac{k}{\mu}\,\frac{p_1-p_2}{\Delta x}\,h\,\Delta y,$$

или при равенстве $\Delta x=\Delta y$

$$q=\frac{kh}{\mu}\,(p_1-p_2). \tag{11}$$

Из уравнений (10) и (11) следует, что в электрической сетке силе тока i соответствует расход жидкости q при ее фильтрации через пористую среду. Введем коэффициент подобия C_q между силой тока и расходом жидкости так, что

$$i=C_q q. \tag{12}$$

Подставляя (3), (5) и (12) в уравнение (10), получаем

$$q=\frac{C_p}{C_R C_q}\cdot\frac{kh}{\mu}\,(p_1-p_2). \tag{13}$$

Необходимость соблюдения подобия уравнений (11) и (13) приводит к условию

$$\frac{C_p}{C_R C_q}=1. \tag{14}$$

Соотношение (14) — второе условие подобия протекания фильтрационных и электрических процессов в рассматриваемой сетке RC.

Таким образом, электрическое моделирование процессов фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде возможно при введении коэффициентов подобия согласно равенствам (3)—(7) и (12) и соблюдении условий подобия (9) и (14).

В условия подобия (9) и (14) входят шесть коэффициентов пропорциональности. Это позволяет четыре коэффициента подобия выбирать произвольно, например, с учетом конструктивных особенностей модели и исходных данных, а два других коэффициента вычислять с использованием условий (9) и (14). Известно, что, например, набор (комплект) номиналов сопротивлений и емкостей в электрических моделях довольно ограничен. Поэтому коэффициенты C_R и C_β приходится выбирать исходя из наличных номиналов электрических сопротивлений, емкостей и значения параметров μ/kh и $\beta^* h$ пласта.

При помощи метода электрогидродинамической аналогии можно решать задачи подземной газогидродинамики при сложных начальном и граничных условиях. Решение задач на электрических моделях осуществляется достаточно просто и с большой наглядностью. При использовании электроинтеграторов можно проследить шаг за шагом весь процесс разработки месторождения. Не представляет труда в процессе расчетов на любом временно́м слое вносить изменения, коррективы, новые данные и т. д. К недостаткам метода электроаналогий можно отнести некоторую погрешность в получаемых решениях (в основном из-за невозможности точной аппроксимации карт μ/kh и $\beta^* h$, неточностей замеров и задания начальных и граничных условий). Процесс решения задач на электрических моделях трудоемок и требует значительного машинного времени. Для облегчения расчетов на электрических моделях вспомогательные задачи решаются с использованием ЭВМ. Перспективным является объединение электрической модели с ЭВМ в единый комплекс.

Перейдем к рассмотрению вопроса об использовании метода электрогидродинамической аналогии в расчетах по нестационарной фильтрации идеального и реального газов в неоднородных пластах при произвольном расположении скважин.

Пусть требуется определить изменение во времени забойных и пластовых давлений при разработке газовой залежи в условиях газового режима и при поддержании постоянных во времени дебитов скважин q_i. Следовательно, необходимо найти решение дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации идеального газа в неоднородном по коллекторским свойствам пласте:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x,\ y)\,h(x,\ y)}{\mu}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x,\ y)\,h(x,\ y)}{\mu}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial y}\right]=$$

$$=\frac{\alpha(x,\ y)\,m(x,\ y)\,h(x,y)}{p}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial t} \tag{15}$$

при следующих условиях:

$$t=0,\ p=p(x,\ y)=p_{\text{н}}=\text{const},\quad (x,\ y)\in G; \tag{16}$$

$$q_i=\oint\limits_{s_i}\frac{k(x,\ y)\,h(x,\ y)}{2\mu p_{\text{ат}}}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial l_1}\,ds=\text{const};\ (x,\ y)\in s_i; \tag{17}$$

$$i=1,\ 2,\ \ldots,\ n;$$

$$\frac{\partial p}{\partial l_2}=0,\quad (x,\ y)\in\Gamma. \tag{18}$$

Здесь G — область газоносности; l_1 — нормаль к контуру i-й скважины s_i; l_2 — нормаль к внешней границе газоносного пласта Γ; n — число газовых скважин; условие $(x,\ y)\in G$ означает, что x и y принадлежат области G.

Начальное условие (16) означает, что в начальный момент времени ($t=0$) пласт находился в невозмущенном состоянии, т. е. давление в каждой точке пласта равнялось начальному давлению $p_{\text{н}}$.

Граничное условие (17) показывает, что скважины эксплуатируются при постоянных во времени дебитах, приведенных к $p_{ат}$ и $T_{пл}$. Граничное условие (18) характеризует газовый режим и указывает на непроницаемость внешней границы Γ пласта.

Аналитическое решение задачи (15)—(18) связано со значительными математическими трудностями. Ввиду того что неустановившаяся фильтрация газов в пористой среде описывается дифференциальными уравнениями параболического типа, исследователи стремились использовать метод электроаналогий применительно к расчетам по разработке месторождений природного газа. Однако вследствие нелинейности исходных дифференциальных уравнений значительное время не удавалось предложить приемлемую методику использования возможностей аналоговых машин.

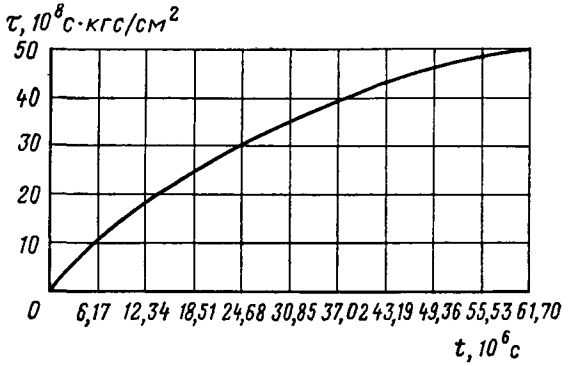


Рис. 41. Зависимость $\tau = \tau(t)$

Впервые процесс неустановившейся фильтрации идеального газа удалось смоделировать П. М. Белашу на электроинтеграторе при линеаризации уравнения Л. С. Лейбензона на каждом временно́м слое. Однако при этом требуется значительный объем вычислительной работы.

Введение, согласно Л. С. Лейбензону [42], новой временно́й переменной τ

$$\tau = \int p\,dt + C \quad \text{или} \quad \tau = \int_0^t p\,dt \tag{19}$$

позволило П. М. Белашу, А. Л. Гофлину, А. М. Кирилечеву, Н. Г. Степанову, Ю. В. Фрумсону, Э. Чен-Син, И. В. Шипкову на разной основе и почти одновременно свести нелинейное дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации идеального газа (15) к линейному (линеаризованному) уравнению

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x,\,y)\,h(x,\,y)}{\mu}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x,\,y)\,h(x,\,y)}{\mu}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial y}\right]=$$
$$=\alpha(x,\,y)\,m(x,\,y)\,h(x,\,y)\,\frac{\partial p^2}{\partial \tau}\,. \tag{20}$$

Физический смысл введения новой временно́й переменной, согласно (19), означает введение нового масштаба времени. В формуле (19) давление p принимается независимым от координат и предлагается заменять его средневзвешенным пластовым давлением.

Таким образом, в условиях газового режима, задаваясь изменением среднего пластового давления (при помощи уравнения материального баланса), не представляет труда путем численного или графического интегрирования найти зависимость $\tau = \tau(t)$. Эта зависимость имеет вид, приведенный на рис. 41. Убедимся, что это так.

Пусть отбор из месторождения постоянен во времени. Тогда

$$\bar{p}(t) = p_{\text{н}} - \frac{p_{\text{ат}} Q t}{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}}$$

и для τ имеем

$$\tau = \int_0^t \left(p_{\text{н}} - \frac{p_{\text{ат}} Q t}{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}}\right) dt = p_{\text{н}} t - \frac{Q p_{\text{ат}}}{2\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}} t^2.$$

В результате решения на электроинтеграторе уравнения (20) получаются показатели разработки газового месторождения в функции новой временно́й переменной τ. Использование зависимости $\tau = \tau(t)$ позволяет вновь перейти к реальному времени t. Если условия по скважинам принимаются зависимыми от времени t, то при решении задачи эти условия задаются в функции временно́й переменной τ. Для перехода от времени t к τ также используется зависимость $\tau = \tau(t)$.

Рассуждая аналогично предыдущему случаю, введем коэффициенты пропорциональности согласно следующим соотношениям:

$$u = C_p p^2; \tag{21}$$

$$t_{\text{э}} = C_t \tau; \tag{22}$$

$$R = C_R \frac{\mu}{kh}; \tag{23}$$

$$\frac{x}{x_{\text{э}}} = \frac{y}{y_{\text{э}}} = M; \tag{24}$$

$$C = C_m a m h. \tag{25}$$

При подстановке выражений (21)—(25) в уравнение (2) получаем, что для достижения подобия процессов фильтрации газа в пористой среде и электрических процессов в сетках из сопротивлений и емкостей должно выполняться условие

$$\frac{C_m C_R}{C_t M^2} = 1. \tag{26}$$

Расход газа q вдоль оси x через элементарный объем $h\,dx\,dy$, приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре, будет

$$q = \frac{p}{p_{\text{ат}}} \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx} h\,dy \approx \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{\Delta p^2}{2p_{\text{ат}}}. \tag{27}$$

Аналогичное уравнение для силы тока, согласно закону Ома, имеет вид:

$$i = \frac{\Delta u}{R}. \tag{28}$$

Устанавливаем соотношение между расходом газа и силой тока:

$$i = C_q q. \tag{29}$$

Уравнения (27) и (28) с учетом (21), (23) и (29) дают второе условие, связывающее выбранные коэффициенты подобия:

$$\frac{C_q C_R}{2 p_{ат} C_p} = 1. \tag{30}$$

Введение новой временно́й переменной τ, соотношений (21)—(25) и (29) при соблюдении условий подобия (26) и (30) позволяет решать задачи разработки месторождений природного газа на электрических моделях с сеткой RC.

Произвольность конфигурации месторождения и произвольность изменения параметров пласта по площади залежи, неравномерность расположения газовых скважин на площади газоносности и их разнодебитность не являются ограничивающими факторами для использования электрических моделей при расчетах по разработке месторождений природных газов. Однако эти факторы представляют существенные трудности, и порой непреодолимые, при нахождении аналитических решений задач подземной газогидродинамики. Учет этих факторов нетривиален и при использовании численных методов и ЭВМ для расчетов по разработке месторождений природных газов.

Рассмотрим возможность решения на электрических моделях задач разработки месторождений природных газов с учетом реальных свойств газа, реальных свойств и неоднородности пористой среды.

Неустановившаяся фильтрация реального газа в неоднородной, деформируемой пористой среде описывается следующим нелинейным дифференциальным уравнением параболического типа:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x, y, p)\, h(x, y)}{\mu(p)\, z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x, y, p)\, h(x, y)}{\mu(p)\, z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial y}\right] =$$

$$= 2a(x, y)\, m(x, y)\, h(x, y) \frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{p}{z(p)}\right]. \tag{31}$$

При определении показателей разработки месторождений природных газов уравнение (31) иногда приходится решать при следующих начальном и граничных условиях:

$$t = 0; \quad p = p(x, y) = p_н = \text{const}; \quad (x, y) \in G; \tag{32}$$

$$q_i = \oint_{s_i} \frac{k(x, y, p)\, h(x, y)}{\mu(p)\, z(p)} \frac{p}{p_{ат}} \frac{\partial p}{\partial l_1} ds; \quad (x, y) \in s_i; \tag{33}$$

$$i = 1, 2, \ldots, n$$

или

$$p_{c\,t} = p_{c\,t}(t); \tag{33а}$$

$$\frac{\partial p}{\partial l_2} = 0, \ (x, y) \in \Gamma. \tag{34}$$

Непосредственное решение задачи (31)—(34) на электрических моделях из сопротивлений и емкостей затруднительно. В последнее время предложена методика приближенного решения задачи (31)—(34) на электрических моделях с сеткой RC.

Введем в рассмотрение новую функцию φ согласно соотношению

$$\varphi = \int_0^p \frac{k^*(p)\,p}{\mu^*(p)\,z(p)}\,dp. \tag{35}$$

Здесь $k^*(p) = \frac{k(x, y, p)}{k_0(x, y)}$; $\mu^*(p) = \frac{\mu(p)}{\mu_{ат}}$; $k_0(x, y)$ — коэффициент проницаемости в точке пласта с координатами x и y при начальном пластовом давлении $p_н$; $\mu_{ат}$ — коэффициент динамической вязкости газа при атмосферном давлении $p_{ат}$ и пластовой температуре.

Относительно функции φ левая часть уравнения (31) записывается в следующем линейном виде:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_0(x, y)\,h(x, y)}{\mu_{ат}}\frac{\partial \varphi}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_0(x, y,)\,h(x, y)}{\mu_{ат}} \cdot \frac{\partial \varphi}{\partial y}\right]. \tag{36}$$

Функция φ в известной мере аналогична функции Христиановича в теории установившейся фильтрации газированной жидкости.

Производную по времени, стоящую в правой части уравнения (31), можно записать следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{p}{z(p)}\right] = \frac{1}{z^2}\left(z\frac{\partial p}{\partial t} - p\frac{\partial z}{\partial p}\frac{\partial p}{\partial t}\right) = \left(z - p\frac{dz}{dp}\right)\frac{1}{z^2}\frac{\partial p}{\partial t}.$$

Производная от давления по времени может быть представлена с учетом (35) в виде:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial \varphi}\frac{\partial \varphi}{\partial t} = \frac{\mu^*(p)\,z(p)}{p k^*(p)} \cdot \frac{\partial \varphi}{\partial t}.$$

Таким образом, уравнение (31) относительно новой функции φ записывается в виде

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_0(x, y)\,h(x, y)}{\mu_{ат}}\frac{\partial \varphi}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_0(x, y)\,h(x, y)}{\mu_{ат}}\frac{\partial \varphi}{\partial y}\right] =$$

$$= \left(z(p) - p\frac{dz}{dp}\right)\frac{\mu^*(p)}{p z(p) k^*(p)}\,\alpha(x, y)\,m(x, y)\,h(x, y)\frac{\partial \varphi}{\partial t}. \tag{37}$$

Если предположить, что давление, определяющее нелинейность члена перед производной по времени, не зависит от координат, то

можно ввести новую временную переменную τ согласно соотношению

$$\tau = \int_0^t \frac{pz(p)}{z(p) - p\dfrac{dz(p)}{dp}} \frac{k^*(p)}{\mu^*(p)}\, dt. \tag{38}$$

Относительно временно́й переменной τ уравнение (37) принимает вид:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_0(x, y)\, h(x, y)}{\mu_{ат}} \cdot \frac{\partial \varphi}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_0(x, y)\, h(x, y)}{\mu_{ат}} \cdot \frac{\partial \varphi}{\partial y}\right] =$$

$$= \alpha(x, y)\, m(x, y)\, h(x, y) \frac{\partial \varphi}{\partial \tau}, \tag{39}$$

а начальное и граничные условия переписываются следующим образом:

$$\tau = 0, \quad \varphi = \varphi_н, \quad (x, y) \in G; \tag{40}$$

$$q_i = \oint_{s_i} \frac{k_0(x, y)\, h(x, y)}{\mu_{ат} p_{ат}} \frac{\partial \varphi}{\partial l_1}\, ds, \quad (x, y) \in s_i \tag{41}$$

или

$$\varphi_{с\, i} = \varphi_{с\, i}(\tau); \tag{42}$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial l_2} = 0, \quad (x, y) \in \Gamma. \tag{43}$$

Задача (39)—(43) вследствие ее линейности может быть решена на электрической модели, состоящей из емкостей и сопротивлений.

Уравнение (39) приближенно описывает процесс неустановившейся фильтрации реального газа в реальной пористой среде. Уравнение (39) получено из (37) при предположении, что давление, входящее в подынтегральное выражение (38) для переменной τ, не зависит от координат и равняется, например, среднему пластовому давлению в соответствующие моменты времени. Это равносильно принятию равенства

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = \frac{\partial \varphi}{\partial \tau} \frac{\partial \tau}{\partial t} \tag{44}$$

Таким образом, если депрессионная воронка пластового давления такова, что величины $\partial p/\partial x$ и $\partial p/\partial y$ в разных точках малы, то решение задачи (39)—(43) будет близким к решению задачи (31)—(34).

Отметим, что введение функций типа рассматриваемой функции φ или временны́х переменных типа переменной τ встречается при решении задач неустановившегося движения газа в трубопроводах, определении параметров пласта по кривым нарастания забойного давления, а также при исследованиях стационарной и нестационарной фильтрации газированной жидкости и реального газа. Физический смысл введения новой функции φ и временно́й переменной τ означает переход к новым масштабам измерения давлений и времени.

Итак, приближенное решение задач разработки месторождений природных газов при газовом режиме с учетом неоднородности пласта,

реальных свойств газа и пористой среды сводится к решению дифференциального уравнения (39) при соблюдении условий (40)—(43).

В результате решения задачи (39)—(43) получаются значения функции φ в любой точке пласта с координатами x и y (также и по скважинам) в любые моменты условного времени τ. Переход от давления p и времени t к функции φ и переменной τ и наоборот осуществляется следующим путем.

При известных зависимостях $k^* = k^*(p)$, $\mu^* = \mu^*(p)$ и $z = z(p)$ путем численного интегрирования (35) определяется зависимость $\varphi = \varphi(p)$. Если в подынтегральное выражение (38) вместо величины давления p подставить величину средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления $\bar{p}$ на соответствующий момент времени t согласно уравнению материального баланса

$$\bar{p}(t) = \left(\frac{p_н}{z_н} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\alpha \Omega_н}\right) z[\bar{p}(t)], \qquad (45)$$

то численным интегрированием устанавливается зависимость $\tau = \tau(t)$.

В формуле (45) $Q_{доб}(t) = \sum_{i=1}^{n} \int_0^t q_i(t)\, dt$ — отобранное n скважинами количество газа ко времени t, приведенное к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Вид функций $\varphi = \varphi(p)$ и $\tau = \tau(t)$ представлен на рис. 34 и 41.

В электрической сетке из сопротивлений и емкостей, собранных по схеме рис. 40, распределение напряжений описывается дифференциальным уравнением (2).

Объемный расход газа q в любом элементарном объеме пласта в направлении оси x

$$q = \frac{k(x, y, p) h(x, y)}{\mu(p) p_{ат}} \frac{p}{z(p)} \Delta p$$

или

$$q = \frac{k_0(x, y) h(x, y)}{\mu_{ат} p_{ат}} \Delta\varphi. \qquad (46)$$

Здесь $\Delta\varphi$ — разница в величинах функции φ на концах интервала Δx.

Сила тока в соответствующем элементе сеточной области определяется законом Ома (28).

Для моделирования процесса неустановившейся фильтрации газа на сетке из сопротивлений и емкостей введем коэффициенты подобия:

$$\left.\begin{aligned} &C_\varphi = \frac{u}{\varphi};\ C_R = R\frac{kh}{\mu_{ат}};\\ &C_\tau = \frac{t_э}{\tau};\ \ C_m = \frac{C}{\alpha m h};\\ &C_x = \frac{x_э}{x};\ \ \left(\frac{1}{C_x} = M\right),\ C_q = \frac{i}{q}. \end{aligned}\right\} \qquad (47)$$

Подставив коэффициенты подобия (47) в (2) и (28) и сопоставив полученные уравнения с уравнениями (39) и (46), определим условия подобия протекания фильтрационных и электрических процессов:

$$\frac{C_R C_m}{C_\tau M^2} = 1; \quad \frac{C_q C_R}{C_\varphi p_{ат}} = 1. \tag{48}$$

Таким образом, возможно приближенное решение на электрических моделях с сеткой RC задач неустановившейся фильтрации реального газа в реальной пористой среде, если ввести новые функцию φ и переменную τ согласно (35) и (38) и коэффициенты пропорциональности согласно (47) так, чтобы выполнялись условия подобия (48).

Остановимся коротко на методике моделирования.

До решения задачи составляются карты равных значений параметров сопротивления $\frac{\mu_{ат}}{k_0 h}$ и емкости $\alpha m h$ газоносного пласта. На кальке вычерчивается сеточная область с шагом $\Delta x = \Delta y$. Сеточная область накладывается на карту равных значений параметра $\frac{\mu_{ат}}{k_0 h}$. Производится наилучшая аппроксимация внешней границы пласта сеточной границей. Число узловых точек, покрывающих область интегрирования, должно быть не больше числа узловых точек электрической модели. После этого не представляет труда, в частности, определить величину масштаба сетки M, т. е. сколько метров приходится на расстояние между двумя узловыми точками. С карты $\frac{\mu_{ат}}{k_0 h}$ выписываются на чистый бланк сеточной области месторождения значения параметра $\frac{\mu_{ат}}{k_0 h}$ на середине расстояния между каждыми двумя узловыми точками. Значения параметра $\frac{\mu_{ат}}{k_0 h}$ пересчитываются в соответствующие значения электрических сопротивлений. Таким же образом определяется «карта» электрических емкостей (значения емкостей определяются для каждой узловой точки). По полученным «картам» производится набор на модели сопротивлений и емкостей. Заданные зависимости изменения во времени дебитов скважин или забойных давлений пересчитываются в силу тока или напряжение в функции времени τ, а затем — в функции времени $t_э$. На специальном блоке задания граничных условий набирается временна́я программа изменения электрического тока или напряжения (дебитов или давлений) в узловых точках-скважинах. Условие непроницаемости внешней границы выполняется автоматически, так как на аппроксимирующие внешней контур узловые точки ни напряжение, ни ток не подаются. После этого модель считается готовой к решению задачи. В интересующих нас точках пласта и точках-скважинах замеряется напряжение (или электрический ток). С использованием коэффициентов пропорциональности и соотношений $\varphi = \varphi(p)$ и $\tau = \tau(t)$ осуществляется переход к искомым давлениям в функции реального времени t.

Точность решения задачи на электрической модели контролируется с использованием уравнения материального баланса (как отмечено в § 6 данной главы).

Для проверки описанного метода решения на электроинтеграторе была решена задача неустановившейся плоскорадиальной фильтрации реального газа к скважине, расположенной в однородном, недеформируемом пласте. Исходные данные, принятые при решении задачи, следующие: $p_н = 227$ кгс/см²; $k = 0{,}1$ Д; $h = 10$ м; $m = 0{,}2$; $\mu_{ат} = 0{,}012$ спз; радиус контура пласта $R_к = 500$ м; радиус скважины $R_с = 0{,}1$ м; дебит газовой скважины $q = 583{,}5$ тыс. м³/сут. Графики зависимостей $\mu^* = \mu^*(p)$ и $z = z(p)$, $\varphi = \varphi(p)$ и $\tau = \tau(t)$ представлены в статье, опубликованной в Изв. АН УзбССР [1]. Величины коэффициентов подобия взяты равными: $C_\varphi = 8{,}7 \cdot 10^{-4} \frac{B}{(\text{кгс/см}^2)^2}$; $C_R = 2{,}604 \cdot 10^5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{Д} \cdot \text{см}}{\text{спз}}$; $C_q = 3{,}34 \cdot 10^{-9} \frac{A \cdot \text{с}}{\text{см}^3}$; $C_x = 3{,}6 \cdot 10^{-4}$ 1/см; $C_m = 12{,}96 \cdot 10^{-17}$ Ф/см³; $C_\tau = 3{,}34 \cdot 10^{-11} \frac{1}{(\text{кгс/см}^2)}$; $n = 18$ — число узлов на сетке электроинтегратора.

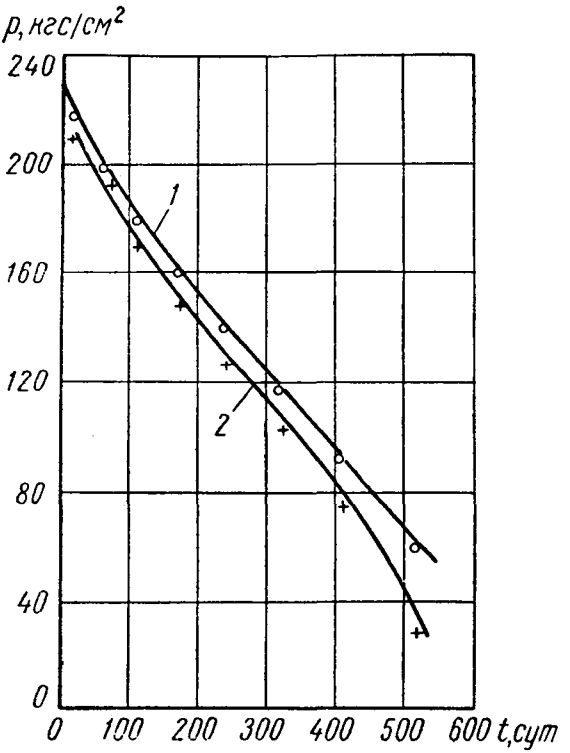


Рис. 42. Сопоставление результатов решения задачи на ЭВМ и на электроинтеграторе (см. табл. 10 и 11):

1 — давление на контур пласта; *2* — давление на забое скважины; сплошные линии — результаты расчетов на ЭВМ; точки соответствуют решению на электроинтеграторе

Результаты решения рассматриваемой задачи на электроинтеграторе и на ЭВМ представлены соответственно в табл. 10, 11 и сопоставлены на рис. 42. Максимальное расхождение в величинах контурного давления составляет 2,5%, забойного — 8%, причем

[1] С. Н. Закиров, А. Н. Тимашев. Решение задач неустановившейся фильтрации реального газа в реальной пористой среде на вычислительных машинах непрерывного действия. Изв. АН УзбССР, серия техн. наук, 1965, № 1, с. 43—49.

абсолютные величины контурного давления равны соответственно 60 и 58,5 кгс/см² и забойного 34 и 31,3 кгс/см². Данные значения давлений характерны для суммарного отбора, составляющего 72,6% от запасов газа.

Таблица 10

Изменения во времени контурного $p_к$ и забойного $p_с$ давлений, полученные в результате решения задачи на электроинтеграторе (q = 583,5 тыс. м³/сут)

Импульсы	Контур пласта			Забой скважины			Время			Отобранные запасы, %
	φ, %	$\Phi_к$, (кгс/см²)²	$p_к$, кгс/см²	φ, %	$\Phi_с$, (кгс/см²)²	$p_с$, кгс/см²	$\frac{\Delta\tau}{10^8}$ (кгс/см²)·с	Δt, сут	t, сут	
10	12,9	20 033	217,6	17,8	18 906	209,1	2,69	16,5	16,5	2,3
20	24,1	17 457	198,6	29,0	16 330	192,5	5,92	43,9	60,4	8,5
30	35,4	14 858	179,1	40,4	13 708	170,6	5,92	50,1	110,5	15,5
40	46,6	12 282	159,5	51,6	11 132	150,8	5,92	60,4	170,9	24,0
50	57,7	9 729	139,4	63,0	8 510	128,8	5,92	66,4	237,2	33,3
60	68,7	7 199	116,5	74,1	5 957	104,6	5,92	80,9	318,1	44,7
70	79,7	4 646	91,4	85,3	3 381	76,7	5,92	86,3	404,4	56,8
80	90,8	2 116	58,2	96,6	782	31,3	5,92	112,2	516,6	72,6

Таблица 11

Изменения во времени контурного и забойного давлений, полученные в результате решения задачи на ЭВМ (решение Б. Б. Лапука, В. Н. Петрова и Г. Р. Гуревича)

t, сут	21,4	64,1	106,8	178,0	213,6	249,2	320,4	427,2	534,0
Отобранные запасы, %	3,0	9,0	15,0	25,0	30,0	35,0	45,0	60,0	75,0
к, кгс/см²	217,5	196,9	183,7	159,9	148,8	138,1	117,4	86,7	54,7
с, кгс/см²	208,5	187,7	174,4	149,9	138,5	127,3	105,2	70,6	23,3

§ 8. Расчет добавочных сопротивлений при моделировании газовых скважин

При расчетах по разработке нефтяных и газовых месторождений на электрических моделях или численными методами на ЭВМ продуктивный пласт разбивается сеточной областью на элементарные объемы. При этом чем меньше шаг сеточной области, тем точнее получаемое решение задачи. Уменьшение шага сеточной области приводит к необходимости увеличения числа сопротивлений и конденсаторов, что в свою очередь вызывает удорожание самих электри-

ческих моделей и увеличивает время решения задачи. При решении задач подземной газогидродинамики численными методами уменьшение шага приводит к необходимости использования ЭВМ с большим объемом оперативной памяти и большим быстродействием. Чем меньше шаг сеточной области, тем при прочих равных условиях требуется большее количество машинного времени для реализации одного и того же алгоритма. Следует также иметь в виду, что часто бывает необходимо получить решение задачи не во всех узловых точках, а в некоторых отдельных, например, на забоях скважин, в точках, прилегающих к газоводяному или нефтеводяному контакту, для расчета продвижения во времени ГВК и ВНК.

В связи с этим исследования по использованию аналоговых и цифровых вычислительных машин для решения задач фильтрации проводились в направлении возможного увеличения шагов по координатным осям. Оказалось, что применение метода электроаналогий или численных методов является эффективным (в отношении допустимых погрешностей и практической реализации) при шаге сеточной области 100—200 м и более. Однако при подобных размерах шага сеточной области не удается смоделировать скважину, имеющую диаметр в несколько сантиметров.

Если при решении задач разработки нефтяных или газовых месторождений на ЭВМ или на электрических моделях заменять скважины узловыми точками, то оказывается, что получаемое при этом решение задачи (поле давлений) соответствует работе не действительных, а некоторых фиктивных скважин. Экспериментальные исследования показали, что радиус фиктивной скважины практически составляет 0,2 шага сеточной области (Г. Г. Вахитов, Ю. Г. Толстов). Поэтому возникает необходимость введения дополнительного сопротивления (электрического или фильтрационного), моделирующего область от реальной скважины до скважины с радиусом 0,2 шага сеточной области.

К. В. Гомонова сделала попытку теоретически обосновать и определить радиус фиктивной скважины. На рис. 43 изображена соответствующая этому случаю схема для расчета.

Предположим, что в нулевой узловой точке находится скважина. Ближайшие к скважине узловые точки обозначим цифрами *1*, *2*, *3*, *4*. Давления (напряжения) в узловых точках имеют соответствующие индексы: 0, 1, 2, 3 и 4.

Пользуясь электрогидродинамической аналогией и применяя закон Кирхгофа, для нулевой точки можно записать (в случае жидкости)

$$C_p \frac{p_1 - p_0}{R} + C_p \frac{p_2 - p_0}{R} + C_p \frac{p_3 - p_0}{R} + C_p \frac{p_4 - p_0}{R} = C_p \frac{p_0 - p_c}{R_{доб}}. \quad (1)$$

Здесь C_p — введенный ранее коэффициент подобия (пропорциональности); R и $R_{доб}$ — соответственно сопротивление электрической сетки и добавочное сопротивление.

Формула Дюпюи позволяет записать выражение для дебита жидкости, притекающей из области пласта, геометрически подобной рассматриваемой области на сетке интегратора (при $\Delta x = \Delta y$):

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\bar{p} - p_c}{\ln \frac{\Delta x}{R_c}}. \tag{2}$$

В уравнении (2)

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2 + p_3 + p_4}{4}.$$

Из уравнений (1) и (2) имеем

$$C_p \frac{\bar{p} - p_0}{\frac{1}{4} R} = C_p \frac{\bar{p} - p_c}{C_R \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\Delta x}{R_c}} = C_p \frac{p_0 - p_c}{R_{доб}} \tag{3}$$

или, согласно свойству производных пропорций,

$$C_p \frac{p_0 - p_c}{C_R \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\Delta x}{R_c} - \frac{1}{4} R} = \frac{p_0 - p_c}{R_{доб}}. \tag{4}$$

Учитывая, что $R = C_R \frac{\mu}{kh}$, из уравнения (4) получаем

$$R_{доб} = \frac{R}{2\pi} \left(\ln \frac{\Delta x}{R_c} - \frac{\pi}{2} \right). \tag{5}$$

Таким образом, при решении задач подземной гидродинамики моделирование нефтяных скважин осуществляется согласно схеме, приведенной на рис. 43, а величина добавочного сопротивления определяется по формуле (5). В случае несовершенной скважины под R_c следует понимать приведенный радиус скважины $R_{с.\,пр}$.

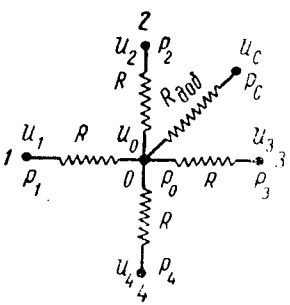


Рис. 43. Схема для расчета $R_{доб}$

Запишем уравнение (2) в виде:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{\bar{p} - p_0}{\ln \frac{\Delta x}{R_{с.\,ф}}}. \tag{6}$$

Здесь $R_{с.\,ф}$ — радиус фиктивной скважины. Сопоставляя (3) и (6), получаем, что радиус фиктивной скважины определяется соотношением

$$\ln \frac{\Delta x}{R_{с.\,ф}} = \frac{\pi}{2}. \tag{7}$$

Из формулы (7) следует, что при притоке жидкости к узловой точке, моделирующей скважину, получаемое решение соответствует работе некоторой фиктивной скважины радиусом

$$R_{с.\,ф} = 0{,}2077\,\Delta x.$$

Таким образом, при решении задач подземной гидродинамики численными методами необходимо учитывать дополнительные фильтрационные сопротивления от $R_{с.ф}$ до $R_с$, например, по формуле Дюпюи:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{p_0 - p_с}{\ln \frac{R_{с.ф}}{R_с}}. \qquad (8)$$

Из дальнейшего изложения будет видно, что введение понятия фиктивной скважины приводит к некоторой специфике задания и учета граничных условий по скважинам при решении задач подземной газогидродинамики численными методами.

Если учесть, что при фильтрации газа одно из условий подобия записывается в виде:

$$\frac{C_R C_q}{2p_{ат} C_p} = 1,$$

то получим, что при моделировании газовых скважин величина добавочного сопротивления определяется той же формулой (5). Радиус фиктивной скважины при фильтрации газа (по закону Дарси) также равен 0,2077 шага сеточной области.

В ряде случаев при расчетах по разработке газовой залежи на электрической модели можно и не использовать добавочные сопротивления. Например, при определении показателей разработки однопластового месторождения и задании дебитов газа по скважинам не набирают добавочных сопротивлений. После окончания расчетов на модели значения давлений на забоях фиктивных скважин пересчитывают с использованием формул типа (8) в значения давлений на забоях реальных скважин.

Нельзя обойтись без введения в расчеты добавочных сопротивлений при решении задач разработки многопластовых месторождений единой или комбинированной сеткой скважин и некоторых других задач.

Исследуем вопрос об определении величины добавочного сопротивления для случая нарушения в призабойной зоне пласта линейного закона фильтрации.

Уравнение притока газа к реальной скважине может быть представлено в виде двучленной формулы

$$\bar{p}^2 - p_с^2 = aq + bq^2.$$

Здесь коэффициенты фильтрационных сопротивлений a и b относятся к области, заключенной между радиусом, равным Δx, и радиусом действительной скважины $R_с$.

Уравнение (2) перепишем в виде:

$$q = \frac{\bar{p}^2 - p_с^2}{a + bq}.$$

Отсюда следует, что

$$i = C_q q = C_q \frac{\bar{p}^2 - p_с^2}{a + bq}. \qquad (9)$$

Тогда, сопоставляя уравнения (1) и (9) и учитывая второе условие подобия в случае фильтрации газа $\frac{C_q C_R}{2p_{ат} C_p} = 1$, получаем

$$C_p \frac{\bar{p}^2 - p_0^2}{\frac{1}{4} R} = C_p \frac{p_0^2 - p_c^2}{R_{доб}} = \frac{2p_{ат} C_p}{C_R} \cdot \frac{\bar{p}^2 - p_c^2}{a + bq}. \qquad (10)$$

По правилу производных пропорций из соотношения (10) имеем

$$\frac{p_0^2 - p_c^2}{\frac{C_R}{2p_{ат}}(a + bq) - \frac{1}{4} R} = \frac{p_0^2 - p_c^2}{R_{доб}}.$$

Следовательно, добавочное сопротивление при нарушении закона Дарси в призабойной зоне будет

$$R_{доб} = \frac{C_R}{2p_{ат}}(a + bq) - \frac{1}{4} R. \qquad (11)$$

Нетрудно видеть, что из этого соотношения в частном случае, если положить $b = 0$, получаем формулу (5).

Таким образом, при нарушении линейного закона фильтрации добавочное сопротивление зависит от дебита скважины q. Это означает, что при изменениях дебитов скважин в процессе решения задач разработки на электрических моделях необходимо пересчитывать по формуле (11) величины добавочных сопротивлений и производить их перенабор.

Величины фильтрационных сопротивлений a и b, входящие в формулу (11), трудно вычислить с достаточной достоверностью. Учитывая, что основные потери давления при притоке газа к скважине приходятся на призабойную зону, рекомендуется вместо коэффициентов a и b подставлять в уравнение (11) величины фильтрационных сопротивлений A и B, определяемые по данным интерпретации результатов исследования скважины при установившихся режимах.

Итак, добавочные сопротивления при решении задач неустановившейся фильтрации газа на электрических моделях рассчитываются по формуле

$$R_{доб} = \frac{C_R}{2p_{ат}} A - \frac{1}{4} R$$

и при нелинейном законе сопротивления — по формуле

$$R_{доб} = \frac{C_R}{2p_{ат}}(A + Bq) - \frac{1}{4} R.$$

Вычисление добавочных сопротивлений значительно усложняется при учете реальных свойств газа и пористой среды. Поэтому рекомендуется применять следующий приближенный способ.

Используем уравнение притока реального газа к скважине

$$\bar{p}^2 - p_c^2 = A(\mu^* z)_{ср} q + B z_{ср} q^2 \qquad (12)$$

или при учете также реальных свойств пласта приближенно запишем

$$\bar{p}^2 - p_c^2 = A\left(\frac{\mu^* z}{k^*}\right)_{ср} q + Bz_{ср}q^2. \quad (13)$$

Зависимость $\varphi = \varphi(p)$ перестраиваем в зависимость $\varphi = \varphi(p^2)$. Эта зависимость хорошо аппроксимируется двумя (тремя или более) прямолинейными отрезками. Пусть зависимость $\varphi = \varphi(p^2)$ аппроксимируется следующими уравнениями:

$$\varphi = C_1 p^2 + D_1, \quad p_1^2 \leqslant p^2 \leqslant p_н^2; \quad (14)$$

$$\varphi = C_2 p^2 + D_2, \quad p_2^2 \leqslant p^2 \leqslant p_1^2; \quad (15)$$

$$\varphi = C_3 p^2, \quad 0 \leqslant p^2 \leqslant p_2^2. \quad (16)$$

Тогда для первого интервала изменения квадрата давления имеем

$$p^2 = \frac{\varphi}{C_1} - \frac{D_1}{C_1}.$$

Допустим, что в некоторый момент времени квадраты давлений $\bar{p}$ и p_c приходятся на интервал $[p_1^2, p_н^2]$. В этом случае, например, уравнение (12) принимает вид:

$$\bar{\varphi} - \varphi_c = AC_1(\mu^* z)_{ср} q + BC_1 z_{ср} q^2. \quad (17)$$

Отсюда

$$q = \frac{\bar{\varphi} - \varphi_c}{AC_1(\mu^* z)_{ср} + BC_1 z_{ср} q}.$$

Тогда вместо соотношения (10) имеем

$$C_\varphi \frac{\bar{\varphi} - \varphi_0}{\frac{1}{4}R} = \frac{p_{ат} C_\varphi}{C_R} \frac{\bar{\varphi} - \varphi_c}{AC_1(\mu^* z)_{ср} + BC_1 z_{ср} q} = C_\varphi \frac{\varphi_0 - \varphi_c}{R_{доб}}. \quad (18)$$

Следовательно,

$$R_{доб} = \frac{C_R}{p_{ат}} [AC_1(\mu^* z)_{ср} + BC_1 z_{ср} q] - \frac{1}{4}R. \quad (19)$$

Так же определяется $R_{доб}$ для двух других выделенных интервалов изменения квадратов давления: C_1 заменяется соответственно на C_2 или C_3.

Чтобы не получалось принадлежности $\bar{p}^2$ и p_c^2 разным интервалам аппроксимации, можно поступать следующим образом. Как только p_c^2 достигнет величины p_1^2, производится новая аппроксимация зависимости $\varphi = \varphi(p^2)$. Новая аппроксимирующая линия проводится, например, так, как показано на рис. 44 (пунктирная линия *а*). Данная аппроксимирующая зависимость используется в расчетах до тех пор, пока p_c^2 не достигает левого конца интервала. После этого расчеты продолжаются с использованием аппроксимации (15) и т. д.

При нарушении закона Дарси непрерывный процесс решения задачи возможен лишь в случае пренебрежения реальными

свойствами газа и если дебиты скважин не изменяются во времени. В этом случае величина добавочного сопротивления зависит от дебита скважины q [см. формулу (8)]. В условиях реального газа необходимость решения задачи по шагам вытекает еще из того, что параметры газа (и пласта) зависят от переменных во времени давлений $\bar{p}$ и p_c.

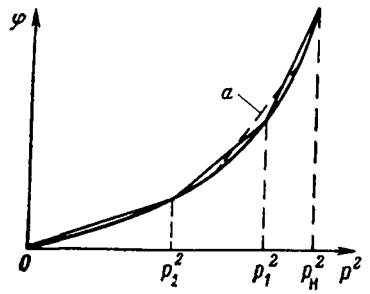


Рис. 44. К пояснению идеи «скользящей» аппроксимации

При достаточно малом шаге по времени и монотонном изменении дебитов величину $R_{доб}$ для интервала времени $[t,\ t+\Delta t]$ можно вычислять с использованием результатов решения задачи на момент времени t. Более точные результаты могут быть получены при проведении расчетов во втором приближении. Тогда при вычислении $R_{доб}$ для интервала времени $[t,\ t+\Delta t]$ используются решение задачи на момент времени t и результаты решения задачи в первом приближении на момент времени $t+\Delta t$. При этом, например, $z_{ср}$ вычисляется по значению давления, определенному по формуле

$$p=\frac{1}{2}\left\{\frac{1}{2}\left[\bar{p}(t)+p_c(t)\right]+\frac{1}{2}\left[\bar{p}(t+\Delta t)+p_c(t+\Delta t)\right]\right\}.$$

§ 9. Расчеты по разработке газовой залежи на электрических моделях с учетом общей депрессионной воронки

При разработке месторождений природного газа образуется той или иной «глубины» общая депрессионная воронка. Это означает, что в каждый момент времени давление в пласте от точки к точке изменяется. Образование депрессионной воронки в процессе разработки Северо-Ставропольского месторождения показано на рис. 45.

При рассмотрении (в § 7) возможности применения электрических моделей для интегрирования дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации газов вводилась новая временна́я переменная τ. Ее введение (линеаризация уравнения) основывалось на допущении, что давление (в формулах 19 и 38 § 7) в каждый момент времени в любой точке пласта близко к среднему пластовому давлению по залежи на соответствующий момент времени. При наличии депрессионной воронки значительной «глубины» это допущение может приводить к ощутимым погрешностям.

Методы, основанные на введении временно́й переменной τ, позволяют осуществлять непрерывный процесс моделирования на электроинтеграторах. Более точные методы решения на электрических моделях задач разработки газовых месторождений при газовом режиме предлагаются в работах П. М. Белаша, В. Я. Лядкина,

Н. Г. Степанова и одного из авторов книги. Эти методы основаны на линеаризации исходной задачи на отдельных временны́х шагах.

Пусть требуется найти изменение во времени давления в пласте, в том числе и на забоях скважин при эксплуатации их с заданными

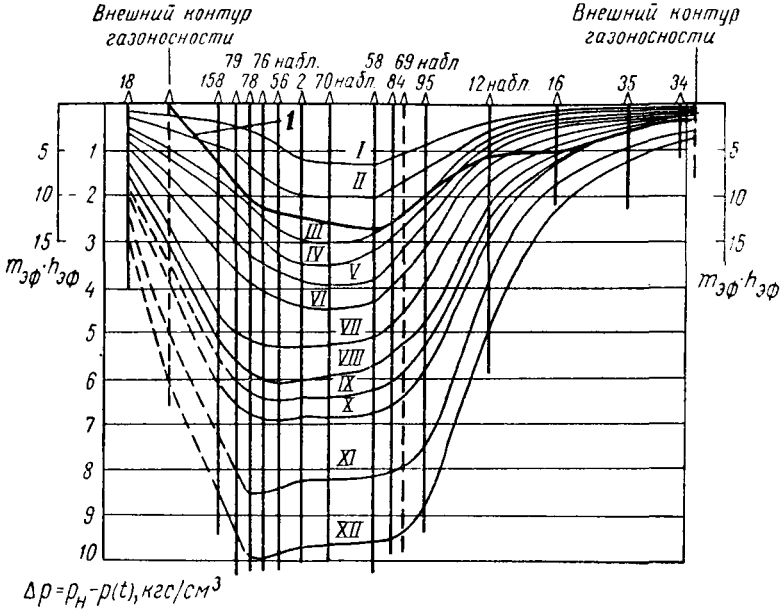


Рис. 45. Формирование общей депрессионной «воронки»:

I — 20/XII 1957 г.; *II* — 15/V 1958 г.; *III* — 10/X 1958 г.; *IV* — 25/XII 1958 г.; *V* — 20/IV 1959 г.; *VI* — 10/VIII 1959 г; *VII* — 5/XII 1959 г.; *VIII* — 20/III 1960 г.; *IX* — 20/VI 1960 г.; *X* — 15/IX 1960 г.; *XI* — 15/III 1961 г.; *XII* — 20/IX 1961 г.: *1* — линия распределения $m_{эф} \cdot h_{эф}$; $m_{эф}$ — эффективная пористость; $h_{эф}$ — эффективная мощность на Северо-Ставропольском месторождении

дебитами. В случае идеального газа задача сводится к решению уравнения

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{kh}{\mu} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{kh}{\mu} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial y}\right] = 2am h \frac{\partial p}{\partial t} \tag{1}$$

при следующих условиях:

$$p = p_н = \text{const}; \quad t = 0; \tag{2}$$

$$q_i = q_i(t), \quad i = 1, 2, \ldots, n; \tag{3}$$

$$\frac{\partial p}{\partial l} = 0, \quad (x, y) \in \Gamma. \tag{4}$$

Представим уравнение (1) следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{kh}{\mu} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{kh}{\mu} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial y}\right] = \frac{amh}{p} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial t}. \tag{5}$$

Установим подобие между электрическими и фильтрационными параметрами при помощи следующих соотношений:

$$\left.\begin{aligned} u = C_p p^2;\ \frac{x}{x_э} = \frac{y}{y_э} = M;\ \ R = C_R \frac{\mu}{kh};\\ C = C_m \frac{\alpha m h}{p};\ \ t_э = C_t t;\ \ i = C_q q \end{aligned}\right\} \tag{6}$$

(индекс «э» относится к электрическим параметрам).

Тогда условия подобия протекания электрических и фильтрационных процессов запишутся в виде:

$$\frac{C_R C_m}{C_t M^2} = 1;\ \ \frac{C_R C_q}{2 p_{ат} C_p} = 1. \tag{7}$$

Излагаемый подход основывается на решении исходной задачи последовательно шаг за шагом по времени. Перед отысканием решения задачи в момент времени $t + \Delta t$ предварительно пересчитываются электрические емкости по формуле

$$C = C_m \frac{\alpha m h}{p}. \tag{8}$$

Здесь за p принимаются значения давления в узловых точках, найденных на момент времени t (или соответственно $t_э$).

Затем производится перенабор электрических емкостей. Для отыскания решения задачи на момент времени $t + \Delta t$ в качестве начального условия задается распределение напряжений на сетке, полученное на момент времени t. Точность решения задачи возрастает при уточнении емкостей C согласно (8) в итерационном цикле на каждом временно́м слое.

При решении задач неустановившейся фильтрации газа по шагам могут быть применены и иные подходы.

Запишем уравнение (1) в виде:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{kh}{\mu} p \frac{\partial p}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{kh}{\mu} p \frac{\partial p}{\partial y}\right] = \alpha m h \frac{\partial p}{\partial t}. \tag{9}$$

Введем коэффициенты пропорциональности при помощи следующих соотношений:

$$\left.\begin{aligned} u = C_p p;\ \ \frac{x}{x_э} = \frac{y}{y_э} = M;\ \ R = C_R \frac{\mu}{khp};\\ C = C_m \alpha m h,\ \ t_э = C_t t,\ \ i = C_q q. \end{aligned}\right\} \tag{10}$$

Если на каждом временно́м слое производить перенабор электрических сопротивлений, то можно получить подобие фильтрационных и электрических процессов на сетках RC. Тогда условия подобия протекания электрических и фильтрационных процессов записываются в виде:

$$\frac{C_R C_m}{C_t M^2} = 1; \tag{11}$$

$$\frac{C_R C_q}{C_p p_{ат}} = 1. \tag{12}$$

Таким образом, по известному решению задачи на момент времени t предлагается рассчитывать электрические сопротивления по формуле

$$R = C_R \frac{\mu}{khp} \tag{13}$$

и перенабирать их для отыскания решения задачи (1)—(4) на момент времени $t + \Delta t$. Это означает, что линеаризация уравнения (1) осуществляется на каждом временно́м слое. При достаточно малом шаге по времени Δt данная линеаризация обеспечивает бо́льшую точность, чем методы, рассмотренные в § 7. При необходимости (при достаточно большом шаге Δt) на каждом временно́м слое реализуется итерационный процесс.

После перенабора сетки сопротивлений в качестве начального условия задается поле напряжений, полученное для момента времени t, и отыскивается решение задачи на момент времени $t + \Delta t$.

Итак, решение на электрических моделях задач неустановившейся фильтрации идеального газа возможно осуществлять по шагам при введении коэффициентов пропорциональности согласно (10), удовлетворении условиям подобия (11) и (12), пересчете и перенаборе на каждом временном шаге электрических сопротивлений.

Дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации реального газа в реальной, неоднородной по коллекторским свойствам пористой среде записывается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x, y, p)\, h(x, y)}{\mu(p)\, z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x, y, p)\, h(x, y)}{\mu(p)\, z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial y}\right] = \\ = 2\alpha(x, y)\, m(x, y)\, h(x, y) \frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{p}{z(p)}\right]. \tag{14}$$

При введении функции φ, согласно соотношению

$$\varphi = \int \frac{k^*(p)\, p}{\mu^*(p)\, z(p)} dp + C, \tag{15}$$

уравнение (14) записывается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_0(x, y)\, h(x, y)}{\mu_{ат}} \cdot \frac{\partial \varphi}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_0(x, y)\, h(x, y)}{\mu_{ат}} \cdot \frac{\partial \varphi}{\partial y}\right] = \\ = \left[z(p) - p \frac{dz(p)}{dp}\right] \frac{\mu^*(p)}{k^*(p)\, z(p)\, p} \alpha(x, y)\, m(x, y)\, h(x, y) \frac{\partial \varphi}{\partial t}. \tag{16}$$

Краевые условия относительно функции φ переписываются аналогично тому, как показано в § 7.

Уравнение (16) в отличие от (14) и в левой и в правой частях записано относительно одной неизвестной функции — φ. Кроме того, нелинейность уравнения (16) определяется лишь членом перед производной по времени.

Нетрудно видеть, что если при отыскании решения на момент времени $t + \Delta t$ нелинейный член в уравнении (16) вычислять по известному решению на момент времени t, то решение уравнения (16)

при соответствующих краевых условиях может быть получено на сетках RC. В этом случае значение емкости в каждой узловой точке будет вычисляться (а затем уточняться в итерационном цикле) по формуле

$$C = C_m \left[z(p) - p \frac{dz(p)}{dp} \right] \frac{\mu^*(p)}{k^*(p)\, z(p)\, p} \alpha m h.$$

Связь между электрическим и натурным временами задается соотношением $t_э = C_t t$. Остальные коэффициенты пропорциональности вводятся так же, как в § 7, при соблюдении соответствующих условий подобия.

Перед отысканием решения задачи на момент времени $t + \Delta t$ в качестве начального задается поле напряжений, соответствующее моменту времени t.

Отметим, что при решении уравнения (16) может быть использован также подход, основанный на методе корректирующих токов (Н. Г. Степанов).

Изложенные здесь методы пошагового интегрирования на сетке RC уравнений неустановившейся фильтрации газа связаны не только с необходимостью увеличения точности решения соответствующих краевых задач. Методики, основанные на введении переменной τ, не позволяют, например, решать задачи создания и эксплуатации подземных газохранилищ в истощенных месторождениях. Нельзя также прогнозировать процесс нарастания давления (после некоторого периода разработки на истощение) в газоконденсатном месторождении с целью добычи выпавшего в пласте конденсата. Эти задачи без принципиальных затруднений могут решаться с применением изложенных в данном параграфе методов.

На электроинтеграторе УСМ-1 была решена задача о неустановившемся притоке идеального газа к галерее при безразмерном дебите $q^* = 0{,}5$. Для сопоставления использовано практически точное решение соответствующей задачи, полученное на ЭВМ [39].

Результаты расчетов показывают, что линеаризация дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации газа с использованием среднего пластового давления при больших процентах отбора от запасов газа (или при значительной «глубине» общей депрессионной «воронки») приводит к погрешностям в десятки процентов и более. Пошаговое решение соответствующей задачи дает погрешность около 5—6% (к концу разработки газовой залежи).

§ 10. Численные методы определения показателей разработки газовой залежи при неравномерном расположении скважин

Процессы неустановившейся фильтрации газа или жидкости в пористой среде описываются дифференциальными уравнениями в частных производных параболического типа. Исследования в области теории теплопроводности, диффузии и др. также связаны с необходимостью интегрирования соответствующих дифференциальных уравнений параболического типа.

Одномерные краевые задачи для уравнений параболического типа хорошо изучены. Имеется значительное число аналитических решений различных краевых задач. Аналитическому решению двумерных (по x и y), особенно фильтрационных, задач посвящено сравнительно небольшое число исследований. Полученные решения основываются на ряде упрощающих положений, однако из-за громоздкости они малопригодны для практических расчетов.

В связи с невозможностью получения аналитического решения краевых задач для многомерных дифференциальных уравнений параболического типа в последние годы предложены различные численные методы решения, чему способствовал значительный прогресс в создании быстродействующих ЭВМ.

Численные методы и электронные вычислительные машины позволяют решать в настоящее время многочисленные прикладные задачи, описываемые многомерными дифференциальными уравнениями параболического типа.

Применительно к теории и практике разработки газовых (и нефтяных) месторождений достаточно рассмотреть численные методы решения двумерных (по x и y) уравнений параболического типа. Строго говоря, процессы фильтрации, происходящие в пласте при разработке газового месторождения, протекают во времени в трехмерном эвклидовом пространстве. Однако для рассмотрения трехмерных фильтрационных потоков требуется огромная геолого-физическая информация. Получение по ограниченному числу скважин исчерпывающей и достоверной исходной геолого-физической информации для решения трехмерных фильтрационных задач представляет сложную проблему. Этим в известной мере определяется рассмотрение здесь лишь двух методов (Д. Дугласа и А. А. Самарского) численного интегрирования двумерных уравнений параболического типа. Эти методы применительно к фильтрационным задачам апробированы в работах кафедры и проблемной лаборатории по газу МИНХ и ГП им. И. М. Губкина.

Идея методов Дугласа и Самарского наиболее наглядно иллюстрируется на примере следующего дифференциального уравнения:

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + f. \tag{1}$$

Здесь f — плотность источника (стока).

Рассмотрим пока алгоритм решения уравнения (1) в квадратной области. На формулировке и записи начального и граничных условий останавливаться не будем, так как эти вопросы не представляют принципиальных трудностей и освещаются в дальнейшем изложении. Запись же исходного уравнения в форме (1) и последующие конечно-разностные аппроксимации покажут, как необходимо учитывать граничные условия по скважинам.

Сущность методов численного интегрирования двумерных уравнений параболического типа состоит в таком «расщеплении» исходного уравнения, что решение задачи получается в результате последовательного решения одномерных разностных задач.

Согласно методу Д. Дугласа, при известном решении задачи на k-м временно́м слое решение на $(k+1)$-м временно́м слое получается в результате последовательного решения следующих двух систем конечно-разностных уравнений:

$$\frac{u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}} - u_{i,j}^{k}}{0{,}5\tau} = \frac{u_{i-1,j}^{k+\frac{1}{2}} - 2u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}} + u_{i+1,j}^{k+\frac{1}{2}}}{(\Delta x)^2} + \frac{u_{i,j-1}^{k} - 2u_{i,j}^{k} + u_{i,j+1}^{k}}{(\Delta y)^2} + f_{i,j}^{k+1}; \tag{2}$$

$$\frac{u_{i,j}^{k+1} - u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}}{0{,}5\tau} = \frac{u_{i-1,j}^{k+\frac{1}{2}} - 2u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}} + u_{i+1,j}^{k+\frac{1}{2}}}{(\Delta x)^2} + \frac{u_{i,j-1}^{k+1} - 2u_{i,j}^{k+1} + u_{i,j+1}^{k+1}}{(\Delta y)^2} + f_{i,j}^{k+1}. \tag{3}$$

Здесь $u_{i,j}^{k+1}$, $u_{i,j}^{k}$ — значения функции в узловой точке с координатами $i\,\Delta x$ и $j\,\Delta y$ соответственно в $(k+1)$ и k-й моменты времени; i, j, k — номера узловых точек вдоль осей x, y и t; $i = 1, 2, \ldots, n-1$; $j = 1, 2, \ldots, n-1$; $k = 0, 1, 2, \ldots$; Δx, Δy, τ — элементарные шаги соответственно по осям x, y, t. При $i = 0$ и n; $j = 0$ и n используются условия на внешней границе рассматриваемой квадратной области интегрирования; при $k = 0$ используется начальное условие.

Системы уравнений (2) или (3) представляют собой системы из $(n-1)^2$ алгебраических уравнений с $(n-1)^2$ неизвестными. С учетом граничных условий системы (2) и (3) в общем случае будут системами из $(n+1)^2$ алгебраических уравнений с $(n+1)^2$ неизвестными. Характерным для систем (2) и (3) является то, что они имеют трехдиагональную матрицу (на каждой строке или столбце сеточной области). Это обстоятельство позволяет при нахождении решения на

промежуточном временно́м шаге и $k+1$-м временных шагах использовать метод прогонки.

Таким образом, по Д. Дугласу вначале, например, методом прогонки решается система уравнений (2). Прогонка осуществляется на каждой строке сеточной области вдоль оси Ox. При этом значения второй производной от u по y в каждой узловой точке вычисляются на основе известного решения задачи на k-м временно́м слое. Получается промежуточное решение задачи на $k+\frac{1}{2}$-м временно́м слое. Так же решается система уравнений (3) (с учетом граничных условий). Получаемое решение является искомым и соответствует $k+1$-му моменту времени.

Таким же образом отыскивается решение задачи на каждом следующем временно́м слое, вплоть до интересующего нас момента времени T.

По методу А. А. Самарского уравнение (1) аппроксимируется следующими системами конечно-разностных уравнений:

для $k+\frac{1}{2}$-го момента времени

$$\frac{u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}-u_{i,j}^{k}}{\tau}=\frac{u_{i-1,j}^{k+\frac{1}{2}}-2u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}+u_{i+1,j}^{k+\frac{1}{2}}}{(\Delta x)^2}+f_{i,j}^{k+\frac{1}{2}} \tag{4}$$

и для $k+1$-го момента времени

$$\frac{u_{i,j}^{k+1}-u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}}{\tau}=\frac{u_{i,j-1}^{k+1}-2u_{i,j}^{k+1}+u_{i,j+1}^{k+1}}{(\Delta y)^2}+f_{i,j}^{k+1}. \tag{5}$$

Каждая из систем уравнений (4) и (5) вместе с граничными условиями содержит в общем случае по $(n+1)^2$ алгебраическому уравнению с $(n+1)^2$ неизвестными. Системы (4) и (5) имеют трехдиагональную матрицу (на каждой строке или столбце сеточной области). Поэтому, как и в предыдущем случае, для их решения можно использовать эффективный метод — прогонку.

Последовательность решения систем уравнений (4) и (5) ничем не отличается от порядка решения систем (2) и (3). Обращаем лишь внимание на то, что, согласно А. А. Самарскому, $f_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}+f_{i,j}^{k+1}=f$, т. е., например, сумма значений мощности источника в точке с координатами $(i\,\Delta x,\ j\,\Delta y)$ на $k+\frac{1}{2}$ и $k+1$-м временны́х слоях равна истинному значению мощности источника.

Конечно-разностные уравнения (2) и (3); (4) и (5) являются неявными, абсолютно-устойчивыми. Они аппроксимируют исходное уравнение с погрешностью порядка $0\,[(\Delta x)^2+\tau]$.

Если рассматриваемый процесс описывается дифференциальным уравнением параболического типа

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\sigma(x,\,y)\,\frac{\partial u}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\sigma(x,\,y)\,\frac{\partial u}{\partial y}\right)=\nu(x,\,y)\,\frac{\partial u}{\partial t}, \tag{6}$$

то, согласно А. А. Самарскому, уравнение (6) может быть аппроксимировано следующими системами конечно-разностных уравнений:

$$\sigma_{i+0,5,\,j}\,\frac{u_{i+1,j}^{k+\frac{1}{2}}-u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}}{(\Delta x)^2}+\sigma_{i-0,5,\,j}\,\frac{u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}-u_{i-1,j}^{k+\frac{1}{2}}}{(\Delta x)^2}-\nu_{i,\,j}\,\frac{u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}-u_{i,j}^{k}}{\tau}=0; \tag{7}$$

$$\sigma_{i,\,j+0,5}\,\frac{u_{i,j+1}^{k+1}-u_{i,j}^{k+1}}{(\Delta y)^2}+\sigma_{i,\,j-0,5}\,\frac{u_{i,j}^{k+1}-u_{i,j-1}^{k+1}}{(\Delta y)^2}-\nu_{i,\,j}\,\frac{u_{i,j}^{k+1}-u_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}}{\tau}=0. \tag{8}$$

Методика решения и все отмеченные особенности, характерные для систем (4) и (5), остаются в силе и для систем алгебраических уравнений (7) и (8).

А. А. Самарским показано, что аппроксимация уравнения (6) разностными уравнениями (7) и (8) справедлива как в классе переменных, так и разрывных коэффициентов σ и ν.

Подобного обобщения для метода Д. Дугласа не имеется. Однако экспериментально показано, что метод Д. Дугласа дает хорошие результаты при переменных коэффициентах σ и ν.

Необходимо отметить, что при использовании метода А. А. Самарского имеют значение процесс организации прогонки и момент вывода результатов на печать. Решение систем разностных уравнений начинается с одной серии прогонок, например по оси x. Затем выполняются дважды прогонки по оси y, дважды прогонки — по оси x и т. д. Перед выводом результатов на печать производится лишь одна серия прогонок по оси x. При выполнении этого правила расчет дает правильные не только количественные, но и качественные результаты. Если это правило не выполняется, то при верных, например, значениях забойного давления получается некачественной карта изобар, построенная по всей совокупности узловых точек области интегрирования.

Определение показателей разработки месторождений природного газа при газовом режиме в общем случае сводится к интегрированию нелинейного дифференциального уравнения в частных производных параболического типа

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x,\ y,\ p)\,h(x,\ y)}{\mu(p)\,z(p)}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x,\ y,\ p)\,h(x,\ y)}{\mu(p)\,z(p)}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2\alpha(x,\ y)\,m(x,\ y)\,h(x,\ y)\,\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{p}{z(p)}\right]. \tag{9}$$

В качестве краевых условий при интегрировании уравнения (9) будем рассматривать следующие:

$$t=0.\quad p(x,\ y)=p_{\text{н}}=\text{const};\quad (x,\ y)\in G; \tag{10}$$

$$\frac{\partial p}{\partial n_0}=0,\quad (x,\ y)\in\Gamma; \tag{11}$$

$$q_i(t)=\oint_{s_i}\frac{k(x,\ y,\ p)\,h(x,\ y)}{\mu(p)\,z(p)}\cdot\frac{p}{p_{\text{ат}}}\cdot\frac{\partial p}{\partial l}\,ds;\quad (x,\ y)\in s_i; \tag{12}$$

$$i=1,\ 2,\ \ldots,\ n.$$

В результате решения задачи (9)—(12) требуется найти изменение во времени пластового давления и давления на забоях эксплуатационных скважин.

Для решения задачи (9)—(12) воспользуемся методом Д. Дугласа из тех соображений, что расчетные формулы для метода А. А. Самарского получаются как частный случай из разностных уравнений для метода Д. Дугласа. Из приводимого ниже изложения видны особенности применения численных методов.

Ранее отмечалось, что при решении задач разработки газовых (нефтяных) месторождений приходится сталкиваться с понятием фиктивной скважины (см. § 8 данной главы).

В условии (12) в качестве контуров s_i примем соответствующие контуры фиктивных скважин радиусом $R_{\text{с.ф}}=R_{\text{с}}+0{,}208\,\Delta x$[1]. Следовательно, за пределами радиусов $R_{\text{с.ф}\,i}$ будем рассматривать неустановившуюся фильтрацию газа по линейному закону Дарси, описываемую уравнением (9). Особенности фильтрации газа в призабойной зоне будем учитывать в пределах радиусов фиктивных скважин (нарушение линейного закона фильтрации, несовершенство скважин по степени и характеру вскрытия и т. д.).

[1] Излагаются результаты исследований авторов, проведенных совместно с Н. Х. Гарифуллиной. Иной алгоритм решения задачи см., например, в работе [47].

Тогда ввиду относительной малости $R_{\text{с.ф}}$ условие (12) с незначительной погрешностью может быть записано в виде:

$$q_l(t) = 2\pi R_{\text{с.ф}} \left(\sigma_l \frac{p_l}{p_{\text{ат}}} \frac{\partial p_l}{\partial l} \right)_{\text{ср}} = \frac{\pi R_{\text{с.ф}} (\sigma_l)_{\text{ср}}}{p_{\text{ат}}} \left(\frac{\partial p_l^2}{\partial l} \right)_{\text{ср}}. \qquad (13)$$

Здесь $\sigma = \dfrac{k(x, y, p) h(x, y)}{\mu(p) z(p)}$; $\sigma_{l\,\text{ср}}$ и $\left(\dfrac{\partial p_l^2}{\partial l} \right)_{\text{ср}}$ — средние вдоль контура s_l значения соответствующих величин.

Условие (13) означает, что дебит укрупненной скважины принимается равным дебиту реальной газовой скважины. В связи с малыми запасами газа в пределах области с радиусом $R_{\text{с.ф}}$ это допущение выполняется с высокой степенью точности.

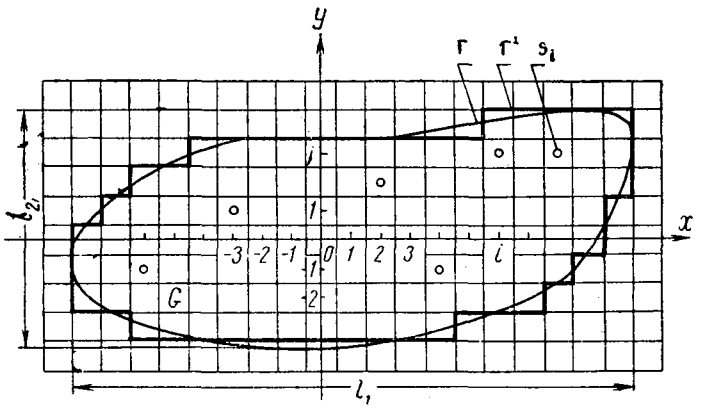


Рис. 46. Схема аппроксимации области газоносности сеточной областью

При решении задачи (9)—(11), (13) методом конечных разностей удобно ввести следующие безразмерные переменные:

$$x^* = \frac{x}{L}; \quad y^* = \frac{y}{L}; \quad \Theta = \frac{k_0 p_{\text{н}}}{\alpha m_0 \mu_0 L^2} t;$$

$$p^* = \frac{p}{p_{\text{н}}}; \quad \sigma^*(x^*, y^*, p^*) = \frac{k^*(x^*, y^*, p^*) h^*(x^*, y^*)}{\mu^*(p^*) z(p^*)};$$

$$\nu^*(x^*, y^*) = \alpha(x^*, y^*) m^*(x^*, y^*) h^*(x^*, y^*);$$

$$q^* = \frac{p_{\text{ат}} \mu_0}{\pi k_0 h_0 p_{\text{н}}^2} q; \quad k^* = \frac{k}{k_0}; \quad m^* = \frac{m}{m_0}; \quad \mu^* = \frac{\mu}{\mu_0}; \quad h^* = \frac{h}{h_0}.$$

Здесь L — характерная длина; величины с нулевыми индексами — характерные величины (например, $k_0 = \max k(x, y, p)$; $h_0 = \max h(x, y)$; $m_0 = \max m(x, y)$; $\mu_0 = \max \mu(p)$).

Относительно данных переменных задача (9)—(11), (13) переписывается следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial x^*} \left[\sigma^* \frac{\partial p^{*2}}{\partial x^*} \right] + \frac{\partial}{\partial y^*} \left[\sigma^* \frac{\partial p^{*2}}{\partial y^*} \right] = \frac{\nu^*}{z p^*} \left(1 - \frac{p^*}{z} \frac{dz}{dp^*} \right) \frac{\partial p^{*2}}{\partial \Theta}; \qquad (14)$$

$$\text{а) при } \Theta = 1, \qquad p^*(x^*, y^*) = 1; \qquad (15)$$

б) $\dfrac{\partial p^*}{\partial l} = 0$, когда $(x^*, y^*) \in \Gamma^*$; (16)

в) $q_i^*(\Theta) = R^*_{\text{с. ф}}(\sigma_i^*)_{\text{ср}} \left(\dfrac{\partial p_i^{*2}}{\partial l}\right)_{\text{ср}}$, когда $(x^*, y^*) \in s_i^*$. (17)

В дальнейшем звездочки для простоты будем опускать.

Область фильтрации G с внешней границей Γ покроем сеточной областью с шагом $\Delta x = \Delta y$, как это изображено на рис. 46. Внешнюю границу Γ аппроксимируем сеточной границей Γ'. Тогда область фильтрации G заменится сеточной областью G'. Центры квадратов будем называть узловыми точками. Предполагается, что каждая i-я скважина с контуром s_i попадает в узловую точку. Этого всегда можно добиться соответствующим перемещением сеточной области до наилучшего совпадения места расположения скважин с узловыми точками и некоторым «сдвигом» скважин.

Используя идею метода Д. Дугласа, уравнение (14) аппроксимируем следующими двумя системами разностных уравнений (при $\Delta x = \Delta y$):

1) в момент времени $\Theta_{k+\frac{1}{2}}$

$$0{,}5\left(\sigma^{k+\frac{1}{2}}_{i+\frac{1}{2},\,j}\,\frac{p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i+1,\,j} - p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}}{(\Delta x)^2} - \sigma^{k+\frac{1}{2}}_{i-\frac{1}{2},\,j}\,\frac{p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j} - p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i-1,\,j}}{(\Delta x^2)} + \right.$$

$$\left. + \sigma^{k}_{i,\,j+\frac{1}{2}}\,\frac{p^{2\,k}_{i,\,j+1} - p^{2\,k}_{i,\,j}}{(\Delta x)^2} - \sigma^{k}_{i,\,j-\frac{1}{2}}\,\frac{p^{2\,k}_{i,\,j} - p^{2\,k}_{i,\,j-1}}{(\Delta x)^2}\right) - \frac{\nu_{i,\,j}}{z^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}\,p^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}} \times$$

$$\times \left(1 - \frac{p}{z}\,\frac{dz}{dp}\right)^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j} \times \frac{p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j} - p^{2\,k}_{i,\,j}}{\tau} = 0; \qquad (18)$$

2) в момент времени Θ_{k+1}

$$0{,}5\left(\sigma^{k+\frac{1}{2}}_{i+\frac{1}{2},\,j}\,\frac{p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i+1,\,j} - p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}}{(\Delta x)^2} - \sigma^{k+\frac{1}{2}}_{i-\frac{1}{2},\,j}\,\frac{p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j} - p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i-1,\,j}}{(\Delta x)^2} + \right.$$

$$\left. + \sigma^{k+1}_{i,\,j+\frac{1}{2}}\,\frac{p^{2\,k+1}_{i,\,j+1} - p^{2\,k+1}_{i,\,j}}{(\Delta x)^2} - \sigma^{k+1}_{i,\,j-\frac{1}{2}}\,\frac{p^{2\,k+1}_{i,\,j} - p^{2\,k+1}_{j,\,j-1}}{(\Delta x)^2}\right) -$$

$$- \frac{\nu_{i,\,j}}{z^{k+1}_{i,\,j}\,p^{k+1}_{i,\,j}} \left(1 - \frac{p}{z}\,\frac{dz}{dp}\right)^{k+1}_{i,\,j} \frac{p^{2\,k+1}_{i,\,j} - p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}}{\tau} = 0. \qquad (19)$$

Здесь, например, величина p^k_{ij} характеризует пластовое давление в точке пласта с координатами $(i\,\Delta x,\ j^*\Delta y)$ в k-й момент времени; $z^{k+1}_{i,j}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовом давлении $p^{k+1}_{i,j}$; значения величин, входящих в скобку $\left(1 - \dfrac{p}{z}\dfrac{dz}{dp}\right)^{k+1}_{j,\,j}$, вычисляются в соответствии с давлением $p^{k+1}_{i,\,j}$ и т. д.

Чтобы сформулировать разностную задачу, соответствующую краевой задаче (14)—(17), необходимо условия (16) и (17) записать в разностном виде. Условие (15) при решении задачи учитывается без затруднений: при $k = 0$ все $p^0_{i,j} = 1$.

Граничное условие с Γ будем непосредственно переносить на границу сеточной области Γ'' без соответствующей интерполяции, так как число приграничных узловых точек на порядок и более меньше общего числа узловых точек, аппроксимирующих G. Поэтому считается, что погрешность в решении определяется главным образом погрешностью уравнений в основных узлах, число которых является подавляющим.

Таким образом, имеем

$$\frac{\partial p^2}{\partial n_0} = 0, \qquad (x, y) \in \Gamma''. \tag{20}$$

Использование данного условия на ступенчатой линии Γ'' при рассмотрении систем (18) и (19) приводит к совпадению направления нормали с направлениями координатных осей. Поэтому условие (20) для системы (18) дает следующие конечно-разностные уравнения (со вторым порядком точности для границы, проходящей по середине расположения узловых точек):

$$\left.\frac{\partial p^2}{\partial n_0}\right|_{\text{л}} = \left.\frac{p^2_{i,j} - p^2_{i-1,j}}{\Delta x}\right|_{\text{л}} = 0, \tag{21}$$

$$\left.\frac{\partial p^2}{\partial n_0}\right|_{\text{п}} = \left.\frac{p^2_{i+1,j} - p^2_{i,j}}{\Delta x}\right|_{\text{п}} = 0. \tag{22}$$

Здесь индексы «л» и «п» означают принадлежность к приграничным узловым точкам соответственно на левой и правой границах области G' (см. рис. 48).

Так же условие (20) при рассмотрении системы (19) дает следующие конечно-разностные уравнения:

$$\left.\frac{\partial p^2}{\partial n_0}\right|_{\text{в}} = \left.\frac{p^2_{i,j+1} - p^2_{i,j}}{\Delta x}\right|_{\text{в}} = 0; \tag{23}$$

$$\left.\frac{\partial p^2}{\partial n_0}\right|_{\text{н}} = \left.\frac{p^2_{i,j} - p^2_{i,j-1}}{\Delta x}\right|_{\text{н}} = 0. \tag{24}$$

Здесь индексами «в» и «н» помечены «верхние» и «нижние» приграничные узловые точки.

Рассмотрим конечно-разностные аналоги граничных условий по скважинам. Пусть некоторая скважина находится в узле (i, j). Тогда, согласно формуле Дюпюи, для дебита фиктивной скважины можем записать относительно принятых обозначений следующее уравнение:

$$q = \sigma_{i,j} \frac{\overline{p}^2 - p^2_{i,j}}{\ln \dfrac{\Delta x}{R_{\text{с.ф}}}}. \tag{25}$$

Здесь $\overline{p}$ — среднее давление на контуре $r = \Delta x$; $p_{i,j}$ — давление на забое фиктивной скважины; $\sigma_{i,j}$ — значение параметра σ в узловой точке (i, j).

Очевидно, что величина $\overline{p}^2$ может быть принята равной среднеарифметической величине от квадратов давлений в соседних узловых точках, т. е.

$$\overline{p}^2 = \frac{1}{4}\left(p^2_{i-1,j} + p^2_{i+1,j} + p^2_{i,j-1} + p^2_{i,j+1}\right). \tag{26}$$

Тогда уравнение (25) переписывается в виде:

$$q=\frac{\sigma_{i,j}}{4\ln\dfrac{\Delta x}{R_{\text{с.ф}}}}\left(p^2_{i-1,j}+p^2_{i+1,j}+p^2_{i,j-1}+p^2_{i,j+1}-4p^2_{i,j}\right). \tag{27}$$

Нетрудно заметить, что уравнение (27) является конечно-разностным аналогом выражения

$$q=\frac{\sigma_{i,j}\Delta x}{4\ln\dfrac{\Delta x}{R_{\text{с.ф}}}}\left[-\frac{\partial p^2}{\partial x}\Big|_{-0}+\frac{\partial p^2}{\partial x}\Big|_{+0}-\frac{\partial p^2}{\partial y}\Big|_{-0}+\frac{\partial p^2}{\partial y}\Big|_{+0}\right]. \tag{28}$$

Символами -0, $+0$ характеризуются значения производных соответственно слева, снизу и справа, сверху от узловой точки (i, j).

Применительно к схеме Д. Дугласа уравнение (28) для $\left(k+\frac{1}{2}\right)$-го временно́го слоя записывается в виде:

$$q=\frac{\sigma^{k+\frac{1}{2}}_{i,j}}{4\ln\dfrac{\Delta x}{R_{\text{с.ф}}}}\left(p^{k+\frac{1}{2}}_{i-1,j}-2p^{k+\frac{1}{2}}_{i,j}+p^{k+\frac{1}{2}}_{i+1,j}+p^{k}_{i,j-1}-2p^{k}_{i,j}+p^{k}_{i,j+1}\right) \tag{29}$$

и для $(k+1)$-го временно́го слоя в виде:

$$q=\frac{\sigma^{k+1}_{i,j}}{4\ln\dfrac{\Delta x}{R_{\text{с.ф}}}}\left(p^{k+\frac{1}{2}}_{i-1,j}-2p^{k+\frac{1}{2}}_{i,j}+p^{k+\frac{1}{2}}_{i+1,j}+p^{k+1}_{i,j-1}-2p^{k+1}_{i,j}+p^{k+1}_{i,j+1}\right). \tag{30}$$

Последовательное решение систем уравнений (18), (21), (22), (29) и (19), (23), (24), (30) с учетом условия $p^0_{i,j}=1$ дает решение интересующей нас задачи на $k+1$-м временно́м шаге.

Непосредственное решение рассматриваемых систем затруднительно из-за их нелинейности. Поэтому при их решении могут быть использованы два подхода. Например, при нахождении решения на $k+1$-м временно́м шаге величины и параметры, зависящие от искомого решения, вычисляются согласно соответствующим значениям давлений на k-м временно́м слое; при нахождении решения на $(k+2)$-м временном шаге используются значения давлений на $(k+1)$-м шаге по времени и т. д. При достаточно малых временных шагах такая линеаризация на каждом временно́м слое приводит к решению задачи с высокой степенью точности. Естественно, что в рассматриваемом случае точность решения зависит от размера шага по времени. Расчеты с шагом τ, 2τ и т. д. и сопоставление решений по заданной величине погрешности ε позволяют установить оптимальные, растущие шаги по времени (см. § 6 данной главы).

Согласно другому подходу, при отыскании решения на $(k+1)$-м временно́м слое в первом приближении нелинейные члены вычисляются согласно известному решению задачи на k-м слое. Полученное приближенное решение на $k+1$-й момент времени используется для итерирования (уточнения) нелинейных членов. По уточненным значениям нелинейных членов отыскивается новое уточненное решение на $(k+1)$-м временно́м шаге и т. д. Итерационный процесс на каждом временно́м слое контролируется заданной величиной погрешности ε или заданием числа итерационных циклов в каждый момент времени.

Систему уравнений (18) представим в следующем виде:

$$\sigma^{k+\frac{1}{2}}_{i+\frac{1}{2},\,j}\,p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i+1,\,j}-\lambda^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}\,p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}+\sigma^{k+\frac{1}{2}}_{i-\frac{1}{2},\,j}\,p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i-1,\,j}=-\mu^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}. \tag{31}$$

Здесь

$$\left.\begin{aligned}
\lambda^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}&=\sigma^{k+\frac{1}{2}}_{i+\frac{1}{2},\,j}+\sigma^{k+\frac{1}{2}}_{i-\frac{1}{2},\,j}+\frac{2\nu_{i,\,j}\,(\Delta x)^2}{\tau z^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}\,p^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}}\left(1-\frac{p}{z}\frac{dz}{dp}\right)^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j};\\
\mu^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}&=\sigma^{k}_{i,\,j+\frac{1}{2}}\,p^{2\,k}_{i,\,j+1}-\left[\sigma^{k}_{i,\,j+\frac{1}{2}}+\sigma^{k}_{i,\,j-\frac{1}{2}}-\frac{2\nu_{i,\,j}\,(\Delta x)^2}{\tau z^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}\,p^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}}\times\right.\\
&\left.\times\left(1-\frac{p}{z}\frac{dz}{dp}\right)^{k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}\right]p^{2\,k}_{i,\,j}+\sigma^{k}_{i,\,j-\frac{1}{2}}\,p^{2\,k}_{i,\,j-1}.
\end{aligned}\right\} \tag{32}$$

Предполагаем, что нелинейные члены на $\left(k+\frac{1}{2}\right)$-м временно́м слое уточняются в результате итераций. Обозначим через s номер итерации. Тогда, например, под величиной $p^{(s)\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}$ будем понимать значение давления в точке $(i,\ j)$ в $\left(k+\frac{1}{2}\right)$-й момент времени, вычисленный в результате s-й итерации. При $s=0$ принимается

$$p^{(0)\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}\approx p^{k}_{i,\,j},$$

т. е. в первом приближении давление на $\left(k+\frac{1}{2}\right)$-м временно́м слое, необходимое для уточнения нелинейных членов, принимается равным давлению в k-й момент времени. Найденное в результате поле давлений принимается за $p^{(1)\,k+1}_{i,\,j}$ при отыскании нового приближения и т. д. Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока максимальная разница в давлениях не будет различаться на заданную величину погрешности, т. е. до выполнения неравенства

$$\max_{i,\,j}\left|p^{(s)\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}-p^{(s-1)\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}\right|\leqslant\varepsilon. \tag{33}$$

Согласно изложенному, уравнения (31) и (32) могут быть написаны в виде:

$$\sigma^{(s)\,k+\frac{1}{2}}_{i+\frac{1}{2},\,j}\,p^{2\,(s+1)\,k+\frac{1}{2}}_{i+1,\,j}-\lambda^{(s)\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}\,p^{2\,(s+1)\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}+\sigma^{(s)\,k+\frac{1}{2}}_{i-\frac{1}{2},\,j}\,p^{2\,(s+1)\,k+\frac{1}{2}}_{i-1,\,j}=-\mu^{(s)\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}; \tag{34}$$

$$
\left.
\begin{aligned}
&{}^{(s)}\lambda_{i,j}^{k+\frac{1}{2}} = {}^{(s)}\sigma_{i+\frac{1}{2},j}^{k+\frac{1}{2}} + {}^{(s)}\sigma_{i-\frac{1}{2},j}^{k+\frac{1}{2}} + \frac{2\nu_{i,j}(\Delta x)^2}{\tau\, {}^{(s)}z_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}\, {}^{(s)}p_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}}\left(1-\overline{\frac{p}{z}\cdot\frac{dz}{dp}}^{(s)}{}_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}\right);\\
&{}^{(s)}\mu_{i,j}^{k+\frac{1}{2}} = \sigma_{i,j+\frac{1}{2}}^{k}\left(p_{i,j+1}^{2}\right)^{k} - \left[\sigma_{i,j+\frac{1}{2}}^{k} + \sigma_{i,j-\frac{1}{2}}^{k} - \frac{2\nu_{i,j}(\Delta x)^2}{\tau\, {}^{(s)}z_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}\, {}^{(s)}p_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}}\times\right.\\
&\left.\times\left(1-\overline{\frac{p}{z}\cdot\frac{dz}{dp}}^{(s)}{}_{i,j}^{k+\frac{1}{2}}\right)\right]\left(p_{i,j}^{2}\right)^{k} + \sigma_{i,j-\frac{1}{2}}^{k}\left(p_{i,j-1}^{2}\right)^{k};
\end{aligned}
\right\} \qquad (35)
$$

$s = 0, 1, 2, \ldots$

Система уравнений (34) представляет теперь систему линейных алгебраических уравнений с трехдиагональной матрицей. Поэтому для ее решения можно воспользоваться методом прогонки.

Каждая строка и столбец рассматриваемой сеточной области имеет различное число узловых точек. Будем считать, что самые левые узловые точки имеют порядковый номер 0 ($i = 0$). Соответственно для самых «нижних» узловых точек принимаем $j = 0$. Самые крайние (на строчках) узловые точки будем нумеровать через n ($i = n$), а самые «верхние» — через m ($j = m$).

Решение системы уравнений (34) отыскиваем с использованием следующего рекуррентного соотношения:

$$
{}^{(s+1)}\left(p_{i,j}^{2}\right)^{k+\frac{1}{2}} = D_{i+1,j}\,{}^{(s+1)}\left(p_{i+1,j}^{2}\right)^{k+\frac{1}{2}} + E_{i+1,j}. \qquad (36)
$$

Чтобы представить рекуррентное соотношение (34) в виде (36), необходимо из (34) исключить ${}^{(s+1)}\left(p_{i-1,j}^{2}\right)^{k+\frac{1}{2}}$. Согласно (36), ${}^{(s+1)}\left(p_{i-1,j}^{2}\right)^{k+\frac{1}{2}}$ выразим через ${}^{(s+1)}\left(p_{i,j}^{2}\right)^{k+\frac{1}{2}}$. Тогда

$$
{}^{(s+1)}\left(p_{i-1,j}^{2}\right)^{k+\frac{1}{2}} = D_{i,j}\,{}^{(s+1)}\left(p_{i,j}^{2}\right)^{k+\frac{1}{2}} + E_{i,j}. \qquad (37)
$$

Подставив (37) в (34), получаем

$$
\left({}^{(s)}\lambda_{i,j}^{k+\frac{1}{2}} - {}^{(s)}\sigma_{i-\frac{1}{2},j}^{k+\frac{1}{2}} D_{i,j}\right){}^{(s+1)}\left(p_{i,j}^{2}\right)^{k+\frac{1}{2}} =
$$

$$
= {}^{(s)}\sigma_{i+\frac{1}{2},j}^{k+\frac{1}{2}}\,{}^{(s+1)}\left(p_{i+1,j}^{2}\right)^{k+\frac{1}{2}} + {}^{(s)}\mu_{i,j}^{k+\frac{1}{2}} + {}^{(s)}\sigma_{i-\frac{1}{2},j}^{k+\frac{1}{2}} E_{i,j}. \qquad (38)
$$

Из уравнения (38) следует уравнение (36), если прогоночные коэффициенты вычислять по рекуррентным соотношениям:

$$D_{i+1,\,j}=\frac{{}^{(s)}\sigma_{i+\frac{1}{2},\,j}^{\,k+\frac{1}{2}}}{{}^{(s)}\lambda_{i,\,j}^{\,k+\frac{1}{2}}-{}^{(s)}\sigma_{i-\frac{1}{2},\,j}^{\,k+\frac{1}{2}}D_{i,\,j}}; \tag{39}$$

$$E_{i+1,\,j}=\frac{{}^{(s)}\mu_{i,\,j}^{\,k+\frac{1}{2}}+{}^{(s)}\sigma_{i-\frac{1}{2},\,j}^{\,k+\frac{1}{2}}E_{i,\,j}}{{}^{(s)}\lambda_{i,\,j}^{\,k+\frac{1}{2}}-{}^{(s)}\sigma_{i-\frac{1}{2},\,j}^{\,k+\frac{1}{2}}D_{i,\,j}}. \tag{40}$$

Значения коэффициентов $D_{1,\,j}$ и $E_{1,\,j}$ определяются исходя из граничного условия на левом конце каждой j-й строки. Это условие для j-й строки, согласно принятой нумерации узловых точек, дает

$${}^{(s+1)}p_{0,\,j}^{2\,k+\frac{1}{2}}={}^{(s+1)}p_{1,\,j}^{2\,k+\frac{1}{2}}. \tag{41}$$

С учетом рекуррентного соотношения (37) получаем

$$D_{1,\,j}=1,\quad E_{1,\,j}=0. \tag{42}$$

Последующие значения прогоночных коэффициентов вычисляются согласно (39) и (40).

Исходя из граничного условия на правом конце j-й строки

$${}^{(s+1)}p_{n-1,\,j}^{2\,k+\frac{1}{2}}={}^{(s+1)}p_{n,\,j}^{2\,k+\frac{1}{2}}. \tag{43}$$

Тогда значение ${}^{(s+1)}p_{n-1,\,j}^{2\,k+\frac{1}{2}}$ с учетом (36) вычисляется по формуле

$${}^{(s+1)}p_{n-1,\,j}^{2\,k+\frac{1}{2}}=\frac{E_{n,\,j}}{1-D_{n,\,j}}. \tag{44}$$

Последующие значения ${}^{(s+1)}p_{n-2,\,j}^{2\,k+\frac{1}{2}}$, ${}^{(s+1)}p_{n-3,\,j}^{2\,k+\frac{1}{2}}$, ..., ${}^{(s+1)}p_{1,\,j}^{2\,k+\frac{1}{2}}$ вычисляются с использованием найденных значений прогоночных коэффициентов по формуле (36).

Таков порядок определения квадратов давлений (а следовательно, при извлечении корня — и давлений) на j-й строке, если на ней нет узловой точки со скважиной. Теперь пусть в $(i,\,j)$-й точке находится скважина. В этой узловой (особой) точке должно выполняться граничное условие (29).

Уравнение (29) с учетом (37) можно записать в виде:

$$\frac{4q\ln\dfrac{\Delta x}{R_{\text{с.ф}}}}{{}^{(s)}\sigma_{i,\,j}^{\left(k+\frac{1}{2}\right)}}=(D_{i,\,j}-2)\,{}^{(s+1)}p_{i,\,j}^{2\left(k+\frac{1}{2}\right)}+{}^{(s+1)}p_{i+1,\,j}^{2\left(k+\frac{1}{2}\right)}+$$

$$+E_{i,\,j}+p_{i,\,j-1}^{2\,k}-2p_{i,\,j}^{2\,k}+p_{i,\,j+1}^{2\,k}. \tag{45}$$

Приведение уравнения (45) к виду (36) дает следующие выражения для прогоночных коэффициентов:

$$D_{i+1,\,j}=\frac{1}{2-D_{i,\,j}}; \tag{46}$$

$$E_{i+1,\,j}=\frac{E_{i,\,j}+p^{2\,k}_{i,\,j-1}-2p^{2\,k}_{i,\,j}+p^{2\,k}_{i,\,j+1}-\dfrac{4q\ln\dfrac{\Delta x}{R_{\text{с.ф}}}}{\overset{(s)\ k+\frac{1}{2}}{\sigma_{i,\,j}}}}{2-D_{i,\,j}}. \tag{47}$$

Таким образом, если в точке (i, j) находится скважина, то нестандартным путем вычисляются лишь коэффициенты $D_{i+1,\,j}$ и $E_{i+1,\,j}$. В остальном порядок расчетов не изменяется.

Итерационный процесс на временно́м слое $k+\frac{1}{2}$ продолжается до выполнения неравенства (33).

Решение системы (19) при соответствующих граничных условиях находится аналогичным образом. Различие состоит лишь в написании расчетных формул, которые для $(k+1)$-го момента времени имеют следующий вид:

$$\overset{(s)\ k+1}{\sigma_{i,\,j+\frac{1}{2}}}\ \overset{(s+1)\ k+1}{p^2_{i,\,j+1}}-\overset{(s)\ k+1}{\lambda_{i,\,j}}\ \overset{(s+1)\ k+1}{p^2_{i,\,j}}+\overset{(s)\ k+1}{\sigma_{i,\,j-\frac{1}{2}}}\ \overset{(s+1)\ k+1}{p^2_{i,\,j-1}}=-\overset{(s)\ k+1}{\mu_{i,\,j}}; \tag{48}$$

$$\overset{(s)\ k+1}{\lambda_{i,\,j}}=\overset{(s)\ k+1}{\sigma_{i,\,j+\frac{1}{2}}}+\overset{(s)\ k+1}{\sigma_{i,\,j-\frac{1}{2}}}+\frac{2\nu_{i,\,j}(\Delta x)^2}{\tau\ \overset{(s)\ k+1}{z_{i,\,j}}\ \overset{(s)\ k+1}{p_{i,\,j}}}\left(1-\overset{(s)}{\frac{p}{z}\frac{dz}{dp}}\right)^{k+1}_{i,\,j}; \tag{49}$$

$$\overset{(s)\ k+1}{\mu_{i,\,j}}=\sigma^{\,k+\frac{1}{2}}_{i+\frac{1}{2},\,j}\,p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i+1,\,j}-\left[\sigma^{\,k+\frac{1}{2}}_{i+\frac{1}{2},\,j}+\sigma^{\,k+\frac{1}{2}}_{i-\frac{1}{2},\,j}-\frac{2\nu_{i,\,j}(\Delta x)^2}{\tau\ \overset{(s)\ k+1}{z_{i,\,j}}\ \overset{(s)\ k+1}{p_{i,\,j}}}\times\right.$$

$$\left.\times\left(1-\overset{(s)}{\frac{p}{z}\frac{dz}{dp}}\right)^{k+1}_{i,\,j}\right]p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i,\,j}+\sigma^{\,k+\frac{1}{2}}_{i-\frac{1}{2},\,j}\,p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i-1,\,j}; \tag{50}$$

$$\overset{(s+1)\ k+1}{p^2_{i,\,j}}=D_{i,\,j+1}\ \overset{(s+1)\ k+1}{p^2_{i,\,j+1}}+E_{i,\,j+1}; \tag{51}$$

$$D_{i,\,j+1}=\frac{\overset{(s)\ k+1}{\sigma_{i,\,j+\frac{1}{2}}}}{\overset{(s)\ k+1}{\lambda_{i,\,j}}-\overset{(s)\ k+1}{\sigma_{i,\,j-\frac{1}{2}}}D_{i,\,j}}; \tag{52}$$

$$E_{i,\,j+1}=\frac{\overset{(s)\ k+1}{\mu_{i,\,j}}+\overset{(s)\ k+1}{\sigma_{i,\,j-\frac{1}{2}}}E_{i,\,j}}{\overset{(s)\ k+1}{\lambda_{i,\,j}}-\overset{(s)\ k+1}{\sigma_{i,\,j-\frac{1}{2}}}D_{i,\,j}}; \tag{53}$$

$$D_{i,\,1}=1;\quad E_{i,\,1}=0; \tag{54}$$

$$\overset{(s+1)\ k+1}{p^2_{i,\,m-1}}=\frac{E_{i,\,m}}{1-D_{i,\,m}}. \tag{55}$$

Для особой узловой точки (i, j)

$$D_{i,j+1}=\frac{1}{2-D_{i,j}} \tag{56}$$

$$E_{i,j+1}=\frac{E_{i,j}+p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i-1,j}-2p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i,j}+p^{2\,k+\frac{1}{2}}_{i+1,j}-\frac{4q\ln\frac{\Delta x}{R_{\text{с.ф}}}}{(s)^{k+1}_{i,j}}}{2-D_{i,j}}. \tag{57}$$

По вычисленным давлениям на стенках фиктивных скважин определяются давления на забоях реальных скважин с использованием уравнений притока газа к каждой скважине.

Данный численный алгоритм апробирован при расчете неустановившейся фильтрации газа к батарее скважин. Задача рассчитана Н. Х. Гарифуллиной на ЭВМ М-20 как двумерная. Результаты решения сопоставлены с данными, получаемыми по практически точному методу Б. Б. Лапука, Л. А. Владимирова. При этом для величины отбора газа в 12% от начальных запасов расхождения в соответствующих значениях среднего пластового и забойного давлений составляют около одного процента.

В качестве примера использования алгоритма приведем данные расчета показателей разработки газового месторождения *Б*, близкого по своим параметрам к Березанскому месторождению Краснодарского края.

Таблица 12

Изменения во времени средних дебитов эксплуатационных скважин месторождения *Б*

Номер скважины	Среднемесячные дебиты скважин, млн. м³									
	1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	6-й год	7-й год	8-й год	9-й год	10-й год
6	12,60	12,60	11,55	11,55	10,50	10,50	9,45	9,45	8,40	8,40
8	12,60	12,60	11,55	11,55	10,50	10,50	9,45	9,45	8,40	8,40
12	25,20	25,20	23,10	23,10	21,0	21,0	18,9	18,9	16,8	16,8
15	25,20	25,20	23,10	23,10	21,0	21,0	18,9	18,9	16,8	16,8
45	12,60	12,60	11,55	11,55	10,50	10,50	9,45	9,45	8,4	8,4
47	37,8	37,8	34,65	34,65	31,5	31,5	28,35	28,35	25,2	25,2
21	18,9	18,9	17,33	17,33	15,75	15,75	14,18	14,18	12,6	12,6
2	12,6	12,6	11,55	11,55	10,5	10,5	9,45	9,45	8,4	8,4
3	25,2	25,2	23,10	23,1	21,0	21,0	18,9	18,9	16,8	16,8
19	12,6	12,6	11,55	11,55	10,5	10,5	9,45	9,45	8,4	8,4
1	12,6	12,6	11,55	11,55	10,5	10,5	9,45	9,45	8,4	8,4
10	18,9	18,9	17,33	17,33	15,75	15,75	14,18	14,18	12,6	12,6
48	37,8	37,8	34,65	34,65	31,5	31,5	28,35	28,35	25,2	25,2
52	12,6	12,6	11,55	11,55	10,5	10,5	9,45	9,45	8,4	8,4
16	18,9	18,9	17,33	17,33	15,75	15,75	14,18	14,18	12,6	12,6
7	15,12	15,12	13,86	13,86	12,6	12,6	11,34	11,34	10,08	10,08
9	25,2	25,2	23,10	23,1	21,0	21,0	18,9	18,9	16,8	16,8
14	12,60	12,6	11,55	11,55	10,5	10,5	9,45	9,45	8,4	8,4
11	12,6	12,6	11,55	11,55	10,5	10,5	9,45	9,45	8,4	8,4
5	12,6	12,6	11,55	11,55	10,5	10,5	9,45	9,45	8,4	8,4
17	12,6	12,6	11,55	11,55	10,5	10,5	9,45	9,45	8,4	8,4

Карты равных значений kh и h для месторождения $Б$ представлены на рис. 47 и 48. Начальное пластовое давление равно 282,4 кгс/см², начальные запасы газа $76{,}2 \cdot 10^9$ м³, $m = 0{,}1 = \text{const}$, $\mu = 0{,}2$ спз, $z = 1$, $\alpha = 1$, $R_c = 0{,}1$ м. Скважины были приняты совершенными по степени и характеру вскрытия. Характер изменения дебитов принят одинаковым для всех скважин (рис. 49), а числовые значения приведены в табл. 12.

Для оценки точности расчетов сопоставлялись величины средневзвешенных по объему порового пространства пластовых давлений, вычисленных по уравнению материального баланса и по найденному полю давлений в соответствующие

Таблица 13

Сопоставление средних пластовых давлений, вычисленных по уравнению материального баланса ($\bar{p}_{м.б}$) и по полю давлений при расчетах на ЭВМ ($\bar{p}_{ЭВМ}$) с использованием метода Дугласа

Годы разработки	$\bar{p}_{м.б}$, кгс/см²	$\bar{p}_{ЭВМ}$, кгс/см²	$\frac{\bar{p}_{м.б} - \bar{p}_{ЭВМ}}{\bar{p}_{м.б}} \cdot 100\%$
0,5	273,86	273,45	0,15
1,0	265,24	264,41	0,31
1,5	256,62	255,37	0,48
2,0	247,99	246,33	0,67
2,5	240,11	238,06	0,85
3,0	232,22	229,79	1,04
3,5	224,34	221,52	1,25
4,0	216,45	213,25	1,48
4,5	209,29	205,73	1,69
5,0	202,12	198,22	1,93
5,5	194,95	190,74	2,18
6,0	187,79	183,18	2,45
6,5	181,33	176,42	2,70
7,0	174,88	169,66	2,98
7,5	168,43	162,90	3,28
8,0	161,98	156,14	3,60
8,5	156,25	150,12	3,91
9,0	150,51	144,11	4,25
9,5	144,78	138,09	4,61
10,0	139,04	132,08	5,00

моменты времени. По уравнению материального баланса среднее пластовое давление

$$\bar{p}(t) = p_н - \frac{p_{ат}}{\bar{\alpha}\Omega_н} \sum_{\beta=0}^{n} \int_0^t q_\beta(t)\, dt. \qquad (58)$$

Здесь n — число скважин; q_β — дебит β-й скважины, приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Средневзвешенное по объему порового пространства пластовое давление определяется также уравнением

$$\bar{p}(t) = \frac{1}{\bar{\alpha}\Omega_н} \int_{\Omega_н} p(t)\, \alpha\, d\Omega. \qquad (59)$$

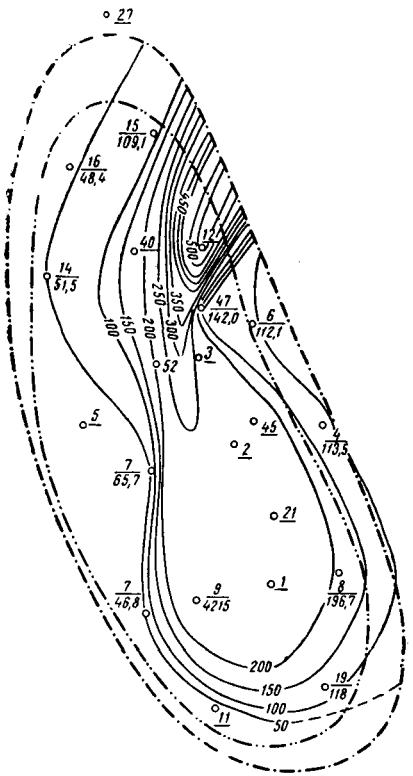


Рис. 47. Карта равных значений параметра проводимости месторождения *Б*

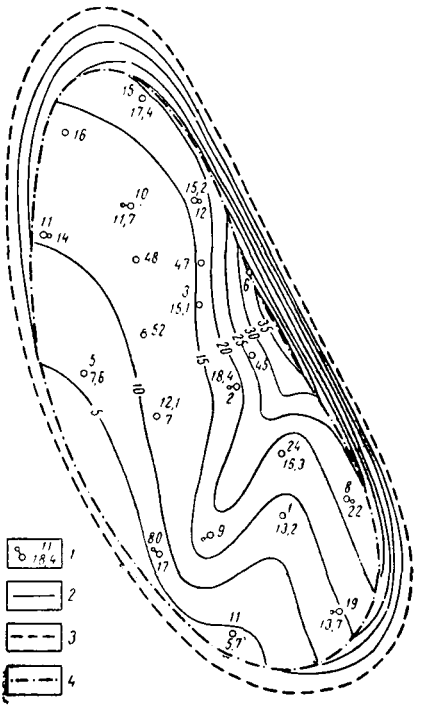


Рис. 48. Карта равных значений эффективной мощности пласта месторождения *Б*:

1 — номер скважины и величина эффективной мощности; *2* — изолинии эффективной мощности; *3* — внешний контур газоносности; *4* — внутренний контур газоносности

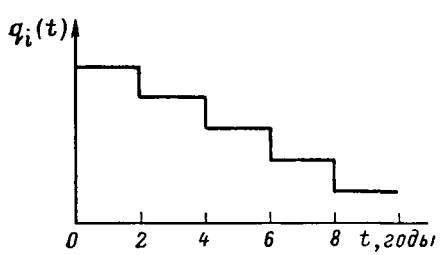


Рис. 49. Характер изменения дебитов скважин месторождения *Б*

В разностной форме это уравнение записывается в виде:

$$\bar{p}(t)=\frac{1}{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}}}\sum_i\sum_j(\alpha mh)_{i,j}p_{i,j}(t)\,(\Delta x)^2. \qquad (60)$$

В табл. 13 приведены зависимости изменения во времени средних пластовых давлений для месторождения *Б*, вычисленных по формулам (58) и (60), и разница между ними в процентах. Из сравнения видно, что с течением времени происходит накопление погрешностей по времени при численном решении задачи. К моменту, когда из пласта отобрано 51% запасов газа, относительная погрешность в величинах средних пластовых давлений достигает 5%. При решении той же задачи с уменьшенным в два раза временным шагом погрешность снижается до 2,1%. Более точные результаты получаются при использовании метода А. А. Самарского (табл. 14). Соответствующие значения давлений на забоях эксплуатационных скважин приведены в табл. 15.

Таблица 14

Сопоставление средних пластовых давлений, вычисленных по уравнению материального баланса ($\bar{p}_{\text{м. б}}$) и по полю давлений при расчетах на ЭВМ ($\bar{p}_{\text{ЭВМ}}$)

Годы разработки	$\bar{p}_{\text{м. б}}$, кгс/см²	$\bar{p}_{\text{ЭВМ}}$, кгс/см²	$\frac{\bar{p}_{\text{м. б}}-\bar{p}_{\text{ЭВМ}}}{\bar{p}_{\text{м. б}}}\cdot 100\%$
0,5	273,86	273,87	0,002
1,0	265,24	265,24	0,002
1,5	256,62	256,62	0,001
2,0	247,99	247,99	0
2,5	240,11	240,12	0,004
3,0	232,22	232,24	0,006
3,5	224,34	224,30	0,009
4,0	216,45	216,48	0,01
4,5	209,29	209,33	0,02
5,0	202,12	202,16	0,01
5,5	194,95	195,03	0,03
6,0	187,79	187,87	0,04
6,5	181,33	181,45	0,06
7,0	174,88	175,03	0,08
7,5	168,43	168,01	0,10
8,0	161,98	162,19	0,12
8,5	156,25	156,49	0,15
9,0	150,51	150,78	0,17
9,5	144,78	145,08	0,20
10,0	139,04	139,38	0,24

На рис. 50 и 51 приведены карты изобар, построенные по всей совокупности узловых точек, соответственно на конец 4-го и 10-го годов разработки месторождения *Б*. На рис. 52 и 53 приведены профили давления вдоль оси x соответственно при $j=7$ и $j=14$, полученные на конец 10-го года разработки месторождения *Б*. На характер профилей давления оказывают влияние интерференция скважин и неоднородность пласта по коллекторским свойствам.

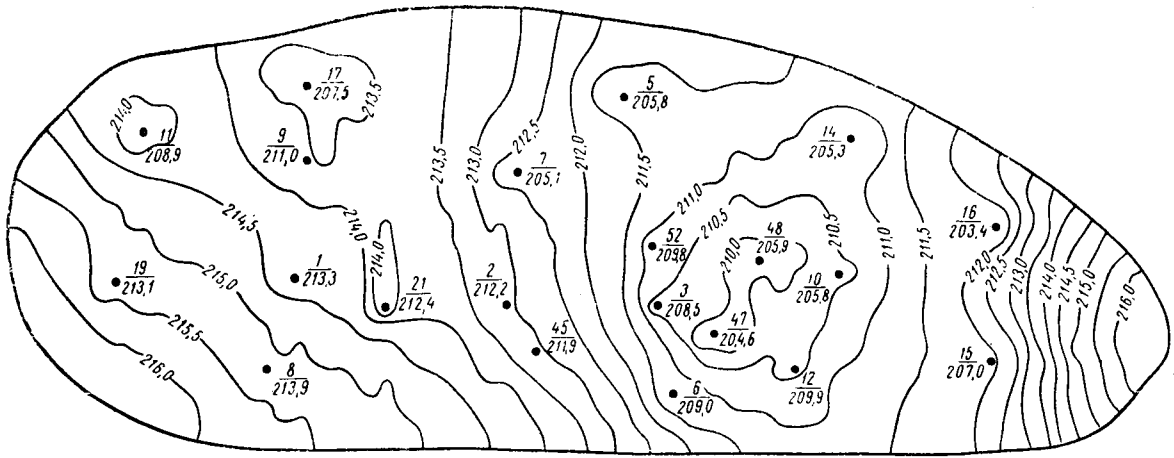


Рис. 50. Расчетная карта изобар месторождения *Б* после четырех лет разработки

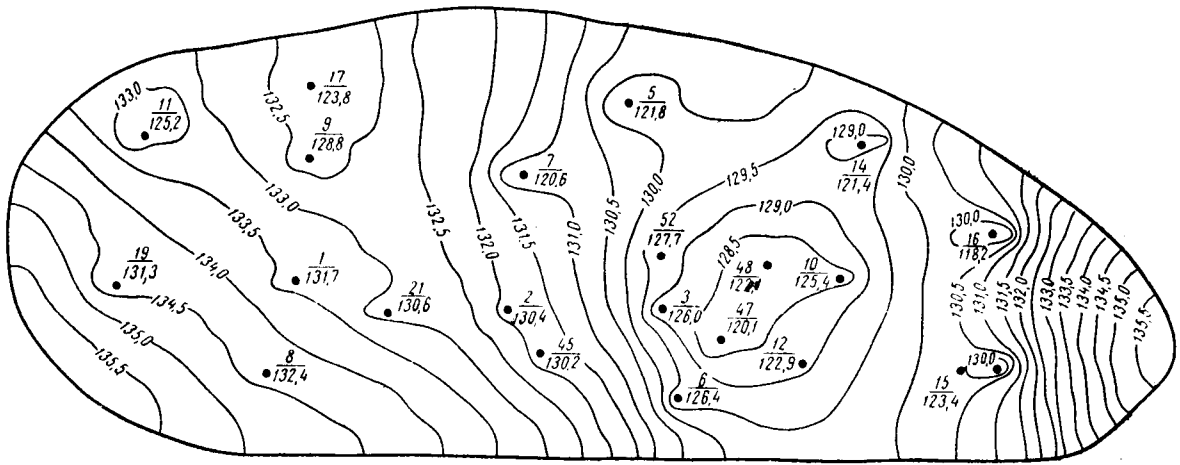


Рис. 51. Расчетная карта изобар месторождения *Б* после 10 лет разработки

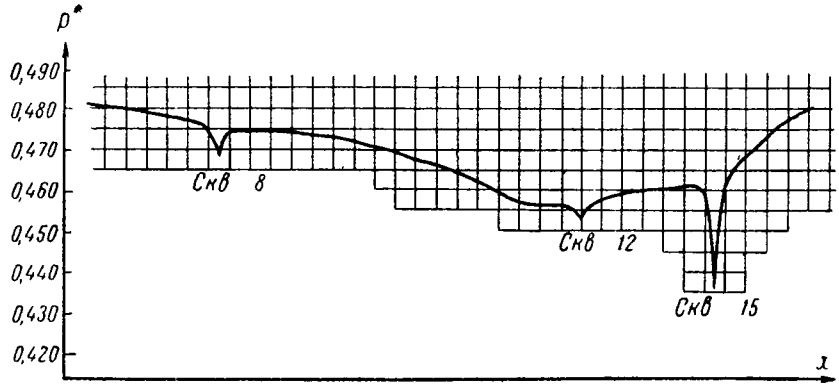


Рис. 52. Профиль безразмерного давления вдоль горизонтальной линии ($j = 7$)

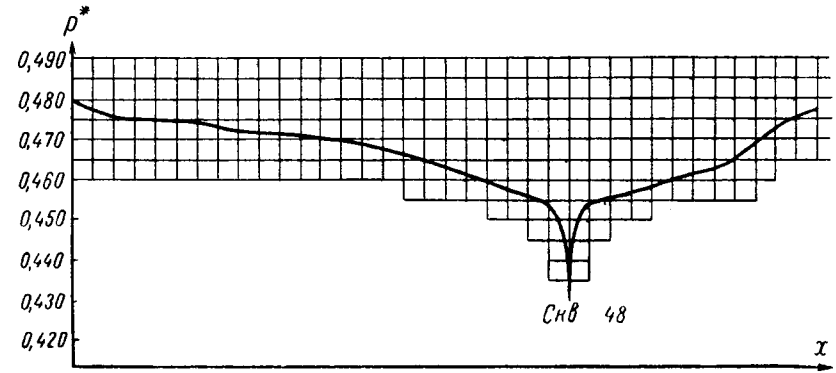


Рис. 53. Профиль безразмерного давления вдоль горизонтальной линии ($j = 14$)

Таблица 15

Значения забойных давлений по скважинам месторождения *Б*, вычисленные с использованием метода Самарского

Номер скважины	Забойное давление, кгс/см²									
	1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	6-й год	7-й год	8-й год	9-й год	10-й год
6	260,00	242,40	226,67	210,62	196,35	181,92	168,92	155,73	144,37	132,58
8	263,62	246,43	230,72	214,92	200,66	186,61	173,50	160,62	149,21	137,75
12	259,39	241,83	226,31	210,31	196,27	181,71	169,14	156,03	144,93	133,24
15	254,20	236,41	220,92	204,72	190,64	175,86	163,37	149,84	138,61	126,92
45	262,63	245,27	229,56	213,68	199,42	184,99	172,19	159,20	147,82	136,27
47	251,76	232,77	217,32	200,45	186,83	171,75	159,19	145,47	134,37	122,00
21	261,83	244,50	228,83	212,94	198,70	184,24	171,46	158,44	147,09	135,49
2	262,91	245,56	229,83	213,95	199,67	185,24	172,42	159,42	148,04	136,48
3	255,51	237,83	222,42	206,25	192,31	177,57	165,11	151,79	140,79	128,88
19	261,76	244,52	228,86	213,01	198,79	184,21	171,60	158,61	147,24	135,68
1	263,10	245,85	230,15	214,31	200,05	185,66	172,85	159,90	148,53	137,10
10	257,81	240,11	224,52	208,38	194,24	179,53	166,87	153,58	142,38	130,49
48	252,04	234,10	218,70	202,31	188,36	173,36	160,89	147,28	136,27	124,03
52	256,51	238,91	223,54	207,46	193,57	178,92	166,59	153,30	142,38	130,59
16	249,37	230,40	215,70	199,17	185,02	169,87	157,14	143,32	131,99	119,48
7	249,10	230,98	215,46	198,80	184,69	169,39	156,74	142,79	131,60	118,95
9	253,69	236,14	220,93	204,80	191,04	176,34	164,08	150,81	140,00	128,14
14	253,81	235,82	220,15	203,74	189,54	174,53	161,80	148,18	136,88	124,62
11	255,80	238,13	222,44	206,16	191,90	177,03	164,22	150,74	139,36	127,23
5	252,36	233,34	218,78	202,30	188,18	173,11	160,46	146,77	135,57	123,24
17	247,79	229,83	214,61	198,06	184,28	169,12	156,83	143,04	132,21	119,75

§ 11. Определение на ЭВМ или электрических моделях показателей разработки газовой залежи при различных технологических режимах

В предыдущих параграфах показаны методики численного интегрирования на ЭВМ и электрических моделях с сеткой *RC* дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации при задании по скважинам в качестве граничных условий дебитов газа. Однако чаще интерес представляет определение показателей разработки газовой залежи при поддержании по скважинам иных технологических режимов эксплуатации, так как дебиты скважин (а следовательно, и потребное число скважин) часто являются искомыми показателями разработки. Покажем, что решение задач разработки газовых месторождений для различных технологических режимов эксплуатации скважин может быть получено с использованием рассмотренных ранее методов.

1. Технологический режим эксплуатации при поддержании на стенке скважины допустимого градиента давления.

Пусть требуется определить изменение во времени давлений в пласте и на забоях скважин, дебитов скважин (а следовательно, и потребного их числа) при поддержании на забоях скважин допустимого градиента давления. В этом случае требуется решить уравнение

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x,\ y,\ p)\,h(x,\ y)}{\mu(p)\,z(p)}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x,\ y,\ p)\,h(x,\ y)}{\mu(p)\,z(p)}\cdot\frac{\partial p^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2a(x,\ y)\,m(x,\ y)\,h(x,\ y)\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{p}{z(p)}\right] \qquad (1)$$

при следующих условиях:

$$t=0;\ p=p(x,\ y)=p_{\text{н}}=\text{const};\ (x,\ y)\in G; \qquad (2)$$

$$\frac{\partial p}{\partial n}=0,\qquad (x,\ y)\in\Gamma. \qquad (3)$$

На забоях скважин должно выполняться условие заданного градиента давления.

Для поддержания в процессе эксплуатации газовой скважины допустимого градиента давления на ее стенке необходимо, чтобы дебит газа и величина забойного давления при нарушении линейного закона фильтрации тождественно удовлетворяли следующему уравнению (см. главу III):

$$\varphi_i\,(\mu^*z)_{\text{с}\,i}q_i+\psi_i z_{\text{с}\,i}q_i^2=C_i p_{\text{с}\,i}. \qquad (4)$$

Непосредственное удовлетворение последнему условию при решении задачи (1)—(4) не представляется возможным. При решении задач, аналогичных (1)—(4), на ЭВМ или электрических моделях не удается моделировать скважину сеточной областью, а следовательно, и удовлетворять граничным условиям на забоях реальных скважин.

Поэтому при решении задачи (1)—(4) воспользуемся связью между дебитами и забойными давлениями реальной $p_{\text{с}}$ и фиктивной $p_{\text{с. ф}}$ скважин, устанавливаемой уравнением притока газа

$$p^2_{\text{с}\cdot\ i}-p^2_{\text{с}\,i}=a_i\,(\mu^*z)_{\text{ср}\,i}q_i+b_i z_{\text{ср}i}q_i^2.$$

Здесь a_i и b_i — коэффициенты фильтрационных сопротивлений зоны пласта между $R_{\text{с}}$ и $R_{\text{с. ф}}$.

Основные потери давления при фильтрации газа приходятся на призабойную зону пласта. Поэтому уравнение притока газа к скважине с достаточной для практических расчетов точностью может быть записано в виде [1]:

$$p^2_{\text{с}\cdot\,\text{ф}\,i}-p^2_{\text{с}\,i}=A_i\,(\mu^*z)_{\text{ср}\cdot\,i}q_i+B_i z_{\text{ср}\,i}q_i^2. \qquad (5)$$

[1] Здесь и в дальнейших расчетах точность, естественно, увеличивается, если вместо $p^2_{\text{с. ф}}$ использовать среднюю величину квадратов давлений в ближайших четырех узловых точках.

Здесь A_i и B_i — коэффициенты фильтрационных сопротивлений, определяемые по результатам исследования скважин при установившихся режимах; i — порядковый номер скважины.

Пусть на момент времени t решение задачи (1)—(4) известно. Требуется найти решение задачи на момент времени $t + 2\Delta t$.

В первом приближении при отыскании решения задачи на момент времени $t + 2\Delta t$ дебиты скважин принимаются равными дебитам скважин определенным на момент времени $t - q_i(t)$. Значения $(\mu^* z)_{\text{ср } i\, t+\Delta t}$ и $z_{\text{ср } i\, t+\Delta t}$ также принимаем согласно давлениям, найденным на момент времени t: соответственно $(\mu^* z)_{\text{ср } i,\, t}$ и $z_{\text{ср } i,\, t}$.

Тогда приближенные значения давлений на забоях реальных скважин, согласно (5), можно вычислить по формуле

$$p_{\text{с } i}(t+\Delta t) = \sqrt{p^2_{\text{с. ф } i}(t+\Delta t) - A_i (\mu^* z)_{\text{ср } i,\, t}\, q_i(t) - B_i z_{\text{ср } i,\, t}\, q_i^2(t)}. \quad (6)$$

Здесь $p_{\text{с. ф } i}(t + \Delta t)$ — приближенное значение давления на забое фиктивной скважины в момент времени $t + \Delta t$, вычисленное в результате решения задачи при отмеченном допущении.

По найденному приближенному значению $p_{\text{с}}(t + \Delta t)$ согласно уравнению технологического режима эксплуатации (4) уточняем средний дебит скважины в интервале времени $[t, t + 2\Delta t]$ по формуле

$$q_i(t+\Delta t) = -\frac{\varphi_i (\mu^* z)_{\text{с } i\, t+\Delta t}}{2\psi_i z_{\text{с } i\, t+\Delta t}} + \sqrt{\left[\frac{\varphi_i (\mu^* z)_{\text{с } i\, t+\Delta t}}{2\psi_i z_{\text{с } i\, t+\Delta t}}\right]^2 + \frac{C_i}{\psi_i z_{\text{с } i\, t+\Delta t}} p_{\text{с } i}(t+\Delta t)}. \quad (7)$$

Здесь величины $(\mu^* z)_{\text{с } i\, t+\Delta t}$ и $z_{\text{с } i\, t+\Delta t}$ вычислены с использованием найденных значений давления $p_{\text{с } i}(t + \Delta t)$ и $p_{\text{с. ф } i}(t + \Delta t)$.

Уточненные дебиты скважин используются для отыскания нового приближения задачи (1)—(4) в момент времени $t + 2\Delta t$. Процесс итераций, как обычно, продолжается до тех пор, пока, например, величины дебитов скважин для последнего и предпоследнего приближений не будут отличаться на заданную величину погрешности ε.

Порядок расчетов для следующих моментов времени аналогичен.

В результате расчетов определяются интересующие нас зависимости $p_{\text{с } i} = p_{\text{с } i}(t)$ и $q_i = q_i(t)$. По известным значениям забойных давлений определяются устьевые давления, давления на входе в групповые сборные пункты, периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации и т. д.

Зная изменение во времени дебитов отдельных скважин, можно определить потребное число скважин и порядок ввода их в эксплуатацию в случае, если требуется поддерживать заданный во времени отбор газа из месторождения. В процессе решения новые скважины вводятся в эксплуатацию в нужные моменты времени. Место расположения новых скважин определяется заранее, исходя из геолого-промысловых соображений, условий регулирования разработки

месторождения или выполнения некоторого экстремального критерия.

В случае падающей добычи сумма вычисленных значений дебитов скважин представляет зависимость изменения во времени добычи газа из месторождения.

Нетрудно заметить, что решение задачи (1)—(4) возможно и на электрических моделях. Порядок расчетов в этом случае на каждом временно́м слое аналогичен рассмотренному. При учете реальных свойств газа (и пористой среды) расчет добавочных сопротивлений проводится на основе уравнения притока газа к скважине (17) (см. § 8 данной главы). Уравнение технологического режима эксплуатации скважины при допустимом градиенте давления можно использовать в виде (4).

2. Технологический режим эксплуатации при поддержании по скважинам допустимой депрессии на пласт.

В этом случае по скважинам в каждый момент времени должна поддерживаться допустимая депрессия на пласт. Это условие с достаточной степенью точности может быть записано в виде:

$$p_{\text{с. ф}\,l} - p_{\text{с}\,l} = \delta_l. \tag{8}$$

Таким образом, при поддержании по скважинам допустимых депрессий на пласт требуется решать задачу (1)—(3), (8).

Как и в предыдущем случае, в качестве дополнительных уравнений используем уравнения притока газа к скважинам, записанные в виде (5).

В первом приближении при отыскании решения на момент времени $t + 2\Delta t$ по скважинам задаются значения дебитов газа, найденные для момента времени t. В результате получаем, в частности, приближенные значения давлений на забоях укрупненных скважин, а с использованием (8) — приближенные значения давлений на забоях реальных скважин.

Уравнение (5) с учетом (8) записывается для момента времени $t + \Delta t$ в виде:

$$\delta_l(t+\Delta t)\,[2p_{\text{с. ф}\,l}(t+\Delta t) - \delta_l(t+\Delta t)] =$$
$$= A_l(\mu^* z)_{\text{ср}\,l\,t+\Delta t} q_l(t+\Delta t) + B_l z_{\text{ср}\,l\,t+\Delta t} q_l^2(t+\Delta t). \tag{9}$$

Решая уравнение (9) относительно $q_l(t + \Delta t)$:

$$q_l(t+\Delta t) = -\frac{A_l(\mu^* z)_{\text{ср.}\,i_{t+\Delta t}}}{2B_l z_{\text{ср}\,i_{t+\Delta t}}} +$$
$$+\sqrt{\left[\frac{A_l(\mu^* z)_{\text{ср}\,i_{t+\Delta t}}}{2B_l z_{\text{ср}\,i_{t+\Delta t}}}\right]^2 + \frac{\delta_l(t+\Delta t)\,(2p_{\text{с}\phi\,l}(t+\Delta t) - \delta_l(t+\Delta t))}{B_l z_{\text{ср}\,i_{t+\Delta t}}}}, \tag{10}$$

получаем уточненные значения дебитов скважин, соответствующие моменту времени $t + \Delta t$ (или, что то же, — рассматриваемому интервалу времени $2\Delta t$, так как дебиты скважин скачком изменяются

в моменты времени t, $t + 2\Delta t$, $t + 4\Delta t$, . . . и остаются постоянными в пределах каждого расчетного интервала времени $2\Delta t$).

С уточненными значениями дебитов скважин вновь отыскивается решение задачи для момента времени $t + 2\Delta t$ и т. д. подобно предыдущему случаю. Сделанное ранее замечание относительно соответствующих расчетов на электрических моделях остается в силе и здесь.

3. Технологический режим эксплуатации скважин при заданных во времени величинах забойных давлений.

При данном технологическом режиме эксплуатации, записываемом для i-й скважины в виде:

$$p_{c\,i} = p_{c\,i}(t), \tag{11}$$

интересующая нас задача формулируется уравнением (1) и условиями (2), (3) и (11).

Приближенное решение рассматриваемой задачи на временно́м слое $t + 2\Delta t$ отыскивается при задании по скважинам дебитов газа, соответствующих времени t. Для уточнения дебита i-й скважины используется уравнение (5) при учете (11). Имеем

$$q_i(t+\Delta t) = -\frac{A_i(\mu^* z)_{\text{ср}\,i_{t+\Delta t}}}{2B_i z_{\text{ср}\,i_{t+\Delta t}}} + \\ + \sqrt{\left[\frac{A_i(\mu^* z)_{\text{ср}\,i_{t+\Delta t}}}{2B_i z_{\text{ср}\,i_{t+\Delta t}}}\right]^2 + \frac{p^2_{\text{с. ф}\,i}(t+\Delta t) - p^2_{\text{с}\,i}(t+\Delta t)}{B_i z_{\text{ср}\,i_{t+\Delta t}}}}. \tag{12}$$

Дальнейшие расчеты подобны предыдущим.

Проведение расчетов на электрических моделях при соблюдении условий (4) или (8) не отличается от расчетов, рассмотренных выше. Условие же (11) на электрической модели реализуется непосредственным заданием на конце соответствующего сопротивления изменения напряжения во времени (пропорционально зависимости (11)).

Расчеты для других технологических режимов эксплуатации скважин также аналогичны рассмотренным выше.

ГЛАВА VI

Определение показателей разработки месторождений природных газов при водонапорном режиме

§ 1. О методах расчета продвижения контурных или подошвенных вод в газовые залежи

Подавляющее число газовых и газоконденсатных месторождений приурочено к водоносным пластам и разрабатывается в условиях водонапорного режима. При водонапорном режиме происходит продвижение в газовую залежь контурной или подошвенной воды. Это приводит к тому, что объем порового пространства залежи со временем уменьшается, а среднее пластовое давление падает медленнее по сравнению с падением давления в условиях газового режима.

При проектировании разработки газового месторождения в условиях водонапорного режима необходимо бывает знать закон изменения во времени границы раздела газ—вода (газонасыщенного объема порового пространства). Тогда согласно, например, следующему уравнению материального баланса (см. § 4 глава II)

$$\bar{p}(t) = \frac{z(\bar{p})}{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} - Q_{\text{в}}(t)} \left(\frac{p_{\text{н}} \bar{\alpha} \Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}(t) \right) \tag{1}$$

можно определить изменение во времени средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства газовой залежи пластового давления.

Присоединяя к уравнению (1) уравнение притока газа к средней скважине

$$\bar{p}^2(t) - p_{\text{с}}^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t) \tag{2}$$

или, в случае учета реальных свойств газа, — уравнение

$$\bar{p}^2(t) - p_{\text{с}}^2(t) = A(\mu^* z)_{\text{ср}} q(t) + B z_{\text{ср}} q^2(t), \tag{2а}$$

а также уравнение технологического режима эксплуатации средней скважины (например, уравнение технологического режима эксплуатации скважины при заданной депрессии на пласт)

$$\bar{p}(t) - p_{\text{с}}(t) = \delta(t) \tag{3}$$

и уравнение изменения во времени потребного числа эксплуатационных скважин

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)}, \tag{4}$$

получаем систему из четырех уравнений с пятью неизвестными. Совместное решение системы уравнений (1)—(4) и задачи о продвижении воды в залежь позволяет определить изменение во времени следующих основных показателей разработки месторождения в условиях водонапорного режима (в предположении равномерного размещения скважин на площади газоносности):

$$\bar{p} = \bar{p}(t), \quad p_c = p_c(t), \quad \bar{\alpha}\Omega = f(t), \quad q = q(t), \quad n = n(t). \tag{5}$$

Таким образом, при проектировании разработки месторождений природных газов в условиях водонапорного режима необходимо уметь прежде всего рассчитывать продвижение контурной или подошвенной воды в процессе разработки месторождения.

Расчеты продвижения контурных или подошвенных вод в газовые залежи относятся к наиболее сложным задачам подземной газогидродинамики — к задачам с подвижной границей раздела (типа Стефана — в математической физике [61]). А так как при этом важно учитывать неоднородность пласта вдоль осей x, y, z, то эти задачи еще более усложняются.

Сложность расчетов по продвижению контурных или подошвенных вод в газовые залежи состоит в том, что количество поступающей воды зависит от перепада давления между водоносным пластом и давлением на границе газовой залежи. Вместе с тем падение пластового давления в залежи зависит от темпов отбора газа и от количества поступающей в нее воды.

Аналитические методы не могут дать в настоящее время точного решения задач с подвижной границей раздела газ—вода. В связи с этим были предложены различные приближенные методы расчета продвижения контурных или подошвенных вод в газовые залежи и изменения во времени среднего пластового давления.

Впервые процесс вытеснения газа водой рассматривался акад. Л. С. Лейбензоном, исследовавшим случай одномерного движения. Решая эту задачу, Л. С. Лейбензон для упрощения проблемы принимал, что давление на перемещающейся границе в процессе разработки газовой залежи остается постоянным и равным первоначальному давлению. Допущение о том, что на перемещающейся границе раздела давление все время остается постоянным и равным первоначальному, а следовательно, давлению на контуре питания (в случае горизонтального пласта), означает, что вязкость воды принимается равной нулю. При расчете изменения пластового давления в газоносной части пласта учитываются потери давления при фильтрации газа, обусловленные вязкостью газа. Однако, если учесть, что вязкость воды больше вязкости газа в десятки раз, то станет ясно, что с практической точки зрения больший интерес представляет учет потерь давления, связанных с вязкостью воды, а не газа.

Простой приближенный метод расчета продвижения контурной воды в газовую залежь с учетом вязкости воды предложен Б. Б. Лапуком [83]. Этот метод был развит и для расчетов продвижения границы раздела газ—вода в неоднородных пластах (для одномерных фильтрационных потоков). Метод, изложенный в работах Б. Б. Лапука, основан на последовательных приближениях при нахождении истинного количества поступающей в газовую залежь воды и соответствующего изменения во времени среднего пластового давления в газовой залежи. В следующем параграфе на идее метода Б. Б. Лапука остановимся подробнее.

Применение метода последовательной смены стационарных состояний позволило И. А. Чарному приближенно учесть упругие свойства водоносного пласта и противодавление поступающей в газовую залежь воды.

Н. Н. Веригиным задача о радиальном движении границы раздела двух упругих жидкостей решена для случая бесконечного пласта (для вертикальной границы раздела) в точной постановке. Подход, использованный этим исследователем, был затем перенесен на случай движения границы раздела газ—вода в полу- или бесконечном пласте, имеющие в основном теоретический интерес. Так, А. Х. Мирзаджанзаде и В. В. Мустафаев рассматривают процесс нагнетания воды в галерею, расположенную в полубесконечном газоносном пласте, и закачки воды в скважину исчезающе малого радиуса, находящуюся в бесконечном пласте. Н. Н. Веригин исследовал продвижение воды из полубесконечного водоносного пласта в полосообразную газовую залежь при поддержании на границе раздела (в газовой залежи) постоянного во времени давления.

Задачами с подвижной границей раздела при учете неоднородности пласта по проницаемости занимались М. Т. Абасов, С. И. Алекперов и М. В. Филинов. Полученные решения могут использоваться как эталонные для сопоставления с ними приближенных решений.

Некоторые исследователи (М. Т. Абасов, Ф. Г. Гасанов, Т. Гольдфрахт, П. Ионеску, П. К. Страдымов, Е. Н. Храменков, А. И. Ширковский, П. Т. Шмыгля, К. Мюллер и др.) решение задачи о движении границы раздела газ—вода находят путем совместного рассмотрения уравнения материального баланса и соответствующей формулы теории упругого режима для падения давления на стенке укрупненной скважины при пуске ее в работу с постоянным дебитом в бесконечном (или ограниченном) однородном по коллекторским свойствам пласте. В ряде других исследований или упрощаются существующие решения, или показывается возможность использования какого-либо метода или подхода к решению задачи о движении границы раздела газ—вода (М. Т. Абасов, К. Н. Джалилов, А. М. Кулиев, А. С. Малых, Н. Мухидинов, Ф. Г. Темпель, М. В. Филинов, И. А. Чарный).

Так как в последние годы лабораторными и промысловыми исследованиями установлено, что газ не полностью вытесняется водой, в работе [81] известный метод Баклея—Леверетта использован для подсчета остаточной газонасыщенности за фронтом вытеснения. Наиболее совершенная методика расчета поступления воды в залежь, учитывающая особенности проявления водонапорного режима, изложена в работе [71].

Задачи о разработке газонефтяных месторождений при использовании энергии сжатого газа газовой шапки аналогичны задачам о вторжении воды при разработке газовых месторождений. Разница состоит в том, что отбираемое и закачиваемое количества газа входят в уравнение материального баланса с различными знаками. В связи с этим полученные решения относительно расширения газовой шапки могут быть использованы при расчетах разработки газовых месторождений в условиях водонапорного режима и наоборот. В этом смысле представляют интерес исследования М. Д. Розенберга и М. М. Глоговского процесса разработки газонефтяных месторождений при заданных давлениях на забоях системы инжекционных (газовых) и эксплуатационных (нефтяных) скважин, а также при заданных дебитах эксплуатационных скважин и расходах нагнетаемого в пласт газа. Результаты этих работ могут быть использованы при рассмотрении возможности поддержания пластового давления в газоконденсатных месторождениях путем законтурного заводнения и разработки газовых месторождений в условиях водонапорного режима, а также при создании и эксплуатации подземных газохранилищ в водоносных пластах. Методики прогнозных расчетов применительно к подземным газохранилищам в водоносных пластах приводятся в работах [9, 73, 75].

Описанные методы определения показателей разработки месторождений природных газов в условиях водонапорного режима основываются на некоторых допущениях. Поэтому при изложении в следующих параграфах методов определения количества поступающей

в залежь воды и показателей разработки залежи учитываются наиболее интересные подходы. В § 2, 3, 4 и 5 изложены методы расчета продвижения воды в газовую залежь при замене ее укрупненной скважиной. Результаты расчетов могут быть использованы для определения показателей разработки в условиях равномерного (близкого к равномерному) размещения скважин на площади газоносности.

Методам расчета продвижения воды в газовые залежи при размещении скважин в центральной зоне или при неравномерном размещении скважин на площади газоносности посвящается последний параграф. Задача с подвижной границей раздела газ — вода при неравномерном размещении скважин на площади газоносности формулируется в двумерной постановке при учете неоднородности пласта по коллекторским свойствам, произвольной конфигурации границ газовой залежи и водоносного пласта. Соответствующую методику решения задачи на сетке *RC* можно использовать также при определении показателей разработки газовой залежи в условиях водонапорного режима и размещения скважин в виде батарей или в центральной зоне.

Использование современной аналоговой и вычислительной техники пока еще позволяет находить лишь приближенные решения двумерных задач с подвижной границей раздела газ — вода, что объясняется сложностью и нелинейностью подобных задач.

§ 2. Расчет продвижения подошвенной воды в газовую залежь методом последовательных приближений на основе теории упругого режима фильтрации

На ранних этапах проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений еще недостаточна информация о необходимых для соответствующих расчетов исходных данных и невысока ее достоверность. Поэтому при оценочных расчетах поступления воды в газовую залежь ее можно рассматривать как укрупненную скважину с неизменным во времени радиусом, особенно если имеется подошвенная вода. При поступлении в залежь подошвенной воды часто бывает допустимым пренебрежение потерями давления в обводненной зоне пласта. Водоносный пласт принимается однородным по коллекторским свойствам и постоянным по мощности, т. е. заменяется эквивалентным пластом со средними (по отношению к реальному) параметрами.

Принимаем следующую схематизацию. Газовая залежь представляется укрупненной скважиной радиусом $R_з$ [1]. Радиус укрупненной скважины определяется из равенства $S = \pi R_з^2$ (здесь S — площадь газоносности). Если возмущение, вызванное разработкой газовой залежи, за рассматриваемый период времени не достигает внеш-

[1] Если газовая залежь по форме близка к круговой, т. е. соотношение ее большой оси к малой меньше трех. В противном случае целесообразно задачу с подвижной границей раздела газ—вода рассматривать как двумерную.

ней границы, то водоносный пласт принимается бесконечным по протяженности. В противном случае водоносный пласт представляется круговым с радиусом $R_к$.

Считаем, что известны запасы газа, начальные пластовые давление и температура, параметры водоносного пласта, наличие или отсутствие области питания и др.

Необходимо определить показатели разработки газовой залежи при водонапорном режиме, при которых обеспечивается получение заданного отбора газа $Q = Q(t)$. Согласно изложенному в предыдущем параграфе, необходимо прежде всего рассчитать продвижение воды в газовую залежь на разные моменты времени.

Рассмотрим наиболее простую методику определения изменения во времени среднего пластового давления в залежи в условиях водонапорного режима. Расчеты основаны на методе последовательных приближений и использовании решений для неустановившегося притока воды к укрупненной скважине.

Пусть укрупненная скважина радиусом $R_з$ эксплуатируется с постоянным во времени перепадом давления $\Delta p = p_н - p_с$ ($p_н$ — начальное давление в водоносном пласте, $p_с$ — забойное давление на стенке укрупненной скважины). Требуется найти зависимость изменения во времени суммарного количества воды, поступающей в газовую залежь. Задача сводится к решению дифференциального уравнения теории упругого режима фильтрации

$$\frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{1}{\varkappa}\frac{\partial p}{\partial t} \tag{1}$$

при следующих условиях:

$$t = 0, \quad p = p_н; \tag{2}$$

$$r = R_з, \quad \Delta p = p_н - p_с = \text{const}; \tag{3}$$

$$r \to \infty, \quad p = p_н \tag{4а}$$

или

$$r = R_к, \quad p = p_н \tag{4б}$$

или

$$r = R_к, \quad \frac{\partial p}{\partial r} = 0. \tag{4в}$$

В уравнении (1) $\varkappa$ — средний для водоносного пласта коэффициент пьезопроводности.

Уравнение (1) описывает изменение давления в любой точке водоносного пласта в любой момент времени. Начальное условие (2) характеризует невозмущенность водоносного пласта до начала разработки залежи. Граничное условие на стенке укрупненной скважины (3) показывает, что она эксплуатируется при постоянном во времени перепаде давления Δp. На внешней границе водоносного пласта задается одно из условий (4а)—(4в). Если водоносный пласт может рассматриваться как бесконечный, то используется условие (4а). При наличии области питания на расстоянии $R_к$ решается задача (1)—(3), (4б)[1]. При

[1] Если в водоносном пласте имеется естественный фильтрационный поток воды (наклонный начальный ГВК), то, следовательно, имеются области питания и разгрузки.

непроницаемости внешней границы водоносного пласта задача решается при соблюдении условия (4в).

В результате решения задачи (1)—(4) определяется зависимость изменения во времени дебита воды, поступающей в газовую залежь (укрупненную скважину):

$$q_в = q_в(t). \tag{5}$$

Зная зависимость (5), можно определить зависимость изменения во времени суммарного количества воды, поступающей в газовую залежь:

$$Q_в(t) = \int_0^t q_в(t)\,dt. \tag{6}$$

Интегрирование (1)—(4), осуществленное Ван Эвердингеном и Херстом [96], приводит к следующему выражению для $Q_в(t)$:

$$Q_в(t) = \frac{2\pi k h R_з^2}{\mu_в \varkappa} \Delta p \overline{Q}(\text{fo}). \tag{7}$$

Здесь k — средний для водоносного пласта коэффициент проницаемости; h — средняя для водоносного пласта эффективная мощность; $\mu_в$ — коэффициент динамической вязкости воды при пластовой температуре; $\text{fo} = \varkappa t/R_з^2$ — параметр Фурье.

Функция $\overline{Q}$ (fo) записывается по-разному в зависимости от того, при каком из условий — (4а), (4б) или (4в) — решается задача.

В случае, например, пласта, бесконечного по протяженности, функция $\overline{Q}$ (fo) будет

$$\overline{Q}(\text{fo}) = \frac{4}{\pi^2} \int_0^\infty \frac{(1 - e^{u^2 \text{fo}})\,du}{u^3 [J_0^2(u) - Y_0^2(u)]}. \tag{8}$$

Здесь J_0 и Y_0 — функции Бесселя соответственно первого и второго рода нулевого порядка.

Расчеты по формуле (7) с учетом выражений типа (8) (для различных условий на внешней границе водоносного пласта) очень громоздки. Поэтому в работе [96] для функций $\overline{Q} = \overline{Q}(\text{fo})$ составлены таблицы (см. также [35]). Помимо таблиц для функции $\overline{Q}$ (fo), можно пользоваться и приближенными, но достаточно точными формулами Ю. П. Борисова, В. Е. Влюшина и В. Н. Щелкачева.

Естественно, что укрупненная скважина (газовая залежь) эксплуатируется с переменными во времени перепадами давления на забое. Поэтому воспользуемся принципом суперпозиции. Однако прежде необходимо задаться темпом изменения забойного давления на стенке укрупненной скважины (пластового давления в газовой залежи).

Так как изменение давления в газовой залежи зависит от темпа поступления воды, а поступление воды определяется изменением

пластового давления в залежи, то воспользуемся методом последовательных приближений.

В первом приближении принимаем, что давление в залежи изменяется так, как оно изменялось бы при газовом режиме. Тогда по уравнению материального баланса для залежи в случае газового режима

$$\tilde{p}(t)=\left(\frac{p_{\text{н}}}{z_{\text{н}}}-\frac{p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}}(t)}{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}}\right)z(\tilde{p}) \quad (9)$$

определяется зависимость

$$\tilde{p}=\tilde{p}(t). \quad (10)$$

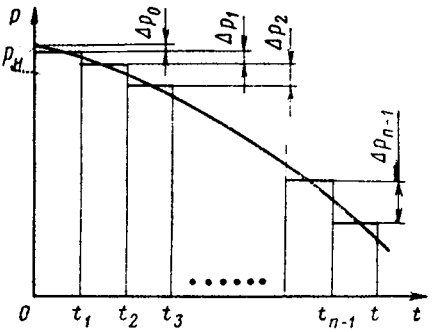


Рис. 54. Аппроксимация зависимости изменения во времени давления на стенке укрупненной скважины ступенчатой зависимостью

Пусть требуется определить суммарное количество воды, которое поступит в залежь к моменту времени t. Интервал времени t разбивается на n одинаковых интервалов, и зависимость (10) аппроксимируется ступенчатой зависимостью (рис. 54). Тогда, согласно принципу суперпозиции, суммарное количество воды, которое поступит в залежь к моменту времени t, определится формулой

$$Q_{\text{в}}(t)=\frac{2\pi khR_{\text{з}}^2}{\mu_{\text{в}}\varkappa}[\Delta p_0\bar{Q}(\text{fo})+\Delta p_1\bar{Q}(\text{fo}-\text{fo}_1)+$$

$$+\Delta p_2\bar{Q}(\text{fo}-\text{fo}_2)+\ldots+\Delta p_{n-1}\bar{Q}(\text{fo}-\text{fo}_{n-1})]. \quad (11)$$

Здесь перепады давлений Δp_0, Δp_1, Δp_2, ... определяют приток воды в течение времени t, $(t-t_1)$, $(t-t_2)$, ... соответственно (см. рис. 54);

$$\text{fo}=\frac{\varkappa t}{R_{\text{з}}^2};$$

$$\text{fo}-\text{fo}_1=\frac{\varkappa(t-t_1)}{R_{\text{з}}^2};$$

$$\text{fo}-\text{fo}_2=\frac{\varkappa(t-t_2)}{R_{\text{з}}^2};$$

. . . . . ;

$$\text{fo}-\text{fo}_{n-1}=\frac{\varkappa(t-t_{n-1})}{R_{\text{з}}^2}=\frac{\varkappa\Delta t}{R_{\text{з}}^2}.$$

Определив по графику на рис. 54 значения перепадов давлений Δp_0, Δp_1, Δp_2, ..., вычислив аргументы функции $\bar{Q}$ и значения самих функций по соответствующей таблице [35], по формуле (11) находим значение $Q_{\text{в}}(t)$. Проведя аналогичные расчеты для других

моментов времени, определяем зависимость изменения во времени суммарного количества воды, поступающей в газовую залежь:

$$Q_в = Q_в(t). \tag{12}$$

Тогда по уравнению материального баланса [1]

$$\tilde{p}(t) = \frac{z(\tilde{p})}{\tilde{\alpha}\Omega_н - Q_в(t)} \left(\frac{\tilde{\alpha}\Omega_н p_н}{z_н} - p_{ат} Q_{доб}(t) \right) \tag{13}$$

определяется зависимость изменения во времени среднего пластового давления при водонапорном режиме

$$\tilde{p} = \tilde{p}(t). \tag{14}$$

При вычислении зависимости (14) темп изменения пластового давления был задан, как при газовом режиме. Следовательно, зависимость (10) характеризует заниженные (против истинных) пластовые давления. Поэтому количество поступающей в газовую залежь воды,

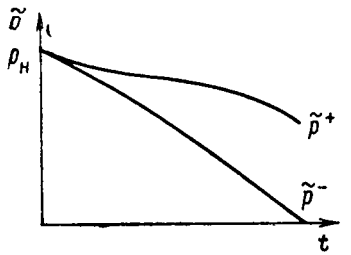


Рис. 55. Зависимости изменения во времени завышенных $\tilde{p}^+$ и заниженных $\tilde{p}^-$ средних пластовых давлений в залежи

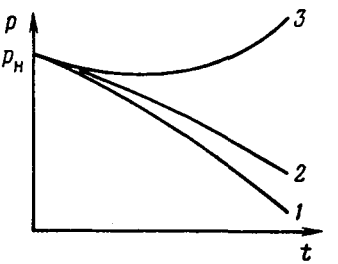


Рис. 56. Пример расходящегося процесса при расчете поступления в залежь подошвенной воды

определенное с использованием формулы (11), будет завышенным, и зависимость (14), вычисляемая по формуле (13), — также завышенной (рис. 55). В результате расчетов получается «вилка», в пределах которой находится искомый закон изменения во времени среднего пластового давления при водонапорном режиме.

Во втором приближении принимается, что поступление воды в газовую залежь определяется найденной зависимостью

$$\tilde{p}^+ = \tilde{p}^+(t). \tag{15}$$

Тогда данная зависимость аппроксимируется ступенчатой зависимостью. В описанной последовательности проводятся расчеты с использованием перепадов давлений, получаемых при аппроксимации

[1] Специальными исследованиями показана возможность широкого использования данного уравнения при проведении газогидродинамических расчетов (для условий водонапорного режима) [71].

зависимости (15) ступенчатой зависимостью. В результате получаются заниженные [но более точные, чем в случае зависимости (10)] значения среднего пластового давления:

$$\bar{\bar{p}}^{-} = \bar{\bar{p}}^{-}(t). \tag{16}$$

В следующем приближении расчеты проводятся с использованием (16) и т. д. до совпадения результатов расчетов в последнем и предпоследнем приближениях или до получения узкой «вилки», позволяющей принять $\bar{\bar{p}}(t) = \frac{1}{2}(\bar{\bar{p}}^{-}(t) + \bar{\bar{p}}^{+}(t))$.

В результате расчетов определяются искомые зависимости $Q_в = Q_в(t)$ и $\bar{\bar{p}} = \bar{\bar{p}}(t)$. Об определении иных показателей разработки сказано в предыдущем параграфе.

В ряде случаев описанный процесс последовательных приближений является расходящимся. Это объясняется тем, что принимаемое первое приближение может оказаться грубым, т. е. приводит к чрезмерным (по сравнению с реальными) темпам поступления воды в залежь. На рис. 56 линией *1* условно изображена исходная зависимость $\bar{\bar{p}} = \bar{\bar{p}}(t)$, задаваемая в первом приближении. В результате расчетов с использованием данной зависимости получена линия *3*, т. е. дальнейшие расчеты оказываются невозможными.

Для того чтобы процесс последовательных приближений не оказался расходящимся, в качестве первого приближения задается произвольная зависимость *2*, располагающаяся выше зависимости *1*, и сужение «вилки» начинается с зависимости *2*. При этом зависимость *2* может оказаться заниженной или завышенной. Сходимость результатов расчетов в последующих приближениях является необходимым и достаточным условием получения искомого решения задачи. Могут встретиться случаи, когда в результате расчетов с использованием зависимости *2*, например, до некоторого момента времени получаются завышенные, а затем заниженные (по сравнению с зависимостью *2*) давления. Дальнейший процесс последовательных приближений осуществляется аналогично рассмотренному. Принятие вычисленной зависимости $\bar{\bar{p}} = \bar{\bar{p}}(t)$ в качестве исходной приводит к соответствующим поинтервальным заниженным значениям среднего пластового давления и т. д. [3].

Сказанное поясним следующим примером. Пусть требуется определить зависимость изменения во времени среднего пластового давления в залежи в условиях водонапорного режима и размещения скважин по равномерной сетке на площади газоносности. Исходные данные такие же, как в задаче § 1 предыдущей главы. Водоносный пласт принят бесконечным по протяженности. Значение коэффициента проницаемости водоносного пласта $k = 1$ Д. Дополнительные исходные данные: $\alpha = 0{,}8$; $\varkappa = 12{,}75 \cdot 10^4$ см²/с; $R_з = 13{,}2$ км; $\mu_в = 0{,}45$ спз. При расчетах среднего пластового давления газ принят идеальным. Результаты расчетов представлены в табл. 16 и на рис. 57.

Линия *1* на рис. 57 характеризует темп изменения среднего пластового давления в залежи при газовом режиме. Данная зависимость использована в расчетах первого приближения. Рассчитанные на ее основе величины суммарного поступления воды в залежь приведены в первой строке табл. 16.

Полученной зависимости $Q_в = Q_в(t)$ соответствует завышенная зависимость изменения среднего пластового давления $\tilde{p}^+ = \tilde{p}^+(t)$, представленная во второй строке таблицы и в виде линии *2* на рис. 57. Полученная зависимость не может использоваться в расчетах второго приближения. Поэтому в расчетах второго приближения использована произвольным образом заданная зависимость *3* (см. рис. 57 и третью строку табл. 16). Величины перепадов давлений, полученных при аппроксимации зависимости *3* ступенчатой зависимостью, даются в предпоследней строке таблицы. По данным расчетов во втором приближении получена зависимость *4* на рис. 57. Из рис. 57 нетрудно заметить, что до середины одиннадцатого года разработки зависимость *3* была завышенной, а затем заниженной по отношению к искомой. По результатам расчетов третьего приближения искомая зависимость определена с использованием соотношения $\tilde{p} = \frac{1}{2} \times \times (\tilde{p}^+ + \tilde{p}^-)$, она приведена в последней строке таблицы и в виде линии *5* на рис. 57.

Таблица 16

Некоторые результаты расчетов среднего пластового давления в залежи на разные моменты времени при водонапорном режиме, полученные методом последовательных приближений

Показатели	На конец года разработки							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$Q_в$, 10^6 м^3	1,92	7,8	18,4	34,4	56,8	85,2	119	158
$\tilde{p}^+$, кгс/см^2	295,6	291	284,5	278	271,5	266,5	264	262,5
$\tilde{p}$, кгс/см^2	295,6	291	284,5	278	271,5	262	253	244
Δp, кгс/см^2	2,2	4,5	5,55	6,5	6,5	8	9,25	9
$\tilde{p}$, кгс/см^2	295,6	290,7	283,5	275,5	266,6	256,8	248,2	239,7

Продолжение табл. 16

Показатели	На конец года разработки						
	9	10	11	12	13	14	15
$Q_в$, 10^6 м^3	202	251	303	367	423	490	561
$\tilde{p}^+$, кгс/см^2	266	272,5	280,5	296	325	374	482
$\tilde{p}$, кгс/см^2	234	225	215	204	194	182	170
Δp, кгс/см^2	9,5	9,5	9,5	10,5	10,5	11	12
$\tilde{p}$, кгс/см^2	231,7	224,2	216,7	208,5	203	196	188,5

Таким образом, решение рассматриваемой задачи получено в результате трех последовательных приближений. Изменим теперь условия задачи, приняв $k = 0{,}02$ Д. Тогда $\varkappa = 2540$ см^2/с. На рис. 58 дается пример аппроксимации зависимости $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$, соответствующей газовому режиму. Точки на рисунке характеризуют завышенную зависимость $\tilde{p}^+ = \tilde{p}^+(t)$. Отсюда следует, что если провести расчеты для второго приближения, то зависимость $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ еще меньше будет отличаться от зависимости $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ для случая газового режима. Даже рассмотрение завышенных значений количеств воды, которые поступят в залежь, показывает, что месторождение будет разрабатываться в условиях практически газового режима. Поэтому расчеты во втором приближении здесь

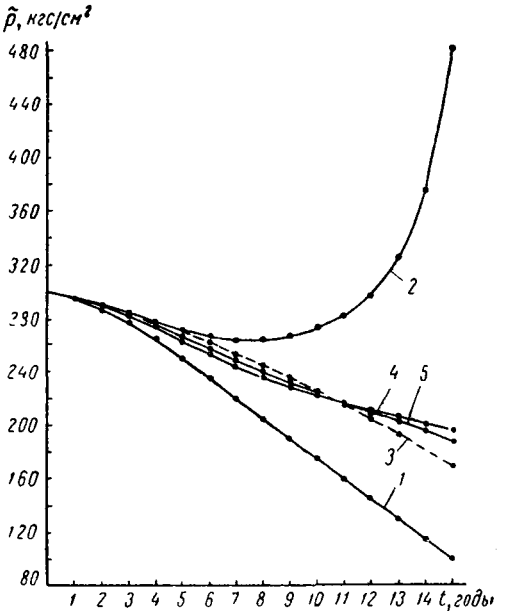


Рис. 57. **Последовательные приближения при расчете поступления подошвенной воды в месторождение *А***

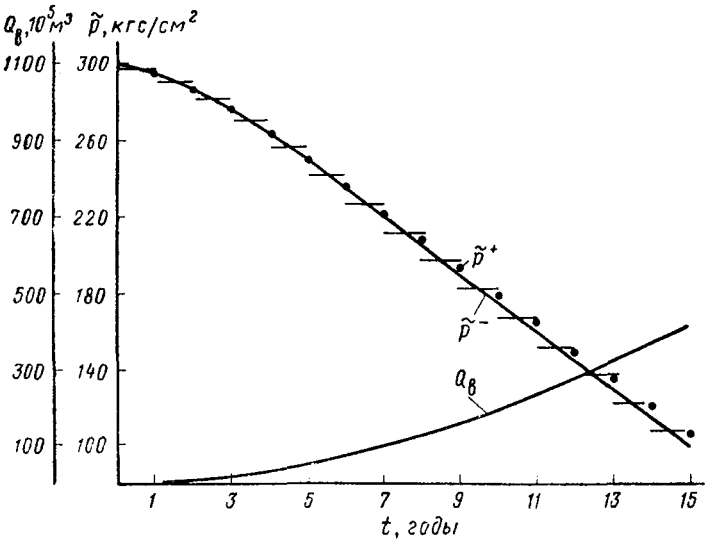


Рис. 58. Результаты расчетов по продвижению воды в месторождение *А* при ухудшенной проницаемости пласта в водоносной зоне

проводить уже излишне. Прогнозные показатели разработки могут быть приняты согласно расчетам для условий газового режима.

Что касается предыдущей задачи, то там проявление водонапорного режима весьма ощутимо. Так, на конец 15-го года разработки в результате поступления воды в залежь среднее пластовое давление почти на 90 кгс/см² выше значения, которое было бы получено, если исходить в расчетах из условий газового режима. Это, естественно, повлияло бы на все технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

Отметим, что изложенный метод последовательных приближений применим и при проведении расчетов на электрических моделях для нахождения изменений пластового давления в группе месторождений природных газов, приуроченных к единому водоносному бассейну (см. гл. VIII, § 2).

Нередки случаи, когда запас упругой энергии в водоносном пласте непосредственно под газовой залежью оказывается значительным и необходимо учитывать «донный» приток воды. С учетом донного притока уравнение (11) записывается в виде [21]:

$$Q_в(t) = \frac{2\pi kh R_з^2}{\mu_в \varkappa}[\Delta p_0 \overline{Q}(\mathrm{fo}) + \Delta p_1 \overline{Q}(\mathrm{fo} - \mathrm{fo}_1) +$$

$$+ \Delta p_2 \overline{Q}(\mathrm{fo} - \mathrm{fo}_2) + \ldots] + \Omega_{пв}\beta^*[p_н - \tilde{p}(t)]. \qquad (17)$$

Здесь $\Omega_{п.в}$ — геометрический объем водонасыщенной подошвенной зоны пласта (в пределах контура газоносности); β^* — коэффициент упругоемкости водоносного пласта.

При написании данной формулы принято предположение, что поступление подошвенной воды (непосредственно из-под залежи) определяется изменением во времени среднего пластового давления по залежи в целом. Из формулы (17) нетрудно понять особенности газогидродинамических расчетов при ее использовании (см. также [21]).

§ 3. Методика расчета продвижения воды с учетом противодавления поступающей в залежь воды

Приведем методику расчетов продвижения воды в газовую залежь применительно к задаче, сформулированной в предыдущем параграфе. Отличие будет состоять в пренебрежении реальными свойствами газа и учете противодавления поступающей в залежь воды. В такой постановке задача впервые рассмотрена И. А. Чарным и решена методом последовательной смены стационарных состояний. Здесь же применим к решению подход, близкий к рассмотренному П. К. Страдымовым и В. Н. Смирновым. Применение формул теории упругого режима обеспечивает бóльшую точность по сравнению с методом последовательной смены стационарных состояний.

В рассматриваемой методике используется решение задачи относительно притока жидкости к укрупненной скважине, пущенной

в эксплуатацию с постоянным во времени дебитом. Тогда требуется найти решение дифференциального уравнения

$$\frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r}+\frac{\partial^2 p}{\partial r^2}=\frac{1}{\varkappa}\cdot\frac{\partial p}{\partial t} \tag{1}$$

при следующих условиях:

$$t=0,\quad p=p_{\text{н}}=\text{const}; \tag{2}$$

$$r=R_{\text{з}},\quad q_{\text{в}}=\frac{2\pi kh}{\mu_{\text{в}}}R_{\text{з}}\frac{\partial p}{\partial r}=\text{const}; \tag{3}$$

$$r\to\infty,\quad p=p_{\text{н}}, \tag{4а}$$

или

$$r=R_{\text{к}},\quad \frac{\partial p}{\partial r}=0, \tag{4б}$$

или

$$r=R_{\text{к}},\quad p=p_{\text{н}}. \tag{4в}$$

Условие (3) — граничное условие на скважине — показывает, что скважина эксплуатируется с постоянным во времени дебитом воды $q_{\text{в}}$. Остальные пояснения предыдущего параграфа к задаче (1)—(4) остаются здесь в силе.

Решение задачи (1)—(3) при одном из условий (4а), (4б) или (4в) записывается в виде [96]:

$$p(R_{\text{з}}, t)=p_{\text{н}}-\frac{q_{\text{в}}\mu_{\text{в}}}{2\pi kh}\overline{P}(\text{fo}). \tag{5}$$

Выражение для функции $\overline{P}$ (fo) зависит от типа условия на внешней границе водоносного пласта.

Функция $\overline{P}$ (fo) в случае, например. бесконечного по протяженности пласта определяется уравнением

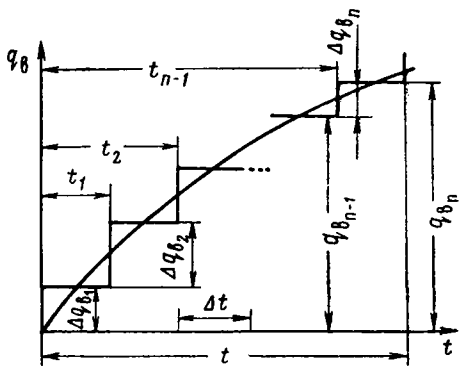


Рис. 59. Аппроксимация зависимости изменения во времени дебита поступающей в залежь воды ступенчатой зависимостью

$$\overline{P}(\text{fo})=\frac{4}{\pi^2}\int_0^\infty\frac{(1-e^{-u^2\,\text{fo}})\,du}{u^3\,[I_1^2(u)+Y_1^2(u)]} \tag{6}$$

(I_1 и Y_1 — функции Бесселя соответственно первого и второго рода первого порядка).

Расчеты изменения во времени давления на стенке укрупненной скважины по формуле (5) с учетом выражения для функции $\overline{P}$ (fo) типа (6) громоздки. С целью облегчения расчетов функции $\overline{P}$ (fo)

для рассматриваемых условий на внешней границе водоносного пласта протабулированы, их можно найти в работах [35, 96].

Получению упрощенных, но достаточно точных формул для определения изменения во времени давления на забое укрупненной скважины, пущенной в эксплуатацию с постоянным или переменным во времени дебитом, посвящены исследования Ю. П. Борисова, В. Е. Влюшина, О. Н. Харина и В. Н. Щелкачева. В принципе полученные этими авторами формулы также могут использоваться при расчетах продвижения воды в газовые залежи.

При разработке месторождений природных газов в условиях водонапорного режима дебит поступающей в залежь воды изменяется во времени. На рис. 59 приведена примерная зависимость изменения во времени дебита воды и аппроксимация этой зависимости ступенчатой линией.

Учитывая принцип суперпозиции, формулу (5) и проведенную аппроксимацию зависимости $q_в = q_в(t)$ для вычисления давления на стенке укрупненной скважины запишем следующую формулу:

$$p(R_з,\ t) = p_н - \frac{\mu_в}{2\pi kh}\sum_{j=1}^{j=n} \Delta q_{в\,j}\,\overline{P}\,(\mathrm{fo} - \mathrm{fo}_{j-1}). \tag{7}$$

Здесь $\mathrm{fo} - \mathrm{fo}_{j-1} = \frac{\varkappa (t - t_{j-1})}{R_з^2}$; согласно рис. 59, $t_{j-1} = \Delta t\ (j-1)$; принимается, что $t_0 = 0$, $\Delta q_{в\,1} = q_{в\,1}$.

Из рис. 59 получаем следующее очевидное рекуррентное соотношение для дебита воды, поступающей в залежь, в момент времени t_j:

$$q_{в\,j} = q_{в\,j-1} + \Delta q_{в\,j}. \tag{8}$$

Здесь принимается $q_{в\,0} = 0$.

Будем теперь считать, что показатели разработки на момент времени $t - \Delta t$ известны. Тогда для количества воды, поступившей в залежь к моменту времени t, с учетом (8) можно записать

$$Q_в(t) = Q_в(t - \Delta t) + [q_в(t - \Delta t) + \Delta q_в(t)]\Delta t, \tag{9}$$

а уравнение материального баланса представляется в виде:

$$\bar{p}(t) = \frac{p_н \bar{\alpha} \Omega_н - p_{ат} Q_{доб}(t)}{\bar{\alpha}\Omega_н - Q_в(t - \Delta t) - [q_в(t - \Delta t) + \Delta q_в(t)]\,\Delta t}. \tag{10}$$

Здесь в обозначениях принято

$$\Delta q_{в\,n} = \Delta q_в(t).$$

Давление на стенке укрупненной скважины равно сумме среднего пластового давления в газовой залежи и противодавления столба воды, поступившей в залежь ко времени t:

$$p(R_з,\ t) = \bar{p}(t) + \rho_в y_в(t) \tag{11}$$

или, с учетом (7) и (10) имеем

$$p_{\text{н}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \sum_{j=1}^{j=n} \Delta q_{\text{в}\,j} \overline{P}\,(\text{fo} - \text{fo}_{j-1}) =$$

$$= \frac{p_{\text{н}} \breve{\alpha}\Omega_{\text{н}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}(t)}{\breve{\alpha}\Omega_{\text{н}} - Q_{\text{в}}(t - \Delta t) - [q_{\text{в}}(t - \Delta t) + \Delta q_{\text{в}}(t)]\,\Delta t} + \rho_{\text{в}} y(t), \qquad (12)$$

или

$$p_{\text{н}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \Delta q_{\text{в}}(t)\,\overline{P}\,(\text{fo} - \text{fo}_{n-1}) - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \sum_{j=1}^{j=n-1} \Delta q_{\text{в}\,j} \overline{P}\,(\text{fo} - \text{fo}_{j-1}) =$$

$$= \frac{p_{\text{н}} \breve{\alpha}\Omega_{\text{н}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}(t)}{\breve{\alpha}\Omega_{\text{н}} - Q_{\text{в}}(t - \Delta t) - [q_{\text{в}}(t - \Delta t) + \Delta q_{\text{в}}(t)]\,\Delta t} + \rho_{\text{в}} y(t). \qquad (13)$$

Отсюда, решая квадратное уравнение (13) относительно $\Delta q_{\text{в}}(t)$, получаем

$$\Delta q_{\text{в}}(t) = \frac{b}{2a} + \sqrt{\left(\frac{b}{2a}\right)^2 - \frac{c}{a}}. \qquad (14)$$

Здесь

$$a = \frac{\mu_{\text{в}}\,\Delta t}{2\pi kh}\,\overline{P}\,(\text{fo} - \text{fo}_{n-1});$$

$$b = p_{\text{н}}\,\Delta t + L\frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh}\,\overline{P}\,(\text{fo} - \text{fo}_{n-1}) - \frac{\mu_{\text{в}}\,\Delta t}{2\pi kh} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{\text{в}\,j} \overline{P}\,(\text{fo} - \text{fo}_{j-1}) - \rho_{\text{в}} y_1'(t);$$

$$c = p_{\text{н}} L - L\frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{\text{в}\,j} \overline{P}\,(\text{fo} - \text{fo}_{j-1}) - d - L\rho_{\text{в}} y(t);$$

$$L = \breve{\alpha}\Omega_{\text{н}} - Q_{\text{в}}(t - \Delta t) - q_{\text{в}}(t - \Delta t)\,\Delta t;$$

$$d = p_{\text{н}} \breve{\alpha}\Omega_{\text{н}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}(t);$$

$\rho_{\text{в}} y(t)$ исчисляется в кгс/см^2.

При проведении расчетов по рекуррентной формуле (14) необходимо иметь в виду следующее. В формулу (14) входит величина $\rho_{\text{в}} y$, соответствующая моменту времени t. Однако количество воды, поступившей в залежь ко времени t, неизвестно и, следовательно, неизвестна величина $\rho_{\text{в}} y$. Эту величину в момент времени $t = t_n$ с высокой степенью точности можно принять равной величине $\rho_{\text{в}} y$ в момент времени t_{n-1}. Тогда по формуле (14) вычисляется $\Delta q_{\text{в}}(t)$, по формуле (9) — значение суммарного количества воды $Q_{\text{в}}(t)$, поступающей в залежь ко времени t; по формуле (10) определяется среднее пластовое давление в момент времени t.

До решения задачи, используя структурную карту, карты равных значений коэффициента газонасыщенной пористости и эффективной мощности, определяют зависимость $y = f(\breve{\alpha}\Omega)$. Для этого залежь

«рассекают» горизонтальными плоскостями на ряд элементарных объемов (рис. 60). Начало оси y помещается на плоскости начального положения газоводяного контакта. Вычисляется зависимость изменения газонасыщенного порового объема залежи в функции переменной y. Характерная зависимость $y = f(\tilde{\alpha}\Omega)$ приведена на рис. 61.

Итак, определив значение $\tilde{\alpha}\Omega(t)$ и зная зависимость $y = f(\tilde{\alpha}\Omega)$, находят высоту подъема ГВК $y(t)$. Найденное значение $y(t)$ используется при вычислении новой уточненной величины $\Delta q_в(t)$ по формуле (14) и т. д.

В результате описанных расчетов получаются зависимости $Q_в = Q_в(t)$, $\tilde{\alpha}\Omega = \tilde{\alpha}\Omega(t)$, $y = y(t)$ и $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$. О дальнейшем порядке определения показателей разработки сказано в § 1 данной главы.

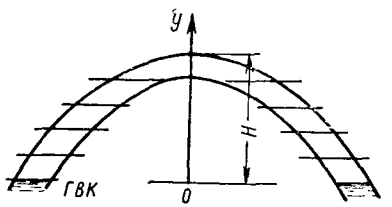


Рис. 60. Разбивка залежи на элементарные объемы:
H — этаж газоносности

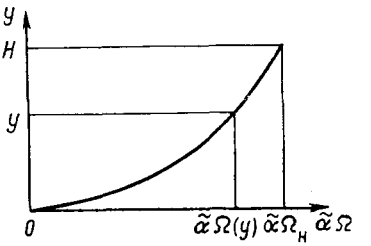


Рис. 61. Пример зависимости $y = f(\tilde{\alpha}\Omega)$

Отметим, что рассмотренная методика без принципиальных трудностей обобщается для случая реального газа и учета других факторов (см., например, в следующем параграфе).

§ 4. Методика расчета продвижения воды в газовую залежь с учетом характерных особенностей водонапорного режима

Рассмотрим методику расчета изменения во времени среднего пластового давления в залежи при водонапорном режиме с учетом реальных свойств газа, неполноты вытеснения газа водой, потерь давления в обводняемом объеме пласта и противодавления воды, поступающей в залежь в процессе разработки.

Газовую залежь представим в виде укрупненной скважины с начальным радиусом $R_з$. Текущий радиус границы раздела газ—вода обозначим через $R(t)$. Обычно мощность пласта несоизмеримо мала по сравнению с протяженностью залежи. Поэтому горизонтальная поверхность границы раздела газ—вода может быть принята за вертикальную. Тогда расчетная схема будет иметь вид, изображенный на рис. 62. Следовательно, рассматриваемая методика пригодна для расчета продвижения в залежь контурной воды. При наличии подош-

венной воды пригодны методики, изложенные в предыдущих параграфах, так как возможно пренебрежение потерями давления в обводняемом объеме залежи при поступлении в нее подошвенной воды.

Как и раньше, зависимость дебита поступающей в залежь воды от времени аппроксимируем ступенчатой линией (см. рис. 59).

Согласно принципу суперпозиции, значение давления на расстоянии $R_з$ в момент времени t определяется уравнением

$$p(R_з,\ t) = p_н - \frac{\mu_в}{2\pi kh}\sum_{j=1}^{n} \Delta q_{в\,j}\,\overline{P}(\mathrm{fo} - \mathrm{fo}_{j-1}). \qquad (1)$$

Связь между дебитом воды в момент времени t и давлениями на расстояниях $R_з$ и R устанавливаем с использованием формулы Дюпюи:

$$q_в(t) = \frac{2\pi k_в h}{\mu_в \ln \dfrac{R_з}{R(t)}}\,[p(R_з,\ t) - (\bar{p}(t) + \rho_в y(t))]. \qquad (2)$$

Здесь $\bar{p}(t)$ — среднее давление в газовой залежи на момент времени t, принимаемое равным давлению на подвижной границе раздела газ—вода; $k_в$ — среднее значение фазовой проницаемости для воды в обводненной зоне газовой залежи.

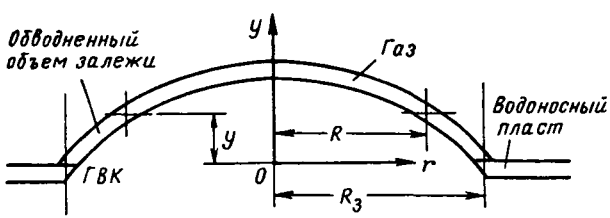


Рис. 62. Схематизация залежи и водоносного пласта при расчете продвижения в залежь контурной воды

Уравнение материального баланса в предположении, что в обводненной зоне залежи газ защемляется при давлении, равном среднему пластовому давлению в соответствующий момент времени, записывается в виде:

$$\bar{p}(t) = \frac{z[p(t)]}{\breve{\alpha}\Omega_н - Q_в(t)}\left(\frac{p_н \breve{\alpha}\Omega_н}{z_н} - p_{ат}Q_{доб}(t)\right). \qquad (3)$$

Для суммарного количества воды, поступившей в газовую залежь на момент времени t, имеем следующее рекуррентное соотношение (см. предыдущий параграф):

$$Q_в(t) = Q_в(t - \Delta t) + (q_в(t - \Delta t) + \Delta q_в(t))\,\Delta t. \qquad (4)$$

Тогда уравнение (3) принимает вид:

$$\bar{p}(t) = \frac{z[\bar{p}(t)]\left(\dfrac{p_н \breve{\alpha}\Omega_н}{z_н} - p_{ат}Q_{доб}(t)\right)}{\breve{\alpha}\Omega_н - [Q_в(t - \Delta t) + (q_в(t - \Delta t) + \Delta q_в(t))\,\Delta t]}. \qquad (5)$$

Из уравнения (2) имеем

$$\bar{p}(R_{\text{в}}, t) = \frac{q_{\text{в}}(t-\Delta t)+\Delta q_{\text{в}}(t)}{2\pi k_{\text{в}} h}\mu_{\text{в}} \ln\frac{R_{\text{з}}}{R(t)} + \tilde{p}(t) + \rho_{\text{в}} y(t). \qquad (6)$$

Сопоставляя уравнения (1) и (6) с учетом (5), получаем

$$p_{\text{н}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh}\Delta q_{\text{в}}(t)\,\overline{P}(\text{fo}-\text{fo}_{n-1}) - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh}\sum_{j=1}^{j=n-1}\Delta q_{\text{в}\,j}\overline{P}(\text{fo}-\text{fo}_{j-1}) =$$

$$= -\frac{q_{\text{в}}(t-\Delta t)+\Delta q_{\text{в}}(t)}{2\pi k_{\text{в}} h}\mu_{\text{в}} \ln\frac{R_{\text{з}}}{R(t)} +$$

$$+ \frac{z[\tilde{p}(t)]\left(\dfrac{p_{\text{н}}\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}}(t)\right)}{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} - [Q_{\text{в}}(t)+(q_{\text{в}}(t-\Delta t)+\Delta q_{\text{в}}(t))\,\Delta t]} + \rho_{\text{в}} y(t). \qquad (7)$$

Принимаем, что в момент времени $t - \Delta t$ все показатели разработки газовой залежи известны. Тогда уравнение (7) представляет собой квадратное уравнение относительно $\Delta q_{\text{в}}(t)$.

Перепишем уравнение (7) в виде:

$$a\,\Delta q_{\text{в}}^2(t) - b\,\Delta q_{\text{в}}(t) + c = 0, \qquad (8)$$

откуда

$$\Delta q_{\text{в}}(t) = \frac{b}{2a} + \sqrt{\left(\frac{b}{2a}\right)^2 - \frac{c}{a}}. \qquad (9)$$

Здесь

$$a = \frac{\mu_{\text{в}}\Delta t}{2\pi kh}\overline{P}(\text{fo}-\text{fo}_{n-1}) + \frac{\mu_{\text{в}}\Delta t}{2\pi k_{\text{в}} h}\ln\frac{R_{\text{з}}}{R(t)};$$

$$b = p_{\text{н}}\Delta t - \frac{\mu_{\text{в}}\Delta t q_{\text{в}}(t-\Delta t)}{2\pi k_{\text{в}} h}\ln\frac{R_{\text{з}}}{R(t)} + L\frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh}\overline{P}(\text{fo}-\text{fo}_{n-1}) -$$

$$- \frac{\mu_{\text{в}}\Delta t}{2\pi kh}\sum_{j=1}^{n-1}\Delta q_{\text{в}\,j}\overline{P}(\text{fo}-\text{fo}_{j-1}) - \rho_{\text{в}} y(t)\Delta t + L\frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi k_{\text{в}} h}\ln\frac{R_{\text{з}}}{R(t)};$$

$$c = p_{\text{н}} L - L\frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh}\sum_{j=1}^{n-1}\Delta q_{\text{в}\,j}\overline{P}(\text{fo}-\text{fo}_{j-1}) -$$

$$- L\frac{\mu_{\text{в}} q_{\text{в}}(t-\Delta t)}{2\pi k_{\text{в}} h}\ln\frac{R_{\text{з}}}{R(t)} - d - \rho_{\text{в}} y(t) L;$$

$$L = \tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} - Q_{\text{в}}(t-\Delta t) - q_{\text{в}}(t-\Delta t)\Delta t;$$

$$d = \left(\frac{p_{\text{н}}\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}}(t)\right) z[\tilde{p}(t)].$$

При решении уравнения (9) в момент времени t в первом приближении принимается:

$$\left.\begin{aligned} z[\tilde{p}(t)] &\approx z[\tilde{p}(t-\Delta t)];\\ y(t) &\approx y(t-\Delta t);\\ R(t) &\approx R(t-\Delta t). \end{aligned}\right\} \qquad (10)$$

Определяется $\Delta q_в(t)$. По формуле (4) вычисляется $Q_в(t)$, по уравнению (5) — $\bar{p}(t)$. По зависимости $y = f(\bar{\alpha}\Omega)$ уточняется $y(t)$, по зависимости $z = z(p)$ — значение $z[\bar{p}(t)]$. С использованием очевидного соотношения

$$Q_в(t) = \pi[R_з^2 - R^2(t)]mh(\bar{\alpha} - \alpha_{ост}) \qquad (11)$$

уточняется положение границы раздела газ—вода в момент времени t:

$$R(t) = \sqrt{R_з^2 - \frac{Q_в(t)}{\pi mh(\bar{\alpha} - \alpha_{ост})}}.$$

С уточненными значениями $y(t)$, $z[\bar{p}(t)]$ и $R(t)$ по формуле (9) вновь определяется $\Delta q_в(t)$ и т. д. до получения различия в последнем и предпоследнем приближениях не более чем на заданную величину погрешности ε.

Использование формул (9), (4), (5), (11) и зависимости $y = f(\bar{\alpha}\Omega)$ для других моментов времени позволяет вычислить следующие показатели:

$$\bar{p} = \bar{p}(t), \quad \Omega = \Omega(t), \quad y = y(t), \quad R = R(t).$$

По известной зависимости изменения во времени среднего пластового давления определяются, как и при газовом режиме и достаточно равномерном размещении скважин, все другие показатели разработки газового месторождения в условиях водонапорного режима.

При достаточно малом шаге Δt на каждом временно́м шаге можно ограничиваться приближениями (10). После расчетов с шагом Δt они повторяются с шагом $\Delta t/2$ для обоснования оптимального временно́го шага.

Остановимся подробнее на использовании уравнения материального баланса для газовой залежи при водонапорном режиме в виде (3), которое освобождает от необходимости знания достаточно трудно определимых[1] коэффициентов начальной $\bar{\alpha}$ и остаточной $\alpha_{ост}$ газонасыщенности. После определения начальных запасов газа $Q_{зап}$ в пласте тем или иным методом (см. главу XII) из формулы начальных запасов, приведенных к атмосферному давлению и стандартной температуре

$$Q_{зап} = \frac{\bar{\alpha}\Omega_н p_н}{z_н p_{ат}} \cdot \frac{T_{ст}}{T_{пл}},$$

определяется величина комплекса $\bar{\alpha}\Omega_н$ (начального газонасыщенного порового объема пласта), входящая в формулу (3). Следовательно, знание величины $\bar{\alpha}$ при данных рассуждениях необязательно. Таким образом, использование уравнения материального баланса в виде (3) оказывается эффективным для решения ряда задач проектирования, анализа и определения перспектив разработки месторождений природных газов при водонапорном режиме. Однако затем в формуле (11) используются коэффициенты $\bar{\alpha}$ и $\alpha_{ост}$. Здесь требования к точности коэффициентов $\bar{\alpha}$ и $\alpha_{ост}$ не такие жесткие, т. е. погрешность в их оценке

[1] При малом числе исходных данных и их малой представительности на ранних, а иногда и на поздних этапах изученности месторождения.

приводит лишь к погрешностям определения потерь давления в обводненной зоне пласта. Кроме того, коэффициенты $\tilde{\alpha}$ и $\alpha_{ост}$ входят в подкоренное выражение, что снижает влияние погрешности их определения на величину погрешности определения $R(t)$, а сама величина $R(t)$ стоит под знаком логарифма.

В заключение приведем результаты расчетов по изложенной методике показателей разработки газовой залежи в условиях водонапорного режима при исходных данных задачи § 4 предыдущей главы. Дополнительные исходные данные таковы: коэффициент проницаемости водоносного пласта $k = 1$ Д; значение фазовой проницаемости для воды в обводненной зоне пласта $k_в = 0{,}2$ Д; $R_э = 1{,}275 \cdot 10^4$ м; $\tilde{\alpha}\Omega_н = 1{,}1 \cdot 10^9$ м^3; водоносный пласт — бесконечный по протяженности.

Результаты расчетов основных показателей разработки приведены в табл. 17. Здесь же для сопоставления дается потребное число скважин для разработки месторождения в условиях газового режима. При определении потребного числа скважин (как при газовом, так

Таблица 17

Изменение во времени основных показателей разработки месторождения *A* в условиях водонапорного режима и размещения скважин по равномерной сетке

Показатели	Годы разработки						
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й
$Q_в$, 10^7 м^3	0,26	0,82	1,82	3,30	5,23	7,46	9,85
$y(t)$, см	0,06	0,55	2,7	9,0	22,7	45,9	80,2
p, кгс/см^2	295,8	289,8	280,1	268,3	254,5	241,4	228,8
$p_с$, кгс/см^2	257,8	251,8	242,1	230,3	216,5	203,4	190,8
q, тыс. м^3/сут	970 *	960 *	940 *	905 *	850	810	775
n	16 *	25 *	34 *	43 *	55	58	61
n при газовом режиме	16 *	25 *	35 *	45 *	59	63	67

Продолжение табл. 17

Показатели	Годы разработки							
	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й	15-й
$Q_в$, 10^7 м^3	12,3	14,8	17,3	19,8	22,3	24,7	27,1	29,5
$y(t)$, см	125,4	181,8	247,9	324	410	505	607	718
p, кгс/см^2	216,9	204,8	193,4	180,8	167,9	154,5	141,5	126,9
$p_с$, кгс/см^2	178,9	166,8	155,4	142,8	129,9	116,5	103,5	88,9
q, тыс. м^3/сут	735	700	660	625	590	540	495	440
n	64	67	71	75	80	87	95	107
n при газовом режиме	73	78	85	92	99	110	121	135

* Дебиты и потребное число скважин относятся к середине соответствующего года разработки.

и при водонапорном режимах) реальные свойства газа учитывались лишь в уравнении материального баланса. При учете продвижения воды в газовую залежь получается экономия в 28 скважин на конец 15-го года разработки. Однако здесь не учтена возможность обводнения и выбытия скважин из эксплуатации.

Из табл. 17 следует, что потребное число скважин в первые годы разработки как в условиях газового, так и водонапорного режима (для рассмотренных исходных геолого-промысловых данных) практически совпадает. На ранних этапах проектирования разработки газовых месторождений отсутствуют достоверные данные о параметрах водоносного пласта и самой залежи. Поэтому, например, при составлении проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения исходят из допущения о проявлении газового режима. Как видно из табл. 17, такое допущение в ряде случаев не вносит значительных погрешностей в расчеты.

§ 5. Определение показателей разработки газовой залежи в период падающей добычи газа при водонапорном режиме

Расчеты продвижения воды в газовую залежь при падающей добыче газа следует осуществлять на электрических моделях или ЭВМ исходя из рассмотрения двумерных задач с подвижной границей раздела газ—вода. Это относится к крупным и средним по запасам газа месторождениям, так как к началу падающей добычи накапливаются значительная информация о залежи и данные о ее разработки. Для небольших месторождений с достаточно однородными коллекторскими свойствами при определении перспектив разработки или доразработки могут использоваться приближенные решения.

Для падающей добычи в случае водонапорного режима справедливо следующее дифференциальное уравнение истощения газовой залежи:

$$nq(t) = -\frac{1}{p_{ат}}\frac{d}{dt}\left[\frac{\tilde{p}(t)\,\tilde{\alpha}\Omega(t)}{z(\tilde{p})}\right]. \qquad (1)$$

Здесь $\tilde{\alpha}\Omega(t)$ — текущий газонасыщенный объем залежи.

Разделим переменные и проинтегрируем уравнение (1) следующим образом:

$$p_{ат}\int_{t-\Delta t}^{t} n(t)\,q(t)\,dt = -\int_{y_{t-\Delta t}}^{y_t} d\left[\frac{\tilde{\alpha}\Omega\tilde{p}}{z(\tilde{p})}\right], \qquad (2)$$

где

$$y_t = \frac{\tilde{\alpha}\Omega(t)\,\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]}; \quad y_{t-\Delta t} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega(t-\Delta t)\,\tilde{p}(t-\Delta t)}{z[\tilde{p}(t-\Delta t)]}.$$

Примем, что число скважин в общем случае в период падающей добычи изменяется в результате обводнения и некоторого добури-

вания новых скважин с целью регулирования движением границы раздела газ—вода, приобщения недренируемых участков пласта и т. д. При решении задачи по шагам приближенно можно оценивать количество обводняющихся скважин за рассматриваемый период времени Δt*. Зависимость $n = n(t)$ считается известной, в частном случае $n = \text{const}$.

Пользуясь ранее применявшимся приемом, результат интегрирования (2) записываем в виде:

$$\frac{p_{\text{ат}}\Delta t}{2}[n(t-\Delta t)\,q(t-\Delta t)+n(t)\,q(t)] = \frac{\bar{\alpha}\Omega(t-\Delta t)\,\bar{p}\;(t-\Delta t)}{z[\bar{p}(t-\Delta t)]} - \frac{\bar{\alpha}\Omega(t)\,\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]}. \tag{3}$$

Для простоты примем, что в период падающей добычи (вследствие невысоких пластовых давлений) можно пренебречь влиянием реальных свойств газов на форму записи уравнения притока газа к скважине. Тогда из уравнения притока газа к средней скважине, записанного с учетом, например, уравнения технологического режима эксплуатации скважин при заданной допустимой депрессии на пласт, находим

$$q(t) = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\frac{A^2}{4B^2} + \frac{\delta(2\bar{p}(t)-\delta)}{B}}. \tag{4}$$

Значение текущего газонасыщенного объема залежи в момент времени t будет

$$\bar{\alpha}\Omega(t) = \bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} - [Q_{\text{в}}(t-\Delta t) + (q_{\text{в}}(t-\Delta t) + \Delta q_{\text{в}}(t))\,\Delta t]. \tag{5}$$

Здесь использованы обозначения предыдущих параграфов.

Подставляя (4) и (5) в (3), получаем

$$\frac{p_{\text{ат}}\Delta t}{2}\left[n(t-\Delta t)\,q(t-\Delta t)+n(t)\left(-\frac{A}{2B}+\sqrt{\frac{A^2}{4B^2}+\frac{\delta(2\bar{p}(t)-\delta)}{B}}\right)\right] = \frac{\bar{\alpha}\Omega(t-\Delta t)\,\bar{p}(t-\Delta t)}{z[\bar{p}(t-\Delta t)]} - \frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]}(\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} - [Q_{\text{в}}(t-\Delta t) + (q_{\text{в}}(t-\Delta t) + \Delta q_{\text{в}}(t))\,\Delta t]). \tag{6}$$

Давление на стенке укрупненной скважины (на расстоянии $R_{\text{з}}$)

$$p(R_{\text{з}}, t) = p_{\text{н}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh}\Delta q_{\text{в}}(t)\,\bar{P}(\text{fo}-\text{fo}_{n-1}) - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh}\sum_{j=1}^{n-1}\Delta q_{\text{в}\,j}\bar{P}(\text{fo}-\text{fo}_{j-1}). \tag{7}$$

* Например, по данным разработки иногда удается получить четкую зависимость процента обводняющих скважин от процента обводнения газовой залежи (или количества поступившей в залежь воды) [21].

Здесь используются и значения $\Delta q_{вj}\,(j = 1, 2, \ldots)$, найденные в результате расчетов для периодов нарастающей и постоянной добычи газа;

$$\text{fo} - \text{fo}_{n-1} = \frac{\varkappa \Delta t}{R_з^2};\quad \Delta q_{в1} = q_{в1};\quad \text{fo}_0 = 0;\quad t = n\,\Delta t.$$

Связь между дебитом воды в момент времени t и давлениями на расстояниях $R_з$ и R устанавливаем, как и ранее, с использованием формулы Дюпюи:

$$q_в(t - \Delta t) + \Delta q_в(t) = \frac{2\pi k_в h}{\mu_в \ln \dfrac{R_з}{R(t)}}\left[p(R_з,\ t) - (\tilde{p}(t) + \rho_в y(t))\right]. \qquad (8)$$

Уравнение (8) с учетом (7) записывается в виде:

$$q_в(t - \Delta t) + \Delta q_в(t) = \frac{2\pi k_в h}{\mu_в \ln \dfrac{R_з}{R(t)}}\left[p_н - \frac{\mu_в}{2\pi kh}\,\overline{P}(\text{fo} - \text{fo}_{n-1})\,\Delta q_в(t) - \right.$$

$$\left. - \frac{\mu_в}{2\pi kh}\sum_{j=1}^{n-1}\Delta q_{в\,j}\overline{P}(\text{fo} - \text{fo}_{j-1}) - (\tilde{p}(t) - \rho_в y(t))\right].$$

Отсюда имеем

$$\Delta q_в(t) = \frac{C_1}{C_2} - \frac{C_3}{C_2}\,\tilde{p}(t). \qquad (9)$$

Здесь

$$C_1 = C_3\left[p_н - \frac{\mu_в}{2\pi kh}\sum_{j=1}^{n-1}\Delta q_{в\,j}\overline{P}(\text{fo} - \text{fo}_{j-1}) - \rho_в y(t)\right] -$$

$$- q_в(t - \Delta t)\ln\frac{R_з}{R(t)};$$

$$C_2 = \ln\frac{R_з}{R(t)} + \frac{k_в}{k}\,\overline{P}(\text{fo} - \text{fo}_{n-1});\quad C_3 = \frac{2\pi k_в h}{\mu_в}.$$

Подставляем (9) в (6):

$$\frac{p_{ат}\,\Delta t}{2}\left[n(t - \Delta t)\,q(t - \Delta t) + n(t)\left(-\frac{A}{2B} + \sqrt{\frac{A^2}{4B^2} + \frac{\delta(2\tilde{p}(t) - \delta)}{B}}\right)\right] -$$

$$= \frac{\tilde{\alpha}\Omega(t - \Delta t)\,\tilde{p}(t - \Delta t)}{z[\tilde{p}(t - \Delta t)]} - \frac{\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]}\times$$

$$\times\left(\tilde{\alpha}\Omega_н - \left[Q_в(t - \Delta t) + q_в(t - \Delta t)\,\Delta t + \frac{C_1}{C_2}\,\Delta t - \frac{C_3}{C_2}\,\tilde{p}(t)\,\Delta t\right]\right). \qquad (10)$$

Уравнение (10) удобно решать путем подбора. Значение $\tilde{p}(t)$ подбирается таким, чтобы тождественно выполнялось соотношение (10). При этом в первом приближении члены, зависящие от решения на момент времени t, принимаются согласно имеющемуся

решению на момент времени $t - \Delta t$. Иначе говоря, принимается, что

$$z[\bar{p}(t)] \approx z[\bar{p}(t-\Delta t)]; \quad R(t) \approx R(t-\Delta t); \quad y(t) \approx y(t-\Delta t). \quad (11)$$

После определения $\bar{p}(t)$ уточняется величина коэффициента сверхсжимаемости газа $z[\bar{p}(t)]$. С использованием формул (5) и (9) определяем текущее значение газонасыщенного объема порового пространства $\bar{\alpha}\Omega(t)$. Найденная величина $\bar{\alpha}\Omega(t)$ позволяет по графику зависимости $y = f(\bar{\alpha}\Omega)$ уточнить величину подъема воды в залежь $y(t)$. Суммарное количество воды, которое поступит в газовую залежь ко времени t, будет

$$Q_в(t) = Q_в(t-\Delta t) + [q_в(t-\Delta t) + \Delta q_в(t)]\Delta t.$$

Найденное значение $Q_в(t)$ используется для уточнения величины текущего радиуса газоносности $R(t)$.

Уточненные значения $z[\bar{p}(t)]$, $R(t)$ и $y(t)$ используются в расчетах второго приближения и т. д. Как обычно, процесс последовательных приближений продолжается до тех пор, пока результаты расчетов в последнем и предпоследнем приближениях будут различаться на величину не более заданной погрешности ε. При малом шаге Δt можно ограничиться первым приближением (11).

По найденной искомой величине $\bar{p}(t)$ и формуле (4) определяем $q(t)$. После этого переходим к расчетам для следующего временно́го слоя. В результате последовательного использования уравнений (10) и (4) определяем искомые зависимости $\bar{p} = \bar{p}(t)$ и $q = q(t)$. Тогда из уравнения технологического режима эксплуатации скважин при допустимой депрессии на пласт $\bar{p}(t) - p_с(t) = \delta(t)$ находим зависимость $p_с = p_с(t)$. Изменение отбора газа из месторождения в период падающей добычи определяется уравнением

$$Q(t) = n(t)\,q(t).$$

При учете разнодебитности скважин результат интегрирования уравнения (1) записываем в виде:

$$Q_{доб}(t) - Q_{доб}(t-\Delta t) = \frac{\bar{\alpha}\Omega(t-\Delta t)\,\bar{p}(t-\Delta t)}{p_{ат} z[\bar{p}(t-\Delta t)]} - \frac{\bar{\alpha}\Omega(t)\,\bar{p}(t)}{p_{ат} z[\bar{p}(t)]}. \quad (12)$$

Тогда вместо уравнения (10) имеем

$$Q_{доб}(t) - Q_{доб}(t-\Delta t) = \frac{\bar{\alpha}\Omega(t-\Delta t)\,\bar{p}(t-\Delta t)}{p_{ат} z[\bar{p}(t-\Delta t)]} -$$

$$- \frac{\bar{p}(t)}{p_{ат} z[\bar{p}(t)]}\left(\bar{\alpha}\Omega_н - \left[Q_в(t-\Delta t) + q_в(t-\Delta t)\Delta t + \frac{C_1}{C_2}\Delta t - \frac{C_3}{C_2}\bar{p}(t)\Delta t\right]\right). \quad (13)$$

Решая квадратное уравнение (13) относительно $\bar{p}(t)$, получаем

$$\bar{p}(t) = -\frac{b}{2a} + \sqrt{\frac{b^2}{4a^2} + \frac{c}{a}}. \quad (14)$$

Здесь

$$a = \frac{C_3 \Delta t}{C_2 p_{ат} z\,[\bar{p}\,(t)]};$$

$$b = \frac{1}{p_{ат} z\,[\bar{p}\,(t)]} \left(\bar{\alpha} \Omega_н - \left[Q_в (t - \Delta t) + q_в (t - \Delta t)\, \Delta t + \frac{C_1}{C_2} \Delta t \right] \right);$$

$$c = \frac{\bar{\alpha} \Omega (t - \Delta t)\, \bar{p}\,(t - \Delta t)}{p_{ат} z\,[\bar{p}\,(t - \Delta t)]} + Q_{доб} (t - \Delta t) - Q_{доб} (t).$$

Перед тем как определить $\bar{p}\,(t)$ из уравнения (14), задаемся добытым количеством газа на момент времени t — $Q_{доб}\,(t)$. Кроме того, в первом приближении принимаем условия (11).

Определяем $\bar{p}\,(t)$. С использованием уравнений притока газа к каждой скважине и соответствующих уравнений технологического режима находим значения $q_i\,(t)$ $(i = 1, 2, \ldots, n)$. По найденным $q_i\,(t)$ уточняется значение добытого количества газа ко времени t, например, по формуле

$$Q_{доб}\,(t) = Q_{доб}\,(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} \left[Q\,(t - \Delta t) + \sum_{i=1}^{n} q_i\,(t) \right].$$

Уточняются значения $z\,[\bar{p}\,(t)]$, $R\,(t)$ и $y\,(t)$ и расчеты повторяются во втором приближении и т. д. в описанном уже порядке.

§ 6. Использование метода электроаналогий для решения двумерных задач с подвижной границей раздела газ—вода

В предыдущих параграфах рассмотрены достаточно простые инженерные методы расчета продвижения воды в газовые залежи и определения основных показателей их разработки. Эти методы достаточно общи, учитывают наиболее существенные факторы и более предпочтительны по сравнению с попытками отыскания аналитических решений соответствующих краевых задач. При отыскании аналитических решений возникают значительные трудности с учетом реальных свойств газа, противодавления поступающей в залежь воды, наличия защемленного газа и фазовой проницаемости в обводненной зоне пласта и т. д.

Остановимся на характерных допущениях и особенностях рассмотренных решений задач по продвижению воды в газовые залежи.

1. Газовая залежь (практически вне зависимости от конфигурации) представляется в виде укрупненной скважины.

2. В пределах залежи фильтрация газа не рассматривается, т. е. не учитываются потери давления в области газоносности. (Достаточно схематично потери давления в периферийной зоне учитываются при рассмотрении разработки залежи в условиях водонапорного режима и размещения скважин в центральной зоне [20]).

3. Считается, что продвижение воды в газовую залежь определяется изменением во времени среднего пластового давления по залежи в целом или в периферийной ее зоне. Для выработки граничного условия на укрупненной скважине используется уравнение материального баланса или выражение для среднего пластового давления в периферийной зоне.

4. Рассматривается неустановившаяся плоскорадиальная фильтрация воды в однородном по коллекторским свойствам водоносном пласте.

В результате указанных допущений расчетные данные о продвижении воды являются средними для месторождения. Они ни в коей мере не характеризуют дифференцированно процесс обводнения залежи и не дают ответа на вопрос о возможном обводнении газовых скважин во времени. Тем не менее такие приближенные расчетные методы могут, а часто и должны применяться для прогноза разработки залежи в начальные моменты времени, особенно когда отсутствуют достоверные данные о коллекторских свойствах, протяженности, характере возможных граничных условий в областях питания и разгрузки водоносного пласта. Проведение приближенных газогидродинамических расчетов, например, рассмотренными методами позволяет получить необходимые укрупненные данные для последующих технико-экономических расчетов. Технико-экономические расчеты характеризуются многовариантностью. Поэтому применение более точных, а следовательно, более громоздких расчетных методов может оказаться нецелесообразным. Технико-экономические расчеты создают возможность выбрать принципиальные системы разработки месторождения и обустройства промысла. В результате этих расчетов получаются также исходные данные для решения ряда других задач, например оптимального распределения отбора газа из газоносной провинции по отдельным газовым (газоконденсатным) месторождениям.

По мере осуществления проекта разработки увеличиваются объем и степень достоверности геолого-геофизической и другой информации о залежи и водоносном пласте. Новые данные часто приводят к необходимости уточнения проектных показателей, установления характера продвижения воды в залежь и возможного обводнения скважин. Для выполнения этих расчетов, а также ряда других необходимо решать двумерные задачи с подвижной границей раздела газ—вода в наиболее общей математической постановке. Возможность решения на сетке *RC* двумерных задач с подвижной границей раздела газ—вода исследовалась в работах П. М. Белаша, А. М. Кириличева, Н. Г. Степанова, А. Н. Тимашева и др.

Рассмотрим методику вычисления на электрических моделях из сопротивлений и емкостей продвижения воды в газовую залежь с учетом неоднородности пласта, произвольного расположения разнодебитных скважин в пласте произвольной конфигурации, не принимая делавшихся ранее допущений.

В случае фильтрации идеального газа задача математически фор-

мулируется следующим образом. Требуется найти решение системы дифференциальных уравнений параболического типа

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)}{\mu_1}\frac{\partial p_1^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)}{\mu_1}\frac{\partial p_1^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2a(x,\ y)\,m_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)\frac{\partial p_1}{\partial t},\quad (x,\ y)\in G_1; \tag{1}$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_2(x,\ y)\,h_2(x,\ y)}{\mu_2}\frac{\partial p_2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_2(x,\ y)\,h_2(x,\ y)}{\mu_2}\frac{\partial p_2}{\partial y}\right]=$$

$$=\beta^*(x,\ y)\,h_2(x,\ y)\frac{\partial p_2}{\partial t},\quad (x,\ y)\in G_2 \tag{2}$$

при следующих начальном и граничных условиях:

$$t=0;\quad p_{1,2}=p_{1,2}(x,\ y),\quad (x,\ y)\in G_1+G_2; \tag{3}$$

$$q_i(t)=\oint_{S_i}\frac{k_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)}{\mu_1}\frac{p_1}{p_{\text{ат}}}\frac{\partial p_1}{\partial l_1}\,dS,\quad (x,\ y)\in S_i \tag{4}$$

или

$$p_{c\,i}=p_{c\,i}(t),\quad i=1,\ 2,\ 3,\ \ldots,\ n; \tag{4а}$$

$$\frac{\partial p_2}{\partial l_3}=0 \text{ или } (u)\ \left.\begin{matrix}p_2'=p_2'(x,\ y)\\ p_2''=p_2''(x,\ y)\end{matrix}\right\}(x,\ y)\in\Gamma_2; \tag{5}$$

$$p_1(x,\ y)=p_2(x,\ y),\quad (x,\ y)\in\Gamma_1; \tag{6}$$

$$\frac{k_1}{\mu_1}\frac{\partial p_1}{\partial l_2}=\frac{k_в}{\mu_2}\frac{\partial p_2}{\partial l_2},\quad (x,\ y)\in\Gamma_1; \tag{7}$$

$$-\frac{\partial l_2}{\partial t}=\frac{k_в(x,\ y)}{\mu_в m_2(x,\ y)\,[\alpha(x,\ y)-\alpha_{\text{ост}}(x,\ y)]}\frac{\partial p_2}{\partial l_2},\quad (x,\ y)\in\Gamma_1 \tag{8}$$

В уравнениях (1)—(8) p_1, p_2 — давления соответственно в области газоносности G_1 и в области водоносности G_2; k — коэффициент проницаемости; $k_в$ — фазовая проницаемость для воды; h — мощность пласта; m — коэффициент пористости; β^* — коэффициент упругоемкости пласта в области водоносности G_2; μ_1, μ_2 — коэффициенты динамической вязкости газа и воды соответственно; t — время; n — число скважин; q_i — дебит i-й газовой скважины, приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре; S — контур скважины; l_1, l_2, l_3 — нормали соответственно к контурам S, Γ_1, Γ_2; Γ_1 — контур подвижной границы раздела газ—вода; Γ_2 — внешний контур водоносного пласта. Величины с индексом 1 относятся к области G_1, с индексом 2 — к области G_2.

Уравнение (1) описывает неустановившуюся фильтрацию идеального газа в неоднородном по коллекторским свойствам пласте, уравнение (2) — неустановившуюся фильтрацию воды в области G_2 (схема задачи представлена на рис. 63).

Условие (3) является начальным и означает, что в начальный момент времени известен закон распределения пластового давления

в областях газо- и водоносности ($G_1 + G_2$). Условие (4) означает, что по скважинам заданы законы изменения допустимого дебита или забойного давления — условие (4а). Здесь и в дальнейшем показатели разработки месторождений природных газов при иных технологических режимах эксплуатации скважин можно определять по уже изложенной методике расчетов (см. § 11 главы V). Условия (5) — граничные условия на внешнем контуре водоносного пласта. Для непроницаемых участков Γ_2 задается значение $\frac{\partial p_2}{\partial l_3} = 0$, для областей питания и разгрузки — соответственно значения $p_2'(t)$ и $p_2''(t)$.

В частном случае давления на контурах областей питания и разгрузки являются постоянными во времени. Условия (6)—(7) должны выполняться на подвижной границе раздела газ—вода, а условие (8) определяет закон ее движения во времени. Условие (6) характеризует условие неразрывности давления на подвижной границе раздела двух фаз Γ_1, а (7) — условие непрерывности потока.

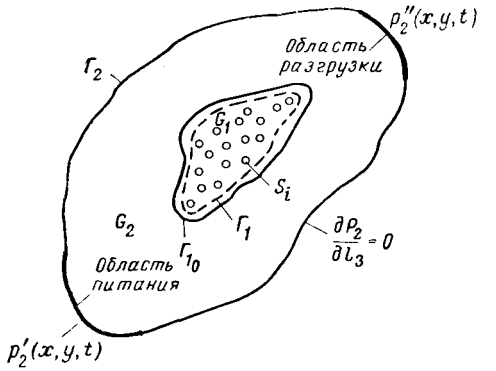


Рис. 63. Схема двумерной задачи с подвижной границей раздела газ—вода:

Γ_{1_0} — контур начальной границы газ — вода

Непосредственное решение на электрических моделях с сеткой RC системы дифференциальных уравнений (1)—(2) при соблюдении условий (3)—(6) затруднительно, так как уравнение (1) нелинейно и оно записано относительно квадратов давления, а уравнение (2) и условия (3)—(8) записаны относительно давлений в первой степени.

Линеаризацию уравнения (1) будем осуществлять на каждом временно́м слое. При отыскании решения на момент времени $t + \Delta t$ нелинейные члены будем вычислять согласно полученному решению задачи на момент времени t. Тогда дифференциальные уравнения неустановившейся фильтрации газа и воды являются сопряженными, и их решение при соответствующих краевых условиях может быть получено на электрических сетках RC.

Для выполнения условия равенства вытесненного объема газа в пластовых условиях объему внедряющейся в залежь воды обе части уравнения (1) разделим на величину среднего давления $\tilde{p}$:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_1 h_1}{\mu_1}\frac{p_1}{\tilde{p}}\frac{\partial p_1}{\partial x}\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_1 h_1}{\mu_1}\frac{p_1}{\tilde{p}}\frac{\partial p_1}{\partial y}\right] = \frac{\alpha m_1 h_1}{\tilde{p}}\frac{\partial p_1}{\partial t}. \qquad (9)$$

Введем коэффициенты пропорциональности между электриче-

скими и фильтрационными параметрами при помощи следующих соотношений:

$$\left.\begin{aligned} u = C_p p_1 = C_p p_2; \quad R = C_R \frac{\mu_1}{k_1 h_1} \frac{p}{p_1} = C_R \frac{\mu_2}{k_2 h_2}; \\ C = C_m \frac{\alpha m_1 h_1}{\tilde{p}} = C_m \beta^* h_2; \quad \frac{x}{x_э} = \frac{y}{y_э} = M; \\ t_э = C_t t; \quad i = C_q Q_1 \frac{p_{ат}}{\tilde{p}} = C_q Q_2. \end{aligned}\right\} \qquad (10)$$

Нетрудно убедиться, что условия подобия протекания электрических и фильтрационных процессов записываются в виде:

$$\frac{C_m C_R}{C_t M^2} = 1; \quad \frac{C_p}{C_R C_q} = 1. \qquad (11)$$

Таким образом, пересчитывая (в итерационном цикле) электрические сопротивления между каждым i и $i + 1$-м узлом и значения электрических емкостей в узлах области газоносности и перенабирая их, можно решить исходную задачу на электрической модели с сеткой RC.

После того как найдено поле давлений на момент времени t, отыскивается новое положение границы раздела газ—вода. Для этого находятся значения нормальных производных для узловых точек, аппроксимирующих текущую границу раздела газ—вода. С использованием (8) вычисляются величины перемещения вдоль нормали каждой точки границы раздела газ—вода. Если за рассматриваемый момент времени Δt точки границы раздела газ—вода перемещаются менее чем на половину шага сеточной области, то при отыскании решения задачи на момент времени $t + \Delta t$ граница раздела газ—вода занимает положение, соответствующее моменту времени t. В противном случае производится новая аппроксимация криволинейной границы раздела газ—вода сеточной границей.

Перед отысканием решения задачи на момент времени $t + \Delta t$ в качестве начального условия задается поле напряжений (давлений), полученное на момент времени t.

Изложенная методика требует большого объема вычислительных работ. Поэтому целесообразно при решении подобных задач на электрических моделях вспомогательные расчеты выполнять при помощи ЭВМ. Перспективным является использование «гибридных» вычислительных машин, создание специализированных электрических моделей для решения задач разработки газовых месторождений.

Необходимость развития пошаговых методов решения на сетке RC задач с подвижной границей раздела газ—вода вытекает не только из соображений учета общей депрессионной воронки и соответственно повышения точности решения. Эти методы исключают необходимость ограничения в отношении неубываемости добычи газа из месторождения во времени (такие ситуации возникают, например,

при создании и эксплуатации подземных газохранилищ в водоносных пластах).

В качестве примера приведем результаты расчетов на УСМ-1, выполненных по методике, изложенной в данном параграфе (применительно к случаю идеального газа).

Прямолинейный пласт дренируется галереей. При $x = 0$ (на галерее) задан постоянный во времени годовой отбор в размере 3% от запасов газа. При $x = L$ (на границе водоносного пласта) поддерживается постоянное во времени давление. Начальная граница раздела газ—вода находится на расстоянии L_0 от галереи.

Исходные данные, принятые в расчетах, следующие: $L = 14$ км; $L_0 = 7$ км; $h_1 = h_2 = 10$ м; $\alpha = 1$; $m_1 = m_2 = 0{,}1$; $k_1 = k_2 = 0{,}1$ Д; $\mu_1 = 0{,}02$ спз; $\mu_2 = 0{,}5$ спз; $\beta^* = 10^{-5}$ 1/(кгс/см^2); $p_н = 300$ кгс/см^2; ширина пласта — 1 км.

Результаты расчетов на УСМ-1 представлены в табл. 18.

Таблица 18

Результаты расчетов на УСМ-1 задачи с подвижной границей раздела газ—вода

Показатели	Годы разработки														
	2-й	4-й	6-й	8-й	10-й	12-й	14-й	16-й	18-й	20-й	22-й	24-й	26-й	28-й	30-й
$p_г$, кгс/см^2	278	262	247	232	219	206	195	184	175	165	157	149	142	135	129
$\tilde{p}_{инт}$ кгс/см^2	282	265	249	236	223	211	200	189	180	170	162	154	147	140	134
$\tilde{p}_{м,\,б}$ кгс/см^2	283	260	250	239	225	215	205	193	185	175	170	160	151	143	140

Обозначения: $p_г$ – давление на эксплуатационной галерее; $\tilde{p}_{инт}$ – среднее по газонасыщенной зоне пластовое давление, вычисляемое на основе результатов электромоделирования на каждом временном слое; $\tilde{p}_{м.\,б}$ – среднее давление в области газоносности, вычисляемое с использованием уравнения материального баланса и данных о поступлении воды в залежь.

Из табл. 18 следует, что расхождение между $\tilde{p}_{инт}$ и $\tilde{p}_{м.\,б}$ составляет не более 5% на момент отбора из залежи 90% запасов газа.

ГЛАВА VII

Особенности определения показателей разработки многопластовых газовых месторождений

§ 1. Вводные замечания

Весьма часто газовые и газоконденсатные месторождения бывают многопластовыми. В ряде случаев продуктивный горизонт целесообразно подразделять на отдельные пачки, особенно если они разобщены друг от друга достаточно выдержанными по площади глинистыми пропластками.

Каждая залежь или пачка подобных месторождений может разрабатываться: а) раздельной, б) совместной или в) раздельно-совместной сетками скважин. В первом случае на каждую залежь или пачку бурится своя система скважин. При совместной сетке каждая скважина одновременно дренирует два пласта и более. С начала разработки газоконденсатных месторождений Кубани на нижнемеловые отложения бурилась единая сетка эксплуатационных скважин. В связи с преждевременным обводнением газовых скважин в нижнемеловых отложениях стали выделять отдельные продуктивные пачки [63, 56, 81]. Для регулирования выработки отдельных пачек на них добуривали новые скважины. Так сложилась комбинированная (раздельно-совместная) сетка скважин [81].

При раздельной разработке многопластового месторождения потребное число скважин для добычи заданного количества газа часто превышает число скважин при совместной разработке одной сеткой скважин нескольких пластов. Однако в первом случае упрощаются контроль за разработкой месторождения, анализ и регулирование процессов разработки многопластового месторождения. При совместной эксплуатации решение этих задач значительно усложняется.

Заранее никогда нельзя сказать, какая из систем разработки многопластового месторождения будет наиболее эффективной. Эффективность различных систем разработки определяется технико-экономическими расчетами. Для проведения этих расчетов, естественно, необходимо пользоваться газогидродинамическими методами расчета основных показателей разработки многопластовых месторождений.

Определять показатели разработки для каждой залежи многопластового месторождения при раздельной ее эксплуатации можно по формулам, приведенным в предыдущих главах.

Методы расчета показателей разработки многопластового месторождения газа при равномерном размещении скважин, эксплуатирующих несколько продуктивных горизонтов, описаны в работах С. С. Гацулаева, М. М. Кашпарова, Ю. П. Коротаева, Е. М. Минского и М. Л. Фиш. Исследования этих авторов выполнены применительно к идеальному газу при тех или иных допущениях.

Б. Б. Лапук, И. Ф. Луканин и А. Б. Товбис исследовали процесс продвижения воды в двупластовом месторождении, разрабатываемом единой сеткой скважин в виде одной кольцевой батареи. Методика расчетов упрощается, если предопределить темпы поступления воды в отдельные горизонты многопластового месторождения. Исходя из такого допущения, А. М. Кулиев, Е. Н. Храменков, П. Т. Шмыгля предложили методику определения основных показателей разработки многопластовых месторождений (в частности, темпов отбора газа из отдельных горизонтов).

Очевидно, что определение показателей разработки многопластовых месторождений сложнее соответствующей задачи, относящейся к отдельным залежам. Сложность эта определяется тем, что изменение пластового давления и отбора из одного пласта непосредственно сказывается на изменении пластового давления и отборов из других пластов, особенно при наличии газодинамической связи между продуктивными горизонтами.

Из сказанного вытекает необходимость использования метода последовательных приближений в описываемых в данной главе методиках расчета. При решении тех или иных задач рассматриваются двупластовые месторождения. Методики расчетов часто могут быть обобщены применительно и к большему числу продуктивных пластов.

§ 2. Определение показателей разработки многопластового месторождения при эксплуатации его единой сеткой скважин при газовом режиме

В предшествующих работах по определению показателей разработки многопластовых месторождений, как отмечалось, реальные свойства газа не учитывались. Как правило, принималось равенство пластового давления в отдельных горизонтах, забойного давления против каждого пласта в соответствующие моменты времени или рассматривался случай, когда насосно-компрессорные трубы (НКТ) находятся выше самого верхнего продуктивного пласта [1]. Проведение расчетов по шагам с использованием метода последовательных приближений позволяет избежать отмеченных допущений.

[1] Практика эксплуатации газовых скважин показала недопустимость подъема НКТ выше кровли даже нижнего продуктивного горизонта, так как это приводит к недоосваиванию отдельных продуктивных интервалов, к образованию в процессе эксплуатации грязевых (песчаных) и водяных пробок. В результате этого создаются условия для неравномерного дренирования пласта и преждевременного обводнения газовых скважин.

Итак, задан суммарный во времени отбор газа из двухпластового месторождения $Q = Q(t)$. Известны необходимые для расчетов параметры, в частности, по данным исследования скважин установлена продуктивная характеристика каждого пласта. Предполагается, что каждый пласт эксплуатируется на режиме поддержания заданной депрессии. Каждый горизонт характеризуется своей допустимой депрессией на пласт. Требуется определить основные показатели разработки многопластового месторождения.

При достаточно равномерном размещении скважин на площади газоносности методика определения показателей разработки сводится к расчетной схеме для «средней» скважины. В данной расчетной схеме величины и параметры, относящиеся к верхнему пласту, будем помечать индексом 1, а к нижнему пласту — индексом 2. Предполагается, как это часто бывает на практике, что продукция обоих пластов поступает на поверхность по НКТ.

Исходя из уравнения притока реального газа к скважине из первого пласта

$$p_{н1}^2 - p_{с1}^2 = A_1 (\mu^* z)_{ср1} q_{н1}^2 + B_1 z_{ср1} q_{н1}^2 \qquad (1)$$

и уравнения технологического режима эксплуатации скважины

$$p_{н1} - p_{с1} = \delta_1, \qquad (2)$$

определяем дебит газа $q_{н1}$ из первого пласта в начальный момент времени:

$$q_{н1} = -\frac{A_1 (\mu^* z)_{ср1}}{2B_1 z_{ср1}} + \sqrt{\left(\frac{A_1 (\mu^* z)_{ср1}}{2B_1 z_{ср1}}\right)^2 + \frac{\delta_1 (2p_{н1} - \delta_1)}{B_1 z_{ср1}}}. \qquad (3)$$

Порядок определения дебита газа по данному уравнению рассмотрен ранее (см. § 4 главы V).

Из уравнения $p_{с1} = p_{н1} - \delta_1$ вычисляется величина забойного давления против первого пласта в начальный момент времени.

По найденным величинам $p_{с1}$, $q_{н1}$, известной величине L (расстояние между серединами интервалов перфорации первого и второго пластов) с использованием формулы Г. А. Адамова [8] вычисляется значение забойного давления против второго пласта $p_{с2}$.

Если оказывается, что

$$p_{н2} - p_{с2} \leqslant \delta_2, \qquad (4)$$

то определяется дебит газа из второго пласта по формуле

$$q_{н2} = -\frac{A_2 (\mu^* z)_{ср2}}{2B_2 z_{ср2}} + \sqrt{\left(\frac{A_2 (\mu^* z)_{ср2}}{2B_2 z_{ср2}}\right)^2 + \frac{p_{н2}^2 - p_{с2}^2}{B_2 z_{ср2}}} \qquad (5)$$

Если расстояние между пластами мало и можно пренебречь потерями давления на участке ствола скважины L, то приток газа из второго пласта можно найти по формуле

$$q_{н2} = -\frac{A_2 (\mu^* z)_{ср2}}{2B_2 z_{ср2}} + \sqrt{\left(\frac{A_2 (\mu^* z)_{ср2}}{2B_2 z_{ср2}}\right)^2 + \frac{p_{н2}^2 - p_{с1}^2}{B_2 z_{ср2}}}.$$

Если $p_{н2} - p_{с2} > \delta_2$, то подбирается такая депрессия на верхний пласт δ_1', чтобы в результате расчетов выполнялось неравенство (4). Поэтому в дальнейшем полагаем, что неравенство (4) на всех временных слоях выполняется.

Зная суммарный объемный дебит газовой скважины $q_н = q_{н1} + q_{н2}$, нетрудно вычислить потребное число газовых скважин на начало разработки месторождения $n_н$.

Найденное решение задачи на начальный момент времени позволяет перейти к определению показателей разработки многопластового месторождения через время Δt. Теперь рассмотрим определение показателей разработки на любой момент времени t в предположении, что известно решение задачи на момент $t - \Delta t$.

На момент времени t для первого пласта имеем следующую систему исходных уравнений:

$$\tilde{p}_1(t) = \left(\frac{p_{н1}}{z_{н1}} - \frac{p_{ат} Q_{доб1}(t)}{\tilde{\alpha}_1 \Omega_{н1}}\right) z(\tilde{p}_1); \tag{6}$$

$$\tilde{p}_1^2(t) - p_{с1}^2(t) = A_1 (\mu^* z)_{ср1} q_1(t) + B_1 z_{ср1} q_1^2(t); \tag{7}$$

$$\tilde{p}_1(t) - p_{с1}(t) = \delta_1. \tag{8}$$

Соответственно для второго пласта имеем

$$\tilde{p}_2(t) = \left(\frac{p_{н2}}{z_{н2}} - \frac{p_{ат} Q_{доб2}(t)}{\tilde{\alpha}_2 \Omega_{н2}}\right) z(\tilde{p}_2) \tag{9}$$

и

$$\tilde{p}_2^2(t) - p_{с2}^2(t) = A_2 (\mu^* z)_{ср2} q_2(t) + B_2 z_{ср2} q_2^2(t). \tag{10}$$

Непосредственное определение из уравнений (6)—(8), (9)—(10) (и из формулы Г. А. Адамова) притоков из первого и второго пластов в момент времени t не представляется возможным, так как неизвестно, как перераспределится суммарный отбор газа между пластами, т. е. неизвестны значения добытых количеств газа из первого и второго пластов на момент времени t. Поэтому при расчетах в первом приближении добытые количества газа из первого и второго пластов оцениваются по формулам

$$\left.\begin{aligned} Q_{доб1}(t) &\simeq Q_{доб1}(t - \Delta t) + n(t - \Delta t) q_1(t - \Delta t) \Delta t; \\ Q_{доб2}(t) &\simeq Q_{доб2}(t - \Delta t) + n(t - \Delta t) q_2(t - \Delta t) \Delta t. \end{aligned}\right\} \tag{11}$$

Тогда из решения системы уравнений (6)—(8) можно найти величины $\tilde{p}_1(t)$, $p_{с1}(t)$ и $q_1(t)$. По формуле Г. А. Адамова определяется забойное давление $p_{с2}(t)$. По известной величине давления $p_{с2}(t)$ и приближенному значению $Q_{доб2}(t)$ путем решения системы уравнений (9)—(10) вычисляются $\tilde{p}_2(t)$ и $q_2(t)$.

Суммарный дебит средней скважины в момент времени t составляет

$$q(t) = q_1(t) + q_2(t),$$

а потребное число газовых скважин

$$n(t)=\frac{Q(t)}{q(t)}.$$

Дальше рассчитываются показатели разработки во втором приближении. Порядок расчетов аналогичен рассмотренному. Значения добытых количеств газа из первого и второго пластов на момент времени t, необходимые для расчетов во втором и последующих приближениях, вычисляются по формулам

$$Q_{\text{доб}\,1}(t)=Q_{\text{доб}\,1}(t-\Delta t)+\frac{n(t-\Delta t)\,q_1(t-\Delta t)+n(t)\,q_1(t)}{2}\Delta t; \quad (12)$$

$$Q_{\text{доб}\,2}(t)=Q_{\text{доб}\,2}(t-\Delta t)+\frac{n(t-\Delta t)\,q_2(t-\Delta t)+n(t)\,q_2(t)}{2}\Delta t \quad (13)$$

и т. д. Проведение расчетов в указанной последовательности и для других моментов времени позволяет найти зависимости изменения во времени основных показателей разработки многопластового месторождения для периодов нарастающей и постоянной добычи газа.

Учет разнодебитности скважин покажем для некоторого момента времени t.

В первом приближении задаемся некоторыми значениями добытого количества газа из первого и второго пластов на момент времени t согласно соотношениям (11). Тогда по уравнению материального баланса (6) определяется среднее давление $\bar{p}_1(t)$. По найденной величине $\bar{p}_1(t)$ с использованием уравнений притока газа к скважинам из первого пласта и технологических режимов эксплуатации определяются для каждой скважины дебиты газа из первого пласта $q_{1i}(t)$ и забойные давления $p_{c1\,i}(t)$. По формуле Г. А. Адамова определяются забойные давления в скважинах против второго пласта $p_{c2\,i}(t)$.

По формуле (9) вычисляется $\bar{p}_2(t)$. По уравнениям притока газа к скважинам из второго пласта при известных величинах $\bar{p}_2(t)$ и $p_{c2\,i}(t)$ находятся значения $q_{2i}(t)$.

Дебит i-й эксплуатационной скважины в момент времени t составляет

$$q_i(t)=q_{1\,i}(t)+q_{2i}(t),$$

а суммарный отбор из эксплуатируемых $n_э$ скважин равен

$$Q_э(t)=\sum_{i=1}^{n_э} q_i(t).$$

Дефицит в добыче, который должен компенсироваться вводом в эксплуатацию новых скважин, составляет

$$Q_п(t)=Q(t)-Q_э(t)$$

а соответствующее число проектных скважин можно вычислить по формуле

$$n_{\text{п}}(t)=\frac{Q(t)-Q_{\text{э}}(t)}{q(t)}.$$

Здесь $q(t)$ — дебит средней скважины.

Согласно характеристике средней скважины,

$$q(t)=\frac{1}{n_{\text{э}}}\sum_{i=1}^{n_{\text{э}}}q_i(t).$$

Добытые количества газа из первого и второго пластов для расчетов во втором приближении оцениваются по формулам

$$Q_{\text{доб}\,1,2}(t)\approx Q_{\text{доб}\,1,2}(t-\Delta t)+\frac{\Delta t}{2}\Big[Q_{1,2}(t-\Delta t)+$$

$$+\sum_{i=1}^{n_{\text{э}}}q_{1,2\,i}(t)+n_{\text{п}}(t)\,q_{1,2}(t).\Big].$$

Здесь

$$q_{1,2}(t)=\frac{1}{n_{\text{п}}(t)}\sum_{i=n_{\text{э}}+1}^{n_{\text{п}}(t)}q_{1,2i}(t).$$

В остальном порядок расчетов аналогичен расчетам в первом приближении и т. д.

Теперь рассмотрим порядок расчетов на среднюю скважину для периода падающей добычи газа. Предполагая, что решение задачи на момент времени $t-\Delta t$ известно, дебит газа из первого пласта в момент времени t вычисляем по формуле (см. § 4 главы V)

$$q_1(t)=-\left(\frac{n(t)\,p_{\text{ат}}}{\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}\Delta t+\frac{A_1(\mu^*z)_{\text{ср}\,1\,t}}{\delta_1(t)\,z[\bar{p}_1(t)]}\right)\frac{\delta_1(t)\,z[\bar{p}_1(t)]}{2B_1z_{\text{ср}\,1\,t}}+$$

$$+\sqrt{\left[\left(\frac{n(t)\,p_{\text{ат}}}{\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}\Delta t+\frac{A_1(\mu^*z)_{\text{ср}\,1\,t}}{\delta_1(t)\,z[\bar{p}_1(t)]}\right)\frac{\delta_1(t)\,z[\bar{p}_1(t)]}{2B_1z_{\text{ср}\,1\,t}}\right]^2+}$$

$$+\left(-\frac{n(t-\Delta t)\,p_{\text{ат}}q_1(t-\Delta t)}{\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}+2\frac{\bar{p}_1(t-\Delta t)}{z[\bar{p}_1(t-\Delta t)]}-\frac{\delta_1(t)}{z[\bar{p}_1(t)]}\right)\frac{\delta_1(t)\,z[\bar{p}_1(t)]}{B_1z_{\text{ср}\,1\,t}}}.\qquad(14)$$

О порядке расчетов по формуле (14) см. § 4 главы V.

Проведя в описанной выше последовательности расчеты, определяем величину забойного давления против второго пласта $p_{\text{с}\,2}$ в момент времени t.

Вычисление притока газа из второго пласта в период падающей добычи в момент времени t при величине забойного давления $p_{\text{с}\,2}(t)$ проводится следующим образом.

Интегрирование дифференциального уравнения истощения газовой залежи дает для второго пласта (см. § 4 главы V)

$$\frac{p_{ат}\Delta t}{2\tilde{\alpha}_2\Omega_{н\,2}}\left(n(t-\Delta t)\,q_2(t-\Delta t)+n(t)\,q_2(t)\right)=\frac{\tilde{p}_2(t-\Delta t)}{z[\tilde{p}_2(t-\Delta t)]}-\frac{\tilde{p}_2(t)}{z[\tilde{p}_2(t)]}. \quad (15)$$

Из уравнения притока реального газа к скважине из второго пласта имеем

$$\tilde{p}_2(t)=\sqrt{p^2_{с\,2}(t)+A_2(\mu^*z)_{ср\,2\,t}q_2(t)+B_2z_{ср\,2\,t}q_2^2(t)}.$$

Подставив выражение для среднего пластового давления в уравнение (15), получаем

$$\frac{p_{ат}\Delta t}{2\tilde{\alpha}_2\Omega_{н\,2}}\left(n(t-\Delta t)\,q_2(t-\Delta t)+n(t)\,q_2(t)\right)=\frac{\tilde{p}_2(t-\Delta t)}{z[\tilde{p}_2(t-\Delta t)]}-\frac{1}{z[\tilde{p}_2(t)]}\times$$

$$\times\sqrt{p^2_{с\,2}(t)+A_2(\mu^*z)_{ср\,2\,t}q_2(t)+B_2z_{ср\,2\,t}q_2^2(t)}. \quad (16)$$

При нахождении из уравнения (16) величины $q_2(t)$ неизвестные величины $z[\tilde{p}_2(t)]$, $(\mu^*z)_{ср\,2}$, $z_{ср\,2}$ в момент времени t принимаются равными соответственно давлениям, вычисленным на предыдущем временно́м слое, и затем итерируются (уточняются).

Дальнейшие расчеты аналогичны рассмотренным выше и в предыдущих параграфах.

При условиях, которые отмечались в § 4 главы V, реальные свойства газов практически не влияют на форму записи уравнения притока к скважине. В этих случаях расчеты можно проводить по упрощенным формулам, описанным в § 4 главы V. Тогда уравнение (16) записывается в виде:

$$\frac{p_{ат}\Delta t}{2\tilde{\alpha}_2\Omega_{н\,2}}\left(n(t-\Delta t)\,q_2(t-\Delta t)+n(t)\,q_2(t)\right)=\frac{\tilde{p}_2(t-\Delta t)}{z[\tilde{p}_2(t-\Delta t)]}-\frac{1}{z[\tilde{p}_2(t)]}\times$$

$$\times\sqrt{p^2_{с\,2}(t)+A_2q_2(t)+B_2q_2^2(t)}.$$

По изложенной методике определены показатели разработки двупластового месторождения C применительно к периодам нарастающей, постоянной и падающей добычи газа.

Изменение во времени отбора газа из рассматриваемого месторождения в периоды нарастающей и постоянной добычи задано таким же, как из месторождения A. Здесь и в некоторых дальнейших примерах предполагается, что два пласта дренируются единой сеткой скважин. При этом допустимая депрессия на каждый пласт составляет 38 кгс/см².

Исходные данные, принятые в расчетах, следующие: $p_{н1}=p_{н2}=$ $=300$ кгс/см²; состав газа — как в месторождении A; $\tilde{\alpha}_1\Omega_{н1}=1{,}1\cdot10^9$ м³; $\tilde{\alpha}_2\Omega_{н2}=10^9$ м³; $A_1=1{,}365\cdot10^{-3}\dfrac{(\text{кгс/см}^2)^2\cdot\text{с}}{\text{см}^3}$; $B_1=4{,}65\cdot10^{-11}\left(\dfrac{(\text{кгс/см}^2)\cdot\text{с}}{\text{см}^3}\right)^2$; $A_2=2\cdot10^{-3}\dfrac{(\text{кгс/см}^2)^2\cdot\text{с}}{\text{см}^3}$; $B_2=7\cdot10^{-11}\left(\dfrac{(\text{кгс/см}^2)\cdot\text{с}}{\text{см}^3}\right)^2$; $\delta_1\leqslant38$ кгс/см²; $\delta_2\leqslant38$ кгс/см².

Результаты соответствующих расчетов приведены в табл. 19 и на рис. 64.

Таблица 19

Показатели разработки месторождения *C* единой сеткой скважин в условиях газового режима

Показатели	Годы разработки											
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й
$\bar{p}_1$, кгс/см²	297,1	293,2	286,4	277,1	266,1	255,2	244,8	235,0	225,8	217,0	280,4	200,0
$\bar{p}_2$, кгс/см²	297,7	294,7	288,9	280,9	270,3	260,7	250,8	241,3	232,4	223,8	215,4	207,1
p_c, кгс/см²	259,7	256,7	250,9	242,9	232,3	222,2	212,8	203,8	194,4	185,8	177,4	169,1
q_1 (t), тыс. м³/сут	958	930	891	845	798	757	721	690	662	636	611	586
q_2 (t), тыс. м³/сут	710	704	692	675	653,88	631,93	610,33	589,33	569,38	550,07	530,67	510,17
$Q_{доб1}$ (t), млрд. м³	3,3	8,4	14,6	22,6	32,0	41,4	50,7	60,1	69,2	78,3	87,7	97,0
$Q_{доб2}$ (t), млрд. м³	2,4	6,3	11,1	17,5	25,2	33,1	40,9	48,9	56,8	64,7	72,8	80,9
$Q_{доб}$ (t), млрд. м³	5,7	14,7	25,8	40,1	57,3	74,5	91,7	109	126	143	160,5	178
n	10	16	20	26	33	34	36	38	38	40	43	44

Продолжение табл. 19

Показатели	13-й	14-й	15-й	16-й	17-й	18-й	19-й	20-й	21-й	22-й	23-й	24-й	25-й
$\bar{p}_1$ (t), кгс/см²	192,1	184,4	176,9	169,8	163,0	156,6	150,5	144,7	139,2	133,9	128,8	123,9	119,3
$\bar{p}_2$ (t), кгс/см²	199,3	191,7	184,3	177,2	170,6	164,2	158,2	152,5	146,9	141,7	136,7	131,8	127,2
p_c (t), кгс/см²	161,3	153,7	146,3	139,2	132,6	126,2	120,2	114,5	108,9	103,7	98,7	93,8	89,2
q_1 (t), тыс. м³/сут	563	541	519	499	479	460	443	425	409	393	378	363	349
q_2 (t), тыс. м³/сут	493,43	475,55	457,83	440,81	424,66	409,10	394,16	379,81	365,90	352,51	339,55	327,11	315,01
$Q_{доб1}$ (t), млрд. м³	106,1	115,1	124,2	132,8	141,2	149,2	156,9	164,3	171,4	178,3	184,8	191,2	197,2
$Q_{доб2}$ (t), млрд. м³	88,9	96,8	104,8	112,5	119,9	126,9	133,8	140,4	146,8	152,9	158,9	164,5	170,0
$Q_{доб}$ (t), млрд. м³	195	212	22,9	245,3	261,1	276,2	290,8	304,8	318,2	331,2	343,7	355,7	367,3
n	45	46	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48

Согласно исходным данным, первый пласт имеет бо́льшие запасы, чем второй пласт. Тем не менее среднее пластовое давление в первом пласте уменьшается быстрее, чем во втором, вследствие своей лучшей продуктивной характеристики. При этом, естественно, допустимая депрессия лишь одного из пластов (второго) определяла суммарный дебит скважины и соответственно иные показатели разработки месторождения *С*.

Когда расстояние между пластами мало и в расчетах можно использовать равенство

$$p_{c1}(t) \simeq p_{c2}(t),$$

то целесообразен следующий порядок расчетов.

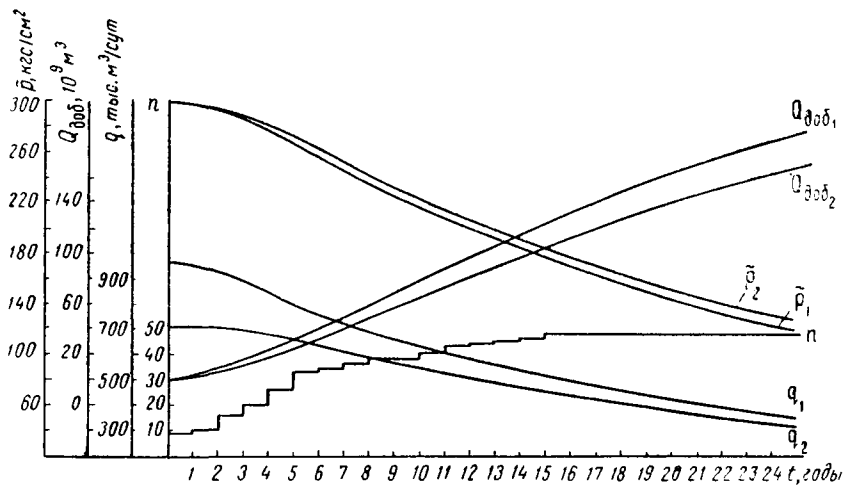


Рис. 64. Изменение во времени показателей разработки месторождения *С* в условиях газового режима (вариант с $p_{н1} = p_{н2} = 300$ кгс/см²)

В начальный момент времени, например для первого пласта при допустимой депрессии δ_1, определяются искомые показатели разработки. Если оказывается, что

$$p_{н2} - p_{c1} > \delta_2,$$

то расчеты начинаются вновь и теперь уже в качестве базового рассматривается второй пласт. Тогда показатели разработки двупластового месторождения определяют исходя из допустимой депрессии на второй пласт. Рабочая же депрессия на первый пласт будет в этом случае меньше допустимой. Таким образом, в процессе расчета постоянно необходимо устанавливать, какой из пластов в какой момент времени является лимитирующим при вычислении суммарного дебита скважины.

Изложенные алгоритмы пригодны для определения показателей разработки как для случаев, когда $p_{н1} = p_{н2}$, так и для случаев, когда $p_{н1} \neq p_{н2}$. Однако при неодинаковых пластовых давлениях

область применимости изложенных алгоритмов распространяется пока на случаи

$$\tilde{p}_i(t) - p_c(t) \geqslant 0.$$

Если в начальный или текущие моменты времени для i-го пласта имеем неравенство вида

$$\tilde{p}_i(t) - p_c(t) < 0,$$

то это означает, что i-й пласт поглощающий. Тогда для него уравнение притока (оттока) записывается в виде:

$$p_c^2(t) - \tilde{p}_i^2(t) = A_i q_i(t) + B_i q_i^2(t).$$

После вычисления величины расхода $q_i(t)$, поглощаемого i-м пластом, расходу $q_i(t)$ присваивается знак минус. И в дальнейших расчетах (в выражениях (12), (13), а следовательно, и в уравнении

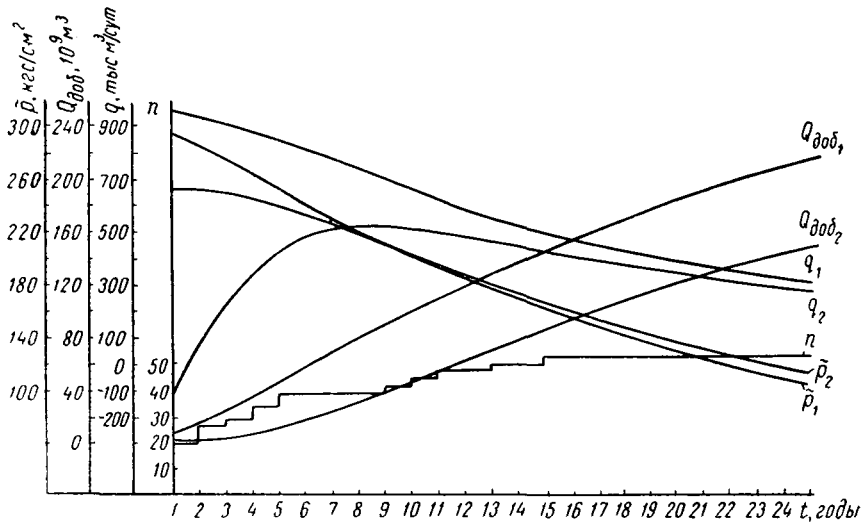


Рис. 65. Изменение во времени показателей разработки месторождения *С* в условиях газового режима (вариант с $p_{н1} = 300$ кгс/см², $p_{н2} = 250$ кгс/см²)

материального баланса) знак и величина $q_i(t)$ позволяют учесть поглощение газа пластом.

Результаты расчетов на ЭВМ по только что изложенному алгоритму представлены на рис. 65. Показатели разработки определены для месторождения *С*. Исходные данные отличаются от данных предыдущего примера тем, что давления по пластам принимаются $p_{н1} = 300$ кгс/см² и $p_{н2} = 250$ кгс/см² (верхний пласт).

В начальные моменты времени второй пласт поглощал газ. Так, при $t = 0$ $p_c = p_{н1} - \delta_1 = 262$ кгс/см² и $p_{н2} - p_c = -12$ кгс/см² < 0. В связи с этим, пока давления в пластах не сравнялись, первый пласт ограничивал суммарный

дебит скважины. В этот период рабочая депрессия на второй пласт все время возрастала, что объясняет увеличение притока газа из этого пласта. С момента достижения равенства

$$\bar{p}_1(t) = \bar{p}_2(t)$$

контролирующим показатели разработки стал второй пласт.

Изложенные особенности определения показателей разработки многопластовых месторождений необходимо учитывать и при водонапорном режиме (см. следующий параграф).

В заключение отметим, что предлагавшиеся ранее аналитические и градиентные методы решения системы алгебраических уравнений применительно к многопластовым месторождениям (при нелинейном законе фильтрации газа), видимо, не могут учитывать особенностей изменения показателей разработки, например для случая, представленного на рис. 65.

§ 3. Определение показателей разработки многопластового месторождения единой сеткой скважин при водонапорном режиме

Предполагаем, что известны все необходимые для расчетов исходные геолого-промысловые данные. Задан суммарный отбор газа из месторождения во времени $Q = Q(t)$. Требуется определить основные показатели разработки месторождения.

Для упрощения рассматриваем двупластовое месторождение. Расстояние между пластами таково, что допустимо принятие равенства забойных давлений против верхнего (первого) и нижнего (второго) пластов в каждый момент времени. В расчетной схеме предполагается достаточная равномерность сетки размещения скважин на площади газоносности, т. е. принимается возможность определения величин притоков газа из каждого пласта и притоков воды по соответствующим значениям средних пластовых давлений в отдельных залежах. Тогда, как и ранее, основная задача заключается в определении изменения во времени средних пластовых давлений в первой и второй залежах. Определение других показателей разработки месторождения уже не встречает значительных трудностей.

Каждую залежь аппроксимируем равновеликой укрупненной скважиной. Расчеты будем проводить по шагам. Если решение задачи на некоторый момент времени $t - \Delta t$ известно, то, согласно § 4 главы VI, для определения изменения дебита воды, поступающей в каждую укрупненную скважину спустя шаг по времени Δt, имеем следующие расчетные соотношения:

$$\Delta q_{в\,1}(t) = -\frac{a_1}{2b_1} - \sqrt{\frac{a_1^2}{4b_1^2} - \frac{c_1}{b_1}}; \qquad (1)$$

$$\Delta q_{в\,2}(t) = -\frac{a_2}{2b_2} - \sqrt{\frac{a_2^2}{4b_2^2} - \frac{c_2}{b_2}}. \qquad (2)$$

Здесь

$$a_1 = -p_{н1}\Delta t + \frac{\mu_{в\,1}\Delta t q_{в\,1}(t-\Delta t)}{2\pi k_{в\,1}h_1}\ln\frac{R_{з_1}}{R_1(t)} - L_1\frac{\mu_{в\,1}}{2\pi k_1 h_1}\overline{P}_1(\mathrm{fo}_1 - \mathrm{fo}_{1_{n-1}}) +$$

$$+\frac{\mu_{в\,1}\Delta t}{2\pi k_1 h_1}\sum_{j=1}^{n-1}\Delta q_{в\,1\,j}\overline{P}_1(\mathrm{fo}_1 - \mathrm{fo}_{1_{j-1}}) + \rho_в y_1(t)\Delta t - L_1\frac{\mu_{в\,1}}{2\pi k_{в\,1}h_1}\ln\frac{R_{з_1}}{R_1(t)};$$

$$b_1 = \frac{\mu_{в\,1}\Delta t}{2\pi k_1 h_1}\overline{P}_1(\mathrm{fo}_1 - \mathrm{fo}_{1_{n-1}}) + \frac{\mu_{в\,1}\Delta t}{2\pi k_{в\,1}h_1}\ln\frac{R_{з_1}}{R_1(t)};$$

$$c_1 = p_{н\,1}L_1 - L_1\frac{\mu_{в\,1}}{2\pi k_1 h_1}\sum_{j=1}^{n-1}\Delta q_{в\,1\,j}\overline{P}_1(\mathrm{fo}_1 - \mathrm{fo}_{1_{j-1}}) - L_1\frac{\mu_{в\,1}q_{в\,1}(t-\Delta t)}{2\pi k_{в\,1}h_1}\times$$

$$\times\ln\frac{R_{з_1}}{R_1(t)} - L_1\rho_{в\,1}y_1(t) - \left(\frac{p_{н\,1}\bar{\alpha}_1\Omega_{н\,1}}{z_{н\,1}} - p_{ат}Q_{доб\,1}(t)\right)z[\tilde{p}_1(t)];$$

$$L_1 = \bar{\alpha}_1\Omega_{н\,1} - (Q_{в\,1}(t-\Delta t) + q_{в\,1}(t-\Delta t)\Delta t);\quad \mathrm{fo}_1 = \frac{\varkappa_1 t}{R_{з_1}^2};$$

$$a_2 = -p_{в\,2}\Delta t + \frac{\mu_{в\,2}\Delta t q_{в\,2}(t-\Delta t)}{2\pi k_{в\,2}h_2}\ln\frac{R_{з_2}}{R_2(t)} - L_2\frac{\mu_{в\,2}}{2\pi k_2 h_2}\overline{P}_2(\mathrm{fo}_2 - \mathrm{fo}_{2_{n-1}}) +$$

$$+\frac{\mu_{в\,2}\Delta t}{2\pi k_2 h_2}\sum_{j=1}^{n-1}\Delta q_{в\,2\,j}\overline{P}_2(\mathrm{fo}_2 - \mathrm{fo}_{2_{j-1}}) + \rho_в y_2(t)\Delta t - L_2\frac{\mu_{в\,2}}{2\pi k_{в\,2}h_2}\ln\frac{R_{з_2}}{R_2(t)};$$

$$b_2 = \frac{\mu_{в\,2}\Delta t}{2\pi k_2 h_2}\overline{P}_2(\mathrm{fo}_2 - \mathrm{fo}_{2_{n-1}}) + \frac{\mu_{в\,2}\Delta t}{2\pi k_{в\,2}h_2}\ln\frac{R_{з_2}}{R_2(t)};$$

$$c_2 = p_{н\,2}L_2 - L_2\frac{\mu_{в\,2}}{2\pi k_2 h_2}\sum_{j=1}^{n-1}\Delta q_{в\,2\,j}\overline{P}_2(\mathrm{fo}_2 - \mathrm{fo}_{2_{j-1}}) - L_2\frac{\mu_{в\,2}q_{в\,2}(t-\Delta t)}{2\pi k_{в\,2}h_2}\times$$

$$\times\ln\frac{R_{з_2}}{R_2(t)} - L_2\rho_{в\,2}y_2(t) - \left(\frac{p_{н\,2}\bar{\alpha}_2\Omega_{н\,2}}{z_{н\,2}} - p_{ат}Q_{доб\,2}(t)\right)z[\tilde{p}_2(t)];$$

$$L_2 = \bar{\alpha}_2\Omega_{н\,2} - (Q_{в\,2}(t-\Delta t) + q_{в\,2}(t-\Delta t)\Delta t);\quad \mathrm{fo}_2 = \frac{\varkappa_2 t}{R_{з_2}^2}.$$

При расчетах по формулам (1) и (2) в первом приближении принимаем:

$$\left.\begin{array}{c} z[\tilde{p}_1(t)] \approx z[\tilde{p}_1(t-\Delta t)];\quad z[\tilde{p}_2(t)] \approx z[\tilde{p}_2(t-\Delta t)]; \\ y_1(t) \approx y_1(t-\Delta t);\quad y_2(t) \approx y_2(t-\Delta t); \\ R_1(t) \approx R_1(t-\Delta t);\quad R_2(t) \approx R_2(t-\Delta t); \\ Q_{доб\,1}(t) \approx Q_{доб\,1}(t-\Delta t) + n(t-\Delta t)\,q_1(t-\Delta t)\Delta t; \\ Q_{доб\,2}(t) \approx Q_{доб\,2}(t-\Delta t) + n(t-\Delta t)\,q_2(t-\Delta t)\Delta t. \end{array}\right\} \qquad (3)$$

Тогда, аналогично описанному в § 4 главы VI, определяем приближенные значения $\Delta q_{в1}(t)$, $\Delta q_{в2}(t)$, $Q_{в1}(t)$, $Q_{в2}(t)$, $y_1(t)$, $y_2(t)$, $\bar{p}_1(t)$, $\bar{p}_2(t)$, $R_1(t)$, $R_2(t)$. Найденные значения коэффициентов сверхсжимаемости газа, $y_1(t)$ и $y_2(t)$, $R_1(t)$ и $R_2(t)$ используются в расчетах второго приближения. По приближенному значению пластового давления в первом пласте с использованием уравнения притока газа к скважине и уравнения технологического режима эксплуатации находим значение притока газа из первого пласта:

$$q_1(t) = -\frac{A_1}{2B_1} + \sqrt{\left(\frac{A_1}{2B_1}\right)^2 + \frac{\delta_1[2\bar{p}_1(t) - \delta_1]}{B_1}}. \qquad (4)$$

Далее вычисляем приближенное значение $p_{c2}(t)$, которое считаем равным $p_{c1}(t)$. Следовательно, имеем

$$q_2(t) = -\frac{A_2}{2B_2} + \sqrt{\left(\frac{A_2}{2B_2}\right)^2 + \frac{\bar{p}_2^2(t) - p_{c_1}^2(t)}{B_2}}. \qquad (5)$$

Приближенное значение дебита одной средней скважины в момент времени t равняется

$$q(t) = q_1(t) + q_2(t), \qquad (6)$$

а потребное число скважин определяется из известного уравнения

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)}. \qquad (7)$$

Полученные показатели разработки позволяют уточнить добытые количества газа из первого и второго пластов на момент времени t по следующим формулам:

$$Q_{доб\,1}(t) = Q_{доб\,1}(t - \Delta t) + \frac{n(t-\Delta t)\,q_1(t-\Delta t) + n(t)\,q_1(t)}{2}\Delta t; \qquad (8)$$

$$Q_{доб\,2}(t) = Q_{доб\,2}(t - \Delta t) + \frac{n(t-\Delta t)\,q_2(t-\Delta t) + n(t)\,q_2(t)}{2}\Delta t. \qquad (9)$$

Найденные уточненные величины (3) используются в расчетах второго приближения по формулам (1) и (2). Как обычно, процесс итераций продолжается до совпадения результатов последнего и предпоследнего приближений (по одному из параметров) с погрешностью не более ε.

Аналогичные расчеты для других моментов времени позволяют определить все искомые показатели разработки многопластового месторождения. Последовательность расчетов практически не изменяется при учете реальных свойств в уравнениях притока газа к скважине, учете потерь давления при движении газа от забоя первого до забоя второго пластов и т. д.

Расчеты показателей разработки многопластовых месторождений для периода падающей добычи в условиях водонапорного режима можно выполнять по изложенной методике. Различие заключается

Таблица 20

Показатели разработки месторождения *С* единой сеткой скважин в условиях водонапорного режима

Показатели	Годы разработки													
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й
$Q_{в1}$ (t), млн. м³	0,75	1,80	3,9	6,5	10,61	15,11	21	27,2	34,8	42,7	51,8	61,3	71,9	82,9
$Q_{в2}$ (t), млн. м³	0,42	1,06	2,2	3,9	6,4	9,4	13,1	17,3	22,3	27,7	33,9	40,6	47,9	55,8
R_1, км	12,744	12,376	12,720	12,699	12,668	12,633	12,587	12,538	12,479	12,416	12,344	12,268	12,183	12,094
R_2, км	12,576	12,571	12,560	12,546	12,253	12,501	12,464	12,433	12,392	12,345	12,293	12,235	12,172	12,103
$\tilde{p}_1$, кгс/см²	297,3	293,8	287,6	279,1	269,2	259,3	250,2	241,6	233,8	226,3	210,0	211,9	205,4	199,0
p_2, кгс/см²	297,8	295,1	289,8	282,3	273,3	264	255,3	247,0	239,3	232,0	224,8	217,9	211,4	205,2
q_1 (t), тыс. м³/сут	959	933	898	852	818	781	751	724	700	678	657	636	620	598
q_2 (t), тыс. м³/сут	711	705	694	678	659	639	620	602	585	568	552	536	522	507
$Q_{доб}$ (t), млрд. м³	5,7	14,7	25,8	40,1	57,3	74,5	91,7	109	126	143	160,5	178	195	212
n	10	16	20	26	32	34	35	36	37	38	40	41	41	43

Продолжение табл. 20

Показатели	15-й	16-й	17-й	18-й	19-й	20-й	21-й	22-й	23-й	24-й	25-й
$Q_{в1}$ (t), млн. м³	94,7	107,0	120,0	133,4	147,3	161,6	176,2	191	206	222	237
$Q_{в2}$ (t), млн. м³	64,3	73,4	83,0	93,3	104,4	116,7	130,1	144	159	174	190
R_1 (t), км	11,997	11,896	11,788	11,676	11,558	11,436	11,310	11,179	11,044	10,305	10,763
R_2 (t), км	12,029	11,949	11,864	11,713	11,673	11,561	11,439	11,307	11,167	11,020	10,870
$\tilde{p}_1$, кгс/см²	192,8	186,9	181,3	176,0	171,0	166,2	161,6	157,3	153,1	149,0	145,1
p_2, кгс/см²	199,1	193,3	187,9	182,7	177,9	173,4	169,2	165,3	161,5	157,8	154,2
q_1 (t), тыс. м³/сут	579	561	543	527	509	492	475	458	440	426	411
q_2 (t), тыс. м³/сут	492	479	466	453	442	431	421	411	402	393	384
$Q_{доб}$ (t), млрд. м³	229	245,5	261,5	277,1	292,2	306,8	321,1	334,8	348,2	361,2	373,8
n	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44

в том, что не определяется потребное число скважин по уравнению (7). После нахождения зависимости изменения во времени дебита средней скважины (аналогично случаю газового режима) по формуле

$$Q(t) = n(t)\, q(t)$$

определяется зависимость изменения суммарного отбора газа из месторождения в период падающей добычи

$$Q = Q(t).$$

В рассматриваемых задачах разнодебитность газовых скважин может учитываться так же, как предлагается в предыдущем параграфе.

В табл. 20 и на рис. 66 приведены основные показатели разработки месторождения C в условиях водонапорного режима. На

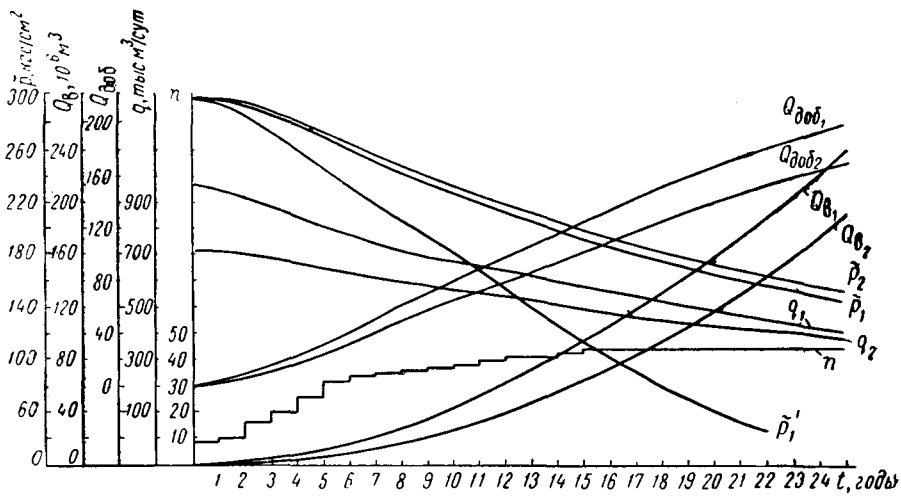


Рис. 66. Изменение во времени показателей разработки месторождения C в условиях водонапорного режима (вариант с $p_{н1} = p_{н2} = 300$ кгс/см²)

рис. 66 через $\tilde{p}_1'$ обозначено среднее пластовое давление при водонапорном режиме в месторождении A, имеющем одинаковые параметры с первым пластом месторождения C. Существенные различия в зависимостях $\tilde{p}_1 = \tilde{p}_1(t)$ и $\tilde{p}_1' = \tilde{p}_1'(t)$ связаны с разными темпами разработки первого пласта и месторождения A.

Дополнительные по сравнению с приведенными в предыдущем параграфе исходные данные таковы: $k_1 = 1$ Д; $k_2 = 0{,}7$ Д; $k_{в1} = 0{,}2$ Д; $k_{в2} = 0{,}15$ Д; $R_{э1} = 12{,}75$ км; $R_{э2} = 12{,}58$ км; $h_1 = 15$ м; $h_2 = 14$ м; $m_1 = m_2 = 0{,}18$; $p_{н1} = p_{н2} = 300$ кгс/см².

На рис. 67 приведены показатели разработки двупластового месторождения C, когда $p_{н1} = 300$ кгс/см², $p_{н2} = 250$ кгс/см².

До достижения равенства пластовых давлений $\bar{p}_1(t)$ и $\bar{p}_2(t)$ допустимая депрессия на первый пласт определяла характер зависимостей изменения во времени основных показателей разработки месторождения C. Пока выполнялось неравенство

$$\bar{p}_1(t) > \bar{p}_2(t),$$

возрастала депрессия на второй пласт, увеличивался дебит притекающего газа из второго пласта. В начальные моменты времени (до середины третьего года разработки) $q_2(t) < 0$. Это привело к некоторому увеличению пластового давления во второй залежи и соответственно — к ее расширению ($Q_{в2}(t) < 0$). Интересно отметить, что $Q_{в2}(t)$ стало больше нуля только на восьмом году разработки.

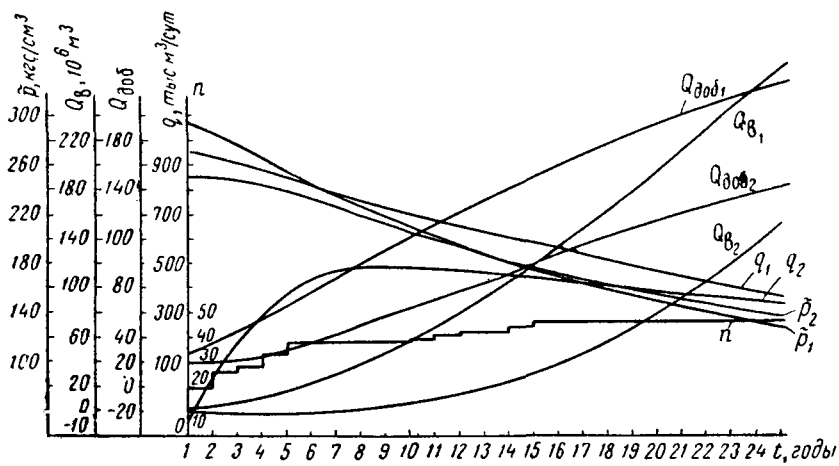


Рис. 67. Показатели разработки двупластового месторождения C в условиях водонапорного режима (вариант с $p_{н1} = 300$ кгс/см², $p_{н2} = 250$ кгс/см²)

В последующие моменты времени, при $\bar{p}_2(t) > \bar{p}_1(t)$, допустимая депрессия на второй пласт стала определять изменение во времени показателей разработки месторождения C.

§ 4. Особенности формулирования задач разработки многопластовых месторождений при газодинамической связи между пластами

В теории и практике разработки нефтяных и газовых месторождений приходится сталкиваться с необходимостью учитывать при проектировании и анализе процессов разработки многопластовых

месторождений наличие гидро- или газодинамической связи между пластами [1].

Сообщение между пластами может возникать вследствие непосредственного их контакта (рис. 68). Решение задач разработки при наличии подобной связи между пластами в настоящее время затруднительно. Такое решение связано с необходимостью формулирования задач фильтрации в трехмерном пространстве для каждого пласта, что требует значительной (и трудно определимой) информации об изменении параметров пластов в направлении осей x, y и z.

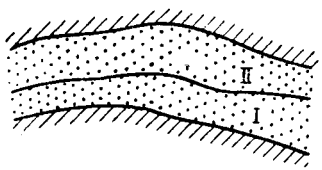


Рис. 68. Схема непосредственного контакта продуктивных пластов *I* и *II*

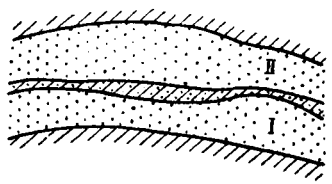


Рис. 69. Продуктивные пласты *I* и *II*, разделенные слабопроницаемой перемычкой

На границе между пластами должны соблюдаться условия непрерывности потока

$$\frac{k_1}{\mu}\frac{\partial p_1}{\partial n} = \frac{k_2}{\mu}\frac{\partial p_2}{\partial n} \qquad (1)$$

и неразрывности давления

$$p_1(x, y) = p_2(x, y). \qquad (2)$$

Здесь k — коэффициент проницаемости в направлении нормали n; величины с индексом 1 относятся к нижнему пласту, с индексом 2 — к верхнему.

Решению задач подземной газогидродинамики при соблюдении условий типа (1) и (2) посвящено сравнительно небольшое число исследований (М. Т. Абасов, З. Б. Адигамов, К. Н. Джалилов, В. А. Карпычев, Ж. Дюво, М. Дюпюи). Условия (1) и (2) приходится учитывать и при решении плоских задач, когда параметры пласта по площади или вдоль координаты x или y (одномерные задачи) изменяются скачкообразно. Исследование таких задач описывается в работах Г. И. Баренблатта, Г. Г. Вахитова, Г. Л. Говоровой, М. А. Гусейн-Заде, М. М. Саттарова, В. Н. Щелкачева. Вследствие близости названных задач методы решения одних можно использовать применительно к другим.

[1] Если два пласта многопластового месторождения имеют различные отметки глубин залегания ГВК, то они изолированы друг от друга. При едином ГВК для двух пластов следует иметь в виду, что они представляют собой единое газодинамическое целое, и разработка их будет сопровождаться соответствующими обменными процессами.

Часто пласты разделяются слабопроницаемой перемычкой (рис. 69). В этом случае задачи теории фильтрации могут рассматриваться как двумерные. Следовательно, задача упрощается и даже возможно построение аналитических решений для определенных схематизированных фильтрационных течений. Кроме того, существенно облегчается получение необходимой для данного класса задач информации о коллекторских свойствах пластов. Наличие газодинамической связи между пластами учитывается соответствующей записью дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации газа (нефти).

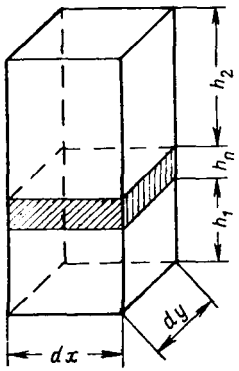


Рис. 70. Элементарный объем при наличии между пластами слабопроницаемой перемычки

Допустим, два пласта, однородные по коллекторским свойствам, разделены слабопроницаемой перемычкой. Параметры перемычки будем отмечать индексом «п». Выделим в пласте элементарный объем, как показано на рис. 70. Вывод дифференциальных уравнений дадим по схеме Л. Д. Воронковой.

Изменение массы газа в нижнем пласте за счет фильтрационных потоков вдоль осей x и y равно (см. § 5 главы II)

$$-\frac{\partial \rho_1 u_1}{\partial x} h_1\, dx\, dy\, dt - \frac{\partial \rho_1 v_1}{\partial y} h_1\, dx\, dy\, dt. \tag{3}$$

Предполагаем, что газ из верхнего пласта перетекает в нижний (в пределах рассматриваемого элементарного объема). Тогда масса притекающего газа (с плотностью ρ) за время dt равна

$$\rho \frac{k_п}{\mu} \frac{p_2 - p_1}{h_п}\, dx\, dy\, dt. \tag{4}$$

Накопление газа в элементе нижнего пласта с учетом перетока из верхнего пласта равно сумме (3) и (4):

$$\left[-h_1 \frac{\partial \rho_1 u_1}{\partial x} - h_1 \frac{\partial \rho_1 v_1}{\partial y} + \rho \frac{k_п}{\mu} \frac{p_2 - p_1}{h_п}\right] dx\, dy\, dt. \tag{5}$$

Вместе с тем изменение массы в рассматриваемом элементе пласта равно

$$\alpha_1 m_1 h_1 \frac{\partial \rho_1}{\partial t}\, dx\, dy\, dt. \tag{6}$$

Приравнивая (5) и (6), получаем уравнение неразрывности для нижнего пласта

$$-h_1 \frac{\partial \rho_1 u_1}{\partial x} - h_1 \frac{\partial \rho_1 v_1}{\partial y} = \alpha_1 m_1 h_1 \frac{\partial \rho_1}{\partial t} - \rho \frac{k_п}{\mu} \frac{p_2 - p_1}{h_п}. \tag{7}$$

Соответственно для верхнего пласта с учетом перетока газа из него в нижний пласт получаем

$$-h_2\frac{\partial \rho_2 u_2}{\partial x}-h_2\frac{\partial \rho_2 v_2}{\partial y}=\alpha_2 m_2 h_2\frac{\partial \rho_2}{\partial t}+\rho\frac{k_{\text{п}}}{\mu}\frac{p_2-p_1}{h_{\text{п}}}. \qquad (8)$$

Подстановка в (7) и (8) выражений для компонент векторов скорости фильтрации и уравнения состояния для идеального газа дает

$$\frac{\partial^2 p_1^2}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 p_1^2}{\partial y^2}=\frac{2\alpha_1 m_1\mu}{k_1}\frac{\partial p_1}{\partial t}-\frac{2k_{\text{п}}}{k_1}\frac{p}{h_1 h_{\text{п}}}(p_2-p_1); \qquad (9)$$

$$\frac{\partial^2 p_2^2}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 p_2^2}{\partial y^2}=\frac{2\alpha_2 m_2\mu}{k_2}\frac{\partial p_2}{\partial t}+\frac{2k_{\text{п}}}{k_2}\frac{p}{h_2 h_{\text{п}}}(p_2-p_1). \qquad (10)$$

Понимая под p полусумму давлений в верхнем и нижнем пластах (в точке с координатами x и y), т. е. $p=\frac{p_1+p_2}{2}$, имеем

$$\frac{\partial^2 p_1^2}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 p_1^2}{\partial y^2}=\frac{2\alpha_1 m_1\mu}{k_1}\frac{\partial p_1}{\partial t}-\frac{k_{\text{п}}}{k_1 h_1 h_{\text{п}}}(p_2^2-p_1^2); \qquad (11)$$

$$\frac{\partial^2 p_2^2}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 p_2^2}{\partial y^2}=\frac{2\alpha_2 m_2\mu}{k_2}\frac{\partial p_2}{\partial t}+\frac{k_{\text{п}}}{k_2 h_2 h_{\text{п}}}(p_2^2-p_1^2). \qquad (12)$$

Уравнения (11)—(12) — искомые дифференциальные уравнения, описывающие фильтрационные процессы в пластах, разделенных слабопроницаемой перемычкой.

Для пластов, неоднородных по коллекторским свойствам, при пренебрежении реальными свойствами газа искомая система уравнений записывается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[k_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)\frac{\partial p_1^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[k_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)\frac{\partial p_1^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2\mu\alpha_1 m_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)\frac{\partial p_1}{\partial t}-\frac{k_{\text{п}}(x,\ y)}{h_{\text{п}}(x,\ y)}(p_2^2-p_1^2); \qquad (11\text{а})$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[k_2(x,\ y)\ h_2(x,\ y)\frac{\partial p_2^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[k_2(x,\ y)\,h_2(x,\ y)\frac{\partial p_2^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2\mu\alpha_2 m_2(x,\ y)\,h_2(x,\ y)\frac{\partial p_2}{\partial t}+\frac{k_{\text{п}}(x,\ y)}{h_{\text{п}}(x,\ y)}(p_2^2-p_1^2). \qquad (12\text{а})$$

При учете реальных свойств газа и пластов соответствующая система уравнений принимает вид:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_1(x,\ y,\ p_1)\,h_1(x,\ y)}{\mu(p_1)\,z(p_1)}\frac{\partial p_1^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_1(x,\ y,\ p_1)\,h_1(x,\ y)}{\mu(p_1)\,z(p_1)}\frac{\partial p_1^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2\alpha_1(x,\ y)m_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{p_1}{z(p_1)}\right]-\frac{k_{\text{п}}(x,\ y,\ p)}{\mu(p)\,z(p)\,h_{\text{п}}(x,\ y)}(p_2^2-p_1^2); \qquad (11\text{б})$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_2(x,\ y,\ p_2)\,h_2(x,\ y)}{\mu(p_2)\,z(p_2)}\frac{\partial p_2^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_2(x,\ y,\ p_2)\,h_2(x,\ y)}{\mu(p_2)\,z(p_2)}\frac{\partial p_2^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2\alpha_2(x,y)\,m_2(x,y)\ h_2(x,y)\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{p_2}{z(p_2)}\right]+\frac{k_{\text{п}}(x,\ y,\ p)}{\mu(p)\,z(p)\,h_{\text{п}}(x,\ y)}(p_2^2-p_1^2). \qquad (12\text{б})$$

Здесь

$$p(x,\ y,\ t)=\frac{1}{2}(p_1(x,\ y,\ t)+p_2(x,\ y,\ t)).$$

Таким образом, при наличии газодинамической связи между пластами, разделенными слабопроницаемой перемычкой, определение показателей разработки месторождения в условиях газового режима сводится к совместному решению системы уравнений типа (11)—(12) при соответствующих начальном и граничных условиях. В качестве граничных задаются условия непроницаемости внешних границ пласта и условия по эксплуатационным скважинам. Обменные процессы, происходящие при разработке многопластового месторождения, учитываются добавочными членами в правых частях уравнений (11) и (12).

В последнее время решению задач стационарной и нестационарной фильтрации жидкости и газа в пластах, разделенных слабопроницаемой перемычкой, посвящается значительное число исследований (М. Т. Абасов, А. Арсланов, М. А. Гусейн-Заде, Г. П. Гусейнов, К. Н. Джалилов, А. М. Кулиев, В. И. Мотяков, Н. Мухитдинов, П. Т. Шмыгля, В. Н. Щелкачев и др.). Достаточно обширную библиографию см. в работах [14, 15].

Известные точные и приближенные решения нестационарных задач фильтрации жидкости и газа в пластах со слабопроницаемой перемычкой получены при допущении целого ряда упрощений, необходимость которых объясняется, как видно из предыдущего изложения, сложностью соответствующих краевых задач. Сложность неизмеримо возрастает при рассмотрении задач с подвижной границей раздела газ—вода (или даже двух жидкостей). Поэтому в последующих двух параграфах дается приближенная методика определения показателей разработки многопластовых месторождений природных газов в условиях газового и водонапорного режимов при наличии газодинамической связи между пластами.

§ 5. Определение показателей разработки при наличии газодинамической связи между пластами в условиях газового режима

Расчеты по разработке месторождения при наличии газодинамической связи между пластами существенно упрощаются, если принять, что переток газа из пласта в пласт определяется изменениями соответствующих средних пластовых давлений. В ряде случаев это допущение оказывается приемлемым.

Пусть первый пласт будет нижним, второй пласт верхним и переток газа происходит из второго пласта в первый. Пласты разрабатываются раздельными сетками скважин.

Тогда уравнения материального баланса для первого и второго пластов записываются в виде:

$$\frac{p_{\text{н}}\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{p}_1(t)\,\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}{z(\bar{p}_1)} + p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,1}(t) - p_{\text{ат}}Q_{\text{пер}}(t); \tag{1}$$

$$\frac{p_{\text{н}}\bar{\alpha}_2\Omega_{\text{н}\,2}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{p}_2(t)\,\bar{\alpha}_2\Omega_{\text{н}\,2}}{z(\bar{p}_2)} + p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,2}(t) + p_{\text{ат}}Q_{\text{пер}}(t). \tag{2}$$

Использование уравнений (1) и (2) означает, что известны запасы газа, начальные пластовые давление и температура по пластам. Принимается, что заданы отборы газа из каждого пласта. Следовательно,

$$Q_{\text{доб}\,1}(t) = \int_0^t Q_1(t)\,dt; \quad Q_{\text{доб}\,2}(t) = \int_0^t Q_2(t)\,dt. \tag{3}$$

Здесь $Q_1(t)$ и $Q_2(t)$ — отборы газа из первого и второго пластов, приведенные к атмосферному давлению и пластовой температуре. В уравнениях (1) и (2) $Q_{\text{пер}}(t)$ — суммарное количество перетекшего газа из второго пласта в первый, приведенное к $p_{\text{ат}}$ и $T_{\text{пл}}$. Очевидна связь между $Q_{\text{пер}}(t)$ и дебитом перетока $q_{\text{пер}}(t)$:

$$Q_{\text{пер}}(t) = \int_0^t q_{\text{пер}}(t)\,dt. \tag{4}$$

Пусть площадь перемычки, через которую происходит переток газа из пласта в пласт, равна F. Тогда дебит перетока в некотором элементе перемычки dy будет

$$q_{\text{пер}}(t) = F\frac{k_{\text{п}}}{\mu(p)}\frac{p}{z(p)\,p_{\text{ат}}}\frac{\partial p}{\partial y}$$

или

$$q_{\text{пер}}(t) = \gamma'\frac{d\varphi}{dy}. \tag{5}$$

Здесь

$$\gamma' = \frac{Fk_{\text{п}}}{\mu_{\text{ат}}p_{\text{ат}}}; \quad \varphi = \int_0^p \frac{p}{\mu^*(p)\,z(p)}\,dp$$

Интегрирование уравнения (5) в пределах по y от 0 до $h_{\text{п}}$ (мощность перемычки) и по φ от $\bar{\varphi}_1$ до $\bar{\varphi}_2$ дает

$$q_{\text{пер}}(t) = \gamma[\bar{\varphi}_2(t) - \bar{\varphi}_1(t)]. \tag{6}$$

Здесь $\gamma = \frac{\gamma'}{h_{\text{п}}} = \frac{k_{\text{п}}F}{\mu_{\text{ат}}h_{\text{п}}p_{\text{ат}}}$. Параметр γ — трудно определяемая величина из геологической информации о месторождении. Поэтому применение рассматриваемой методики рекомендуется при составлении проектов доразработки. Параметр γ при этом определяется

(или уточняется) по данным предыдущей разработки месторождения (об этом будет сказано в § 6 главы XII).

В уравнении (6) $\bar{\varphi}_2(t)$ и $\bar{\varphi}_1(t)$ — значения функции φ соответственно при средних пластовых давлениях во втором и первом пластах.

Совместное решение системы уравнений (1), (2), (4) и (6) позволяет определить зависимости изменения во времени среднего давления в первом и втором пластах:

$$\bar{p}_1 = \bar{p}_1(t); \tag{7}$$

$$\bar{p}_2 = \bar{p}_2(t). \tag{8}$$

Вести расчеты удобно по шагам (по времени). Пусть на момент времени $t - \Delta t$ решение известно. Тогда уравнение (4) запишем в виде:

$$Q_{\text{пер}}(t) \approx Q_{\text{пер}}(t-\Delta t) + (q_{\text{пер}}(t-\Delta t) + q_{\text{пер}}(t))\frac{\Delta t}{2}. \tag{9}$$

Остальные уравнения также запишем относительно времени t:

$$\frac{p_{\text{н}}\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{p}_1(t)\,\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}{z(\bar{p}_1)} + p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,1}(t) - p_{\text{ат}}Q_{\text{пер}}(t-\Delta t) -$$

$$- \frac{p_{\text{ат}}\Delta t}{2}(q_{\text{пер}}(t-\Delta t) + q_{\text{пер}}(t)); \tag{10}$$

$$\frac{p_{\text{н}}\bar{\alpha}_2\Omega_{\text{н}\,2}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{p}_2(t)\,\bar{\alpha}_2\Omega_{\text{н}\,2}}{z(\bar{p}_2)} + p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,2}(t) + p_{\text{ат}}Q_{\text{пер}}(t-\Delta t) +$$

$$+ \frac{p_{\text{ат}}\Delta t}{2}(q_{\text{пер}}(t-\Delta t) + q_{\text{пер}}(t)); \tag{11}$$

$$q_{\text{пер}}(t) = \gamma[\bar{\varphi}_2(t) - \bar{\varphi}_1(t)]. \tag{12}$$

Функция $\varphi = \varphi(p)$ перестраивается в зависимость $\varphi = \varphi\left(\frac{p}{z}\right)$ (см. рис. 34), которая на небольших интервалах изменения приведенного давления $\frac{p}{z}$ аппроксимируется линейной зависимостью. Для окрестности вблизи приведенных давлений $\frac{\bar{p}_1(t-\Delta t)}{z[\bar{p}_1(t-\Delta t)]}$ и $\frac{\bar{p}_2(t-\Delta t)}{z[\bar{p}_2(t-\Delta t)]}$ имеем

$$\bar{\varphi}_1(t) = M_1\frac{\bar{p}_1(t)}{z[\bar{p}_1(t)]} + N_1; \tag{13}$$

$$\bar{\varphi}_2(t) = M_2\frac{\bar{p}_2(t)}{z[\bar{p}_2(t)]} + N_2. \tag{14}$$

Уравнения (10) и (11) при подстановке (12) с учетом (13) и (14) записываются в виде:

$$\frac{p_{\text{н}}\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{p}_1(t)\,\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}{z[\bar{p}_1(t)]} + p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,1}(t) - p_{\text{ат}}Q_{\text{пер}}(t-\Delta t) -$$

$$- \frac{p_{\text{ат}}\Delta t}{2} q_{\text{пер}}(t-\Delta t) - \frac{\gamma\, p_{\text{ат}}\Delta t}{2}\left(\frac{M_2\bar{p}_2(t)}{z[\bar{p}_2(t)]} - \frac{M_1\bar{p}_1(t)}{z[\bar{p}_1(t)]}\right) - \frac{\gamma p_{\text{ат}}\Delta t}{2}(N_2 - N_1); \tag{15}$$

$$\frac{p_{\text{н}}\bar{\alpha}_2\Omega_{\text{н}\,2}}{z_{\text{н}}} = \frac{\bar{p}_2(t)\,\alpha_2\Omega_{\text{н}\,2}}{z[\bar{p}_2(t)]} + p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,2}(t) + p_{\text{ат}}Q_{\text{пер}}(t-\Delta t) +$$

$$+ \frac{p_{\text{ат}}\Delta t}{2} q_{\text{пер}}(t-\Delta t) + \frac{\gamma p_{\text{ат}}\Delta t}{2}\left(\frac{M_2\bar{p}_2(t)}{z[\bar{p}_2(t)]} - \frac{M_1\bar{p}_1(t)}{z[\bar{p}_1(t)]}\right) + \frac{\gamma p_{\text{ат}}\Delta t}{2}(N_2 - N_1). \tag{16}$$

Совместное решение уравнений (15) и (16) позволяет определить $\frac{\bar{p}_1(t)}{z[\bar{p}_1(t)]}$ и $\frac{\bar{p}_2(t)}{z[\bar{p}_2(t)]}$ с учетом перетока газа между пластами. После этого определяются значения средних пластовых давлений в первом и втором пластах в момент времени t: $\bar{p}_1(t)$ и $\bar{p}_2(t)$.

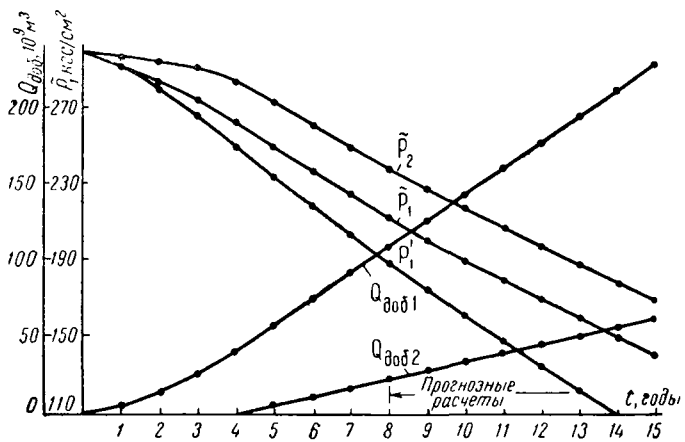


Рис. 71. Изменение во времени показателей разработки месторождения *C* в условиях газового режима и наличия слабопроницаемой перемычки между пластами

Последовательное применение уравнений (15) и (16) для других моментов времени позволяет найти искомые зависимости (7) и (8). При известных зависимостях (7) и (8) основные показатели разработки определяются аналогично ранее приведенным случаям.

Рассмотрим теперь методику вычисления показателей разработки для периода падающей добычи газа в предположении газового

режима. Как обычно, методика основывается на дифференциальном уравнении истощения газовой залежи.

Продифференцировав (1) и (2) по времени с учетом выражений (3) и (4), получаем следующие дифференциальные уравнения для двух пластов, разобщенных слабопроницаемой перемычкой:

$$Q_1(t) = -\frac{\tilde{\alpha}_1 \Omega_{н\,1}}{p_{ат}} \frac{d}{dt}\left[\frac{\tilde{p}_1(t)}{z(\tilde{p}_1)}\right] + q_{пер}(t); \tag{17}$$

$$Q_2(t) = -\frac{\tilde{\alpha}_2 \Omega_{н\,2}}{p_{ат}} \frac{d}{dt}\left[\frac{\tilde{p}_2(t)}{z(\tilde{p}_2)}\right] - q_{пер}(t) \tag{18}$$

Пусть скважины обоих пластов эксплуатируются при допустимых депрессиях δ_1 и δ_2 соответственно. Тогда

$$n_i(t)\, q_i(t) = n_i(t)\left[-\frac{A_i}{2B_i} + \sqrt{\left(\frac{A_i}{2B_i}\right)^2 + \frac{\delta_i(t)\,[2\tilde{p}_i(t) - \delta_i(t)]}{B_i}}\right]; \tag{19}$$

$$i = 1,\ 2.$$

Предполагаем, что показатели разработки на момент времени $t - \Delta t$ известны. Уравнения (17) и (18) для момента времени t с учетом (19) записываются в виде:

$$n_1(t)\left[-\frac{A_1}{2B_1} + \sqrt{\left(\frac{A_1}{2B_1}\right)^2 + \frac{\delta_1(t)\,[2\tilde{p}_1(t) - \delta_1(t)]}{B_1}}\right] =$$

$$= \frac{\tilde{\alpha}_1 \Omega_{н\,1}}{\Delta t\, p_{ат}}\left[\frac{\tilde{p}_1(t-\Delta t)}{z[\tilde{p}_1(t-\Delta t)]} - \frac{\tilde{p}_1(t)}{z[\tilde{p}_1(t)]}\right] + q_{пер}(t); \tag{20}$$

$$n_2(t)\left[-\frac{A_2}{2B_2} + \sqrt{\left(\frac{A_2}{2B_2}\right)^2 + \frac{\delta_2(t)\,[2\tilde{p}_2(t) - \delta_2(t)]}{B_2}}\right] =$$

$$= \frac{\tilde{\alpha}_2 \Omega_{н\,2}}{\Delta t\, p_{ат}}\left[\frac{\tilde{p}_2(t-\Delta t)}{z[\tilde{p}_2(t-\Delta t)]} - \frac{\tilde{p}_2(t)}{z[\tilde{p}_2(t)]}\right] - q_{пер}(t). \tag{21}$$

Для периода падающей добычи газа целесообразно зависимость $\varphi = \varphi(p)$ вблизи давлений $\tilde{p}_1(t - \Delta t)$ и $\tilde{p}_2(t - \Delta t)$ аппроксимировать следующими уравнениями:

$$\varphi_1(t) = M_1 \tilde{p}_1(t) + N_1;$$

$$\varphi_2(t) = M_2 \tilde{p}_2(t) + N_2.$$

С учетом данных соотношений уравнение для дебита перетока (6) представляется следующим образом:

$$q_{пер}(t) = \gamma\left(M_2 \frac{\tilde{p}_2(t)}{z[\tilde{p}_2(t)]} - M_1 \frac{\tilde{p}_1(t)}{z[\tilde{p}_1(t)]}\right) + \gamma(N_2 - N_1). \tag{22}$$

Предыдущие уравнения (20) и (21) с учетом (22) принимают вид

$$n_1(t)\left[-\frac{A_1}{2B_1}+\sqrt{\left(\frac{A_1}{2B_1}\right)^2+\frac{\delta_1(t)\,[2\tilde{p}_1(t)-\delta_1(t)]}{B_1}}\right]=$$

$$=\frac{\tilde{\alpha}_1\Omega_{н\,1}}{\Delta t\,p_{ат}}\left[\frac{\tilde{p}_1(t-\Delta t)}{z\,[\tilde{p}_1(t-\Delta t)]}-\frac{\tilde{p}_1(t)}{z\,[\tilde{p}_1(t)]}\right]+$$

$$+\gamma\left(M_2\frac{\tilde{p}_2(t)}{z\,[\tilde{p}_2(t)]}-M_1\frac{\tilde{p}_1(t)}{z\,[\tilde{p}_1(t)]}\right)+\gamma(N_2-N_1); \qquad (23)$$

$$n_2(t)\left[-\frac{A_2}{2B_2}+\sqrt{\left(\frac{A_2}{2B_2}\right)^2+\frac{\delta_2(t)\,[2\tilde{p}_2(t)-\delta_2(t)]}{B_2}}\right]=$$

$$=\frac{\tilde{\alpha}_2\Omega_{н\,2}}{\Delta t\,p_{ат}}\left[\frac{\tilde{p}_2(t-\Delta t)}{z\,[\tilde{p}_2(t-\Delta t)]}-\frac{\tilde{p}_2(t)}{z\,[\tilde{p}_2(t)]}\right]-$$

$$-\gamma\left(M_2\frac{\tilde{p}_2(t)}{z\,[\tilde{p}_2(t)]}-M_1\frac{\tilde{p}_1(t)}{z\,[\tilde{p}_1(t)]}\right)-\gamma(N_2-N_1). \qquad (24)$$

Совместное решение (23) и (24) позволяет определить $\tilde{p}_1(t)$ и $\tilde{p}_2(t)$. При этом в первом приближении принимается, что $z\,[\tilde{p}_1(t)] \approx z\,[p_1(t-\Delta t)]$ и $z\,[\tilde{p}_2(t)] \approx z\,[\tilde{p}_2(t-\Delta t)]$. Аналогичные расчеты для других моментов времени позволяют определить искомые зависимости (7) и (8) для периода падающей добычи газа. Тогда определение других показателей разработки осуществляется уже без труда.

Отметим, что учет общих депрессионных воронок во взаимодействующих горизонтах приводит к необходимости использовать вместо формулы (6) формулу

$$q_{пер}(t)=\gamma\,[\tilde{\varphi}_{ц\,2}(t)-\tilde{\varphi}_{ц\,1}(t)].$$

Здесь $\tilde{\varphi}_{ц2}(t)$ и $\tilde{\varphi}_{ц1}(t)$ — значения функции φ соответственно при средних давлениях в центральных дренируемых зонах горизонтов $\tilde{p}_{ц2}$ и $\tilde{p}_{ц1}$ в момент времени t.

Таблица 21

Показатели разработки месторождения *C* в условиях газового режима при наличии газодинамической связи между пластами

Показатели	Годы разработки						
	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й	15-й
$Q_{доб1}$, 10^9 м^3	126	143	160,5	178	195	212	229
$Q_{доб2}$, 10^9 м^3	28,5	34,2	39,9	45,6	51,3	57	62,7
$\tilde{p}_1/z\,(\tilde{p}_1)$, кгс/см^2	233,1	221,2	209,1	196,7	184,8	173,1	160,9
$\tilde{p}_2/z\,(\tilde{p}_2)$, кгс/см^2	260,7	250,3	239,8	229,6	219,2	208,7	198,7
$\tilde{p}_1$, кгс/см^2	200	188	179	168	159	149	140
$\tilde{p}_2$, кгс/см^2	227	217	207	197	187	178	170
$\tilde{p}_1'$ без учета перетока, кгс/см^2	174	160	147	135	122	110	98

В приводимом здесь примере двупластовое месторождение разрабатывалось 8 лет. По данным разработки месторождения определены начальные запасы газа в горизонтах и значение интегрального параметра γ (см. § 6 главы XII). Результаты прогнозных расчетов для отмеченных исходных данных по изложенной методике приводятся в табл. 21 и на рис. 71. На рис. 71 через $\bar{p}_1^{\gamma}$ обозначено среднее пластовое давление в залежи A при отсутствии перетоков газа.

Расчеты показывают значительное влияние перетоков газа для рассматриваемых величин отборов газа. Так, на конец 15-го года разработки месторождения среднее давление в первом пласте превышает примерно на 40 кгс/см² аналогичное давление, определенное исходя из предположения отсутствия перетоков.

§ 6. Определение показателей разработки месторождения при газодинамической связи между пластами в условиях водонапорного режима

В условиях газодинамической связи между пластами определение показателей разработки при водонапорном режиме осложняется тем, что продвижение воды в каждый из пластов зависит от изменения во времени соответствующих средних давлений. Изменение же средних пластовых давлений определяется отборами газа из каждого пласта, перетоком газа из одного пласта в другой и продвижением воды в каждый пласт. В подобных случаях показатели разработки удобно вычислять с использованием метода последовательных приближений.

Предполагаем, что газодинамическая связь между пластами имеется в сводовой части месторождения. Такая связь характерна для продуктивных горизонтов Шебелинского месторождения. Данное допущение означает, что продвижение воды происходит по каждому пласту в отдельности и вода не перетекает из пласта в пласт через места газодинамической связи в пределах периода прогнозных расчетов или этими возможными перетоками воды и влиянием их на величины средних пластовых давлений можно пренебречь.

Каждый пласт разрабатывается самостоятельной сеткой скважин, достаточно равномерно размещенных на площади газоносности. Следовательно, переток газа из пласта в пласт определяется изменением во времени среднего пластового давления в каждой залежи. Параметры перемычки (зоны перетока) предполагаются известными — определенными по данным предыдущей разработки месторождения.

Задана зависимость изменения во времени отбора газа из каждого горизонта: $Q_1 = Q_1(t)$ (из первого, нижнего пласта), $Q_2 = Q_2(t)$ (из второго, верхнего пласта).

При раздельных сетках скважин для определения показателей разработки необходимо прежде всего найти зависимости изменения во времени среднего пластового давления в каждом пласте.

Рассматриваемые газовые залежи аппроксимируем укрупненными скважинами. Пусть показатели разработки на момент времени $t - \Delta t$ известны. Тогда, согласно результатам § 4 главы VI, для вычисления изменений дебитов воды, поступающей в газовые залежи, в преде-

лах интервала времени $[t-\Delta t,\ t]$ имеем следующие расчетные формулы для первого и второго пластов:

$$\Delta q_{в\,1}(t) = -\frac{a_1}{2b_1} + \sqrt{\left(\frac{a_1}{2b_1}\right)^2 - \frac{c_1}{b_1}}; \qquad (1)$$

$$\Delta q_{в\,2}(t) = -\frac{a_2}{2b_2} + \sqrt{\left(\frac{a_2}{2b_2}\right)^2 - \frac{c_2}{b_2}}. \qquad (2)$$

Коэффициенты, входящие в уравнения (1) и (2), с учетом уравнений материального баланса для каждой залежи при наличии газодинамической связи между ними определяются следующими соотношениями:

$$a_1 = -p_н \Delta t + \frac{\mu_{в\,1}\Delta t q_{в\,1}(t-\Delta t)}{2\pi k_{в\,1} h_1} \ln\frac{R_{з_1}}{R_1(t)} - L_1 \frac{\mu_{в\,1}}{2\pi k_1 h_1} \overline{P}_1 (\mathrm{fo}_1 - \mathrm{fo}_{1_{n-1}}) +$$

$$+ \frac{\mu_{в\,1}\Delta t}{2\pi k_1 h_1} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{в\,1\,j} \overline{P}_1 (\mathrm{fo}_1 - \mathrm{fo}_{1_{j-1}}) + \rho_{в\,1} y_1(t) \Delta t - L_1 \frac{\mu_{в\,1}}{2\pi k_{в\,1} h_1} \ln\frac{R_{з_1}}{R_1(t)};$$

$$b_1 = \frac{\mu_{в\,1}\Delta t}{2\pi k_1 h_1} \overline{P}_1 (\mathrm{fo}_1 - \mathrm{fo}_{1_{n-1}}) + \frac{\mu_{в\,1}\Delta t}{2\pi k_{в\,1} h_1} \ln\frac{R_{з_1}}{R_1(t)};$$

$$c_1 = p_н L_1 - L_1 \frac{\mu_{в\,1}}{2\pi k_1 h_1} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{в\,1\,j} \overline{P}_1 (\mathrm{fo}_1 - \mathrm{fo}_{1_{j-1}}) -$$

$$- L_1 \frac{\mu_{в\,1} q_{в\,1}(t-\Delta t)}{2\pi k_{в\,1} h_1} \ln\frac{R_{з_1}}{R_1(t)} - L_1 \rho_{в\,1} y_1(t) - \left(\frac{p_н \tilde{\alpha}_1 \Omega_{н1}}{z_н} - p_{ат} Q_{доб\,1}(t) -\right.$$

$$\left. - p_{ат} Q_{пер}(t-\Delta t) - \frac{p_{ат}\Delta t}{2}\left(q_{пер}(t-\Delta t) + q_{пер}(t)\right) z[\tilde{p}_1(t)]\right];$$

$$L_1 = \tilde{a}_1 \Omega_{н\,1} - (Q_{в\,1}(t-\Delta t) + q_{в\,1}(t-\Delta t)\Delta t); \quad \mathrm{fo}_1 = \frac{\varkappa_1 t}{R_{з_1}^2}$$

$$a_2 = -p_н \Delta t + \frac{\mu_{в\,2}\Delta t q_{в\,2}(t-\Delta t)}{2\pi k_{в\,2} h_2} \ln\frac{R_{з_2}}{R_2(t)} - L_2 \frac{\mu_{в\,2}}{2\pi k_2 h_2} \overline{P}_2 (\mathrm{fo}_2 - \mathrm{fo}_{2n-1}) +$$

$$+ \frac{\mu_{в\,2}\Delta t}{2\pi k_2 h_2} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{в\,2\,j} \overline{P}_2 (\mathrm{fo}_2 - \mathrm{fo}_{2_{j-1}}) + \rho_{в\,2} y_2(t)\Delta t - L_2 \frac{\mu_{в\,2}}{2\pi k_{в\,2} h_2} \ln\frac{R_{з_2}}{R_2(t)};$$

$$b_2 = \frac{\mu_{в\,2}\Delta t}{2\pi k_2 h_2} \overline{P}_2 (\mathrm{fo}_2 - \mathrm{fo}_{2n-1}) + \frac{\mu_{в\,2}\Delta t}{2\pi k_{в\,2} h_2} \ln\frac{R_{з_2}}{R_2(t)};$$

$$c_2 = p_н L_2 - L_2 \frac{\mu_{в\,2}}{2\pi k_2 h_2} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{в\,2\,j} \overline{P}_2 (\mathrm{fo}_2 - \mathrm{fo}_{2j-1}) -$$

$$- L_2 \frac{\mu_{в\,2} q_{в\,2}(t-\Delta t)}{2\pi k_{в\,2} h_2} \ln\frac{R_{з_2}}{R_2(t)} - L_2 \rho_{в\,2} y_2(t) -$$

$$-\left(\frac{p_{\text{н}}\tilde{\alpha}_2\Omega_{\text{н}\,2}}{z_{\text{н}}}-p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,2}(t)+p_{\text{ат}}Q_{\text{пер}}(t-\Delta t)+\right.$$

$$\left.+\frac{p_{\text{ат}}\Delta t}{2}\left(q_{\text{пер}}(t-\Delta t)+q_{\text{пер}}(t)\right)\right)z[\tilde{p}_2(t)];$$

$$L_2=\tilde{\alpha}_2\Omega_{\text{н}\,2}-(Q_{\text{в}\,2}(t-\Delta t)+q_{\text{в}\,2}(t-\Delta t)\Delta t);\quad \text{fo}_2=\frac{\varkappa_2 t}{R_{3_2}^2}.$$

Здесь принято, что газ в процессе разработки перетекает из нижнего пласта в верхний.

При расчетах с использованием формул (1) и (2) в первом приближении задаемся величинами:

$$\left.\begin{gathered} z[\tilde{p}_1(t)]\approx z[\tilde{p}_1(t-\Delta t)];\quad z[\tilde{p}_2(t)]\approx z[\tilde{p}_2(t-\Delta t)];\\ y_1(t)\approx y_1(t-\Delta t);\quad y_2(t)\approx y_2(t-\Delta t);\\ R_1(t)\approx R_1(t-\Delta t);\quad R_2(t)\approx R_2(t-\Delta t);\\ q_{\text{пер}}(t)\approx q_{\text{пер}}(t-\Delta t). \end{gathered}\right\} \qquad (3)$$

Допущения (3) позволяют по формулам (1) и (2) вычислить в первом приближении значения $\Delta q_{\text{в}1}(t)$ и $\Delta q_{\text{в}2}(t)$. Затем определяются (см. § 4 главы VI) значения $Q_{\text{в}1}(t)$, $Q_{\text{в}2}(t)$, $y_1(t)$, $y_2(t)$, $R_1(t)$, $R_2(t)$, $\tilde{p}_1(t)$ и $\tilde{p}_2(t)$. По найденным значениям $\tilde{p}_1(t)$ и $\tilde{p}_2(t)$ уточняются коэффициенты сверхсжимаемости газа $z(\tilde{p}_1)$ и $z(\tilde{p}_2)$, а также величина перетока газа $q_{\text{пер}}(t)$. Для этого используется формула (6) из § 5 данной главы:

$$q_{\text{п.р}}(t)=\gamma[\tilde{\varphi}_1(t)-\tilde{\varphi}_2(t)]. \qquad (4)$$

По найденным значениям $\tilde{p}_1(t)$ и $\tilde{p}_2(t)$ с использованием графиков зависимостей $\varphi_1=\varphi_1(p_1)$ и $\varphi_2=\varphi_2(p_2)$ определяются $\tilde{\varphi}_1(t)$ и $\tilde{\varphi}_2(t)$. Тогда по формуле (4) вычисляется уточненное значение $q_{\text{пер}}(t)$.

Уточненные по результатам первого приближения параметры используются в расчетах второго приближения и т. д. Процесс итераций продолжается до получения расхождения в величинах, найденных в последнем и предпоследнем приближениях, не более чем на заданную погрешность ε (по одному из показателей разработки).

В результате проведения расчетов в указанной последовательности для других моментов времени получаются интересующие нас зависимости

$$\tilde{p}_1=\tilde{p}_1(t);\quad \tilde{p}_2=\tilde{p}_2(t). \qquad (5)$$

Знание зависимостей (5) дает возможность определить все другие показатели разработки многопластового месторождения при наличии газодинамической связи между пластами в условиях проявления водонапорного режима.

Таблица 22

Показатели разработки месторождения *C* в условиях водонапорного режима и при наличии газодинамической связи между пластами

Показатели	Годы разработки														
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й	15-й
	Нарастающая добыча				Постоянная добыча										
$Q_{в1}$ 10^6 м³	1,5	4,0	8,5	14,7	22,6	31,3	40,3	48,9	57,1	64,6	71,6	78,0	83,9	89,4	94,6
$Q_{в2}$, 10^6 м³	2,3	5,6	11,9	18,8	27,1	36,1	45,3	54,1	62,4	70,1	77,3	83,8	90,0	95,6	101,0
p_1, кгс/см²	299,8	296,5	291,6	285,8	278,9	272,2	265,5	258,7	251.7	244,6	237,5	230,3	223,1	215,8	208,6
p_2, кгс/см²	298,7	292,6	285,3	276,9	267,5	259,0	251,0	243,2	235,5	227,9	220,3	212,7	205,0	197,4	189,7
q_1, тыс. м³/сут	975	965	951	936	918	900	880	860	840	820	800	778	755	735	713
q_2, тыс. м³/сут	713	700	685	667	647	628	611	595	577	560	542	525	507	489	470
n_1	5	8	11	14	17	17	18	17	19	19	20	21	21	22	22
n_2	15	22	31	39	49	50	51	53	55	56	58	60	62	64	67

Продолжение табл. 22

Показатели	16-й	17-й	18-й	19-й	20-й	21-й	22-й	23-й	24-й	25-й
	Падающая добыча									
$Q_{в1}$, 10^6 м³	99,4	104,0	108,2	112,1	115,8	119,3	122,5	125,6	128,4	131,1
$Q_{в2}$, 10^6 м³	106,0	110,6	115,0	119,0	122,7	126,1	129,4	132,4	135,2	137,9
p_1, кгс/см²	201,5	194,6	187,9	181,5	175,2	169,1	163,3	157,6	152,1	146,8
p_2, кгс/см²	182,3	175,3	168,5	162,1	155,9	149,9	144,2	138,6	133,3	128,2
q_1, тыс. м³/сут	691	668	647	626	606	586	567	548	530	512
q_2, тыс. м³/сут	453	435	420	403	388	374	359	345	331	318
n_1	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
n_2	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67

Изложенную методику расчетов проиллюстрируем на примере месторождения C. Результаты соответствующих расчетов приведены в табл. 22 и на рис. 72. Каждый пласт разрабатывается самостоятельной сеткой скважин. Параметр слабопроницаемой перемычки γ равняется $0{,}33 \cdot 10^5$ Д·см/спз·(кгс/см²); $Q_1 = \frac{1}{3} Q$; $Q_2 = \frac{2}{3} Q$; Q — годовой отбор газа из месторождения A.

Результаты проведенных расчетов указывают на целесообразность уточнения в «большом» итерационном цикле дебита перетока, а в «малом» цикле — величин z, R и y.

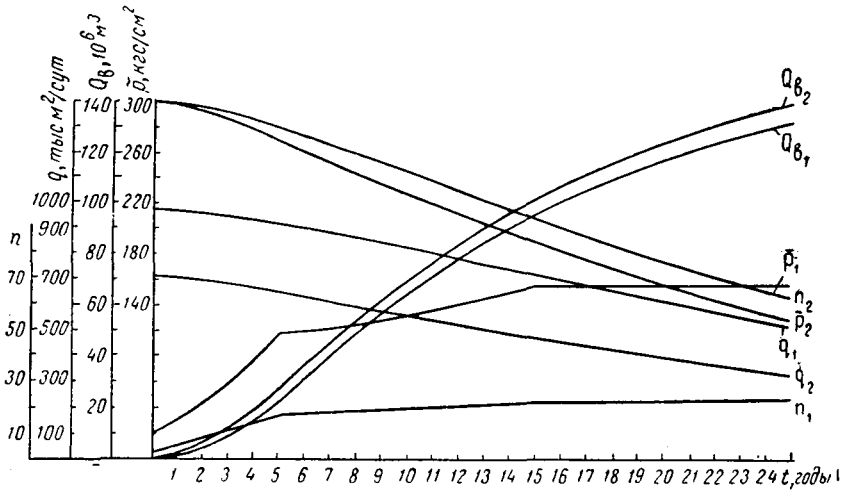


Рис. 72. Изменение во времени показателей разработки месторождения C в условиях водонапорного режима и слабопроницаемой перемычки между пластами

Что же касается периода падающей добычи газа для задачи данного параграфа, то в «большом» цикле целесообразно уточнять добытые количества газа для каждого пласта, в «среднем» цикле — дебит перетока (при фиксированных значениях $Q_{доб}$ по горизонтам) и в «малом» цикле — значения z, R и y (при фиксированных значениях $Q_{доб}$ по горизонтам и $q_{пер}$).

§ 7. Применение электрических моделей для определения показателей разработки многопластовых месторождений

При помощи электрических моделей можно рассчитывать показатели разработки многопластовых месторождений в наиболее общей математической постановке. Рассмотрим формулировку и возможности решения задач разработки двупластовых месторождений природных газов на электрических моделях с сеткой RC. В общем

случае каждый из продуктивных пластов приурочен к обособленной или единой для всех пластов водонапорной системе.

Пусть два рассматриваемых пласта не сообщаются между собой в пределах площади газоносности. Имеются скважины, вскрывшие каждый пласт в отдельности, и скважины, дренирующие оба пласта одновременно. В этом случае задачи разработки многопластового месторождения решаются при совместном исследовании процессов фильтрации в каждом пласте. Необходимость совместного рассмотрения процесса разработки многопластового месторождения может возникать и при раздельных системах разработки каждого пласта, но при едином водоносном бассейне для всего месторождения или газодинамической связи между пластами.

Формулировка задачи с подвижной границей раздела газ—вода для каждого пласта аналогична приведенной в § 6 главы VI. Методика расчетов по разработке каждого пласта, а следовательно, и всего месторождения практически такая же, как для однопластового месторождения. Однако могут быть существенные различия в формулировке конечных целей расчетов. Поэтому необходимо рассматривать варианты и подварианты по отборам газа из каждого пласта, по размещению скважин, по возможности объединения (приобщения) двух или более пластов в единый эксплуатационный объект, по распределению отборов по отдельным скважинам и т. д.

Взаимовлияние пластов возникает при наличии скважин, дренирующих совместно два пласта или более. Учет этого взаимовлияния осуществляется соединением на электрической модели двух или нескольких узловых точек разных пластов, в которые «попадает» скважина. В эти узловые точки подается «единое» граничное условие, например сила тока. Распределение тока (дебита газа) по пластам определяется их фильтрационными и емкостными параметрами, а также величинами добавочных сопротивлений.

Иногда создание на электроинтеграторе полной модели месторождения и водоносного пласта не представляется возможным. Тогда решение задачи может отыскиваться раздельно для каждого пласта. Выбирается базисный пласт. По скважинам задаются граничные условия, вытекающие из соответствующих технологических режимов эксплуатации. В результате моделирования процесса разработки базисного пласта получаются, например, значения напряжений (давлений) на забоях скважин. При рассмотрении следующего пласта на скважины, дренирующие данный и базисный пласты, подаются «забойные» напряжения, полученные в результате решения задачи разработки базисного пласта. По остальным скважинам граничные условия задаются на основе соответствующих технологических режимов их эксплуатации и т. д.

При использовании электрических моделей существенно облегчается решение задач разработки двух или более пластов, непосредственно контактирующих друг с другом. В этом случае «наложение» (соединение геометрически подобных узловых точек малоомными контактами) электрических сеток для рассматриваемых пластов

дает полную модель месторождения. При этом достаточно для каждого пласта рассматривать двумерную задачу, так как отмеченные ранее условия (1) и (2) § 4 выполняются автоматически вследствие особенностей протекания электрических процессов (непрерывность тока и неразрывность напряжения). Однако при такой формулировке задачи затруднительно учесть возможность перетока из одного пласта в другой внедряющейся воды.

Нетрудно видеть, что задача разработки двупластового месторождения при наличии слабопроницаемой перемычки в пределах площади газоносности в условиях водонапорного режима сводится к решению системы уравнений (в случае идеального газа):

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)}{\mu}\frac{\partial p_1^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)}{\mu}\frac{\partial p_1^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2a_1(x,\ y)\,m_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)\frac{\partial p_1}{\partial t}-\frac{k_{\text{п}}(x,\ y)}{\mu h_{\text{п}}(x,\ y)}(p_2^2-p_1^2),\quad (x,\ y)\in G_1; \tag{1}$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)}{\mu_{\text{в}}}\frac{\partial p_1}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_1(x,\ y)\,h_1(x,\ y)}{\mu_{\text{в}}}\frac{\partial p_1}{\partial y}\right]=$$

$$=\beta_1^*(x,\ y)\,h_1(x,\ y)\frac{\partial p_1}{\partial t},\quad (x,\ y)\in G_2; \tag{2}$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_2(x,\ y)\,h_2(x,\ y)}{\mu}\frac{\partial p_2^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_2(x,\ y)\,h_2(x,\ y)}{\mu}\frac{\partial p_2^2}{\partial y}\right]=$$

$$=2a_2(x,\ y)\,m_2(x,\ y)\,h_2(x,\ y)\frac{\partial p_2}{\partial t}+\frac{k_{\text{п}}(x,\ y)}{\mu h_{\text{п}}(x,\ y)}(p_2^2-p_1^2),\quad (x,\ y)\in G_3; \tag{3}$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k_2(x,\ y)\,h_2(x,\ y)}{\mu_{\text{в}}}\frac{\partial p_2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k_2(x,\ y)\,h_2(x,\ y)}{\mu_{\text{в}}}\frac{\partial p_2}{\partial y}\right]=$$

$$=\beta_2^*(x,\ y)\,h_2(x,\ y)\frac{\partial p_2}{\partial t},\quad (x,\ y)\in G_4 \tag{4}$$

при следующих условиях:

$$t=0,\quad p_1(x,\ y)=p_2(x,\ y) \tag{5}$$

(в частном случае $p_1=p_2=p_{\text{н}}$); $(x,\ y)\in G_1,\ G_2,\ G_3,\ G_4$;

$$q_{1_i}=q_{1_i}(t),\quad (x_i,\ y_i)\in G_1; \tag{6}$$

$$q_{2_i}=q_{2_i}(t),\quad (x_i,\ y_i)\in G_3; \tag{7}$$

$$q_{1\text{-}2_i}=q_{1\text{-}2_i}(t),\quad (x_i,\ y_i)\in G_1+G_3; \tag{8}$$

$$p_{1_{\text{г}}}(x,\ y)=p_{1_{\text{в}}}(x,\ y),\quad (x,\ y)\in \Gamma_1; \tag{9}$$

$$\frac{k_1}{\mu}\frac{\partial p_1}{\partial n_1}\Big|_{\text{г}}=\frac{k_1}{\mu_{\text{в}}}\frac{\partial p_1}{\partial n_1}\Big|_{\text{в}},\quad (x,\ y)\in \Gamma_1; \tag{10}$$

$$-\frac{\partial n_1}{\partial t}=\frac{k_1}{m_1(\tilde{\alpha}_1-\alpha_{\text{ост}\,1})\,\mu}\frac{\partial p_1}{\partial n_1}\Big|_{\text{г}},\quad (x,\ y)\in \Gamma_1; \tag{11}$$

$$p_{2_г}(x,\ y) = p_{2_в}(x,\ y), \quad (x,\ y) \in \Gamma_2; \tag{12}$$

$$\frac{k_2}{\mu}\frac{\partial p_2}{\partial n_2}\bigg|_г = \frac{k_2}{\mu_в}\frac{\partial p_2}{\partial n_2}\bigg|_в, \quad (x,\ y) \in \Gamma_2; \tag{13}$$

$$-\frac{\partial n_2}{\partial t} = \frac{k_2}{m_2(\tilde{\alpha}_2 - \alpha_{ост\,2})\mu}\frac{\partial p_2}{\partial n_2}\bigg|_г, \quad (x,\ y) \in \Gamma_2; \tag{14}$$

$$p_1(x,\ y) = p_2(x,\ y) = p_н, \quad (x,\ y) \to \infty \tag{15}$$

Здесь μ, $\mu_в$ — соответственно коэффициенты динамической вязкости газа и воды; величины с индексом 1 относятся к первому пласту, с индексом 2 — ко второму пласту; G_1 и G_2 — области газоносности и водоносности первого пласта; G_3 и G_4 — соответствующие области второго пласта; Γ_1, Γ_2 — границы раздела газ—вода соответственно для первого и второго пластов; n_1 и n_2 — нормали к границам Γ_1 и Γ_2.

Условия (6)—(8) означают, что заданы зависимости изменения во времени дебитов газа по скважинам, эксплуатирующим только первый пласт (условие 6), только второй пласт (условие 7) и эксплуатирующим совместно первый и второй пласты (условие 8). Выражения (9)—(10) характеризуют условия на подвижной границе раздела Γ_1, выражения (12)—(13) характеризуют условия на границе Γ_2. Законы движения точек границ раздела Γ_1 и Γ_2 определяются соответственно уравнениями (11) и (14). Индексы «г» и «в» характеризуют соответствующие величины при подходе к границе раздела из области газоносности и водоносности.

Для упрощения написания водоносные области первого и второго пластов приняты бесконечными по протяженности (условие 15). На электрической модели, естественно, набираются конечные области с соответствующим заданием условий на контурах питания, разгрузки и выклинивания водоносных пластов.

Обменные процессы между первым и вторым пластами учитываются последними членами в уравнениях (1) и (3). Если электрические модели первого и второго пластов в пределах сообщаемости соединить при помощи сопротивлений, определяемых по формуле

$$R = C_R \frac{\mu h_п}{k_п \Delta x \Delta y},$$

то подобная модель месторождения является эквивалентной действительной. Электрические процессы в модели месторождения будут полностью подобны фильтрационным процессам при разработке рассматриваемого месторождения.

При решении на электрических моделях задач разработки многопластовых месторождений при существовании газодинамической связи между пластами через слабопроницаемую перемычку также трудно учесть возможность перетока воды из одного пласта в другой. Кроме того, часто не удается даже оценить величину площади, через которую осуществляется связь между пластами. Поэтому

может оказаться достаточным создание эквивалентной модели пласта, описываемой ниже.

Задаются площадь зоны перетока $F_{э.\,п}$ и мощность перемычки $h_п$. Величина коэффициента γ, определяемого по данным разработки месторождения (см. § 6 главы XII), представляется в виде:

$$\gamma = \frac{k_п F_{э.\,п}}{\mu_{ат} h_п p_{ат}}.$$

Из этого выражения определяется необходимая для расчетов величина коэффициента проницаемости слабопроницаемой перемычки, т. е. реальная перемычка заменяется некоторой эквивалентной перемычкой при условии равенства их суммарных фильтрационных сопротивлений.

ГЛАВА VIII

Методы расчета продвижения воды в газовые залежи, приуроченные к единой пластовой водонапорной системе

§ 1. Вводные замечания

Большинство газоносных провинций в Советском Союзе характеризуется приуроченностью к единой водонапорной системе целой группы газовых и газоконденсатных месторождений. Естественно, что разработка таких месторождений сопровождается взаимодействием их между собой. Практика разработки газовых и нефтяных месторождений, приуроченных к единому водонапорному бассейну, часто свидетельствует о значительном влиянии интерференции месторождений на показатели их разработки [3, 45, 83, 88, 95].

Взаимодействие месторождений, особенно если они близко между собой расположены, приводит к более быстрому падению пластового давления, к смещению залежей и расширению неразрабатываемых месторождений. Следствием расширения и смещения залежей могут оказаться перетоки газа из пласта в пласт. По С. Н. Назарову, эффект взаимодействия месторождений может привести к ретроградной конденсации (в газоконденсатных месторождениях), выпадению парафина и асфальто-смолистых веществ, сокращению периодов бескомпрессорной и фонтанной эксплуатации скважин и т. д. (в нефтяных месторождениях).

Если сложность задач о продвижении воды в отдельную газовую залежь не позволяет находить точное решение, то возникающие трудности усугубляются при исследовании продвижения воды в группу взаимодействующих в процессе разработки газовых месторождений.

Впервые вопросы разработки группы газовых месторождений, приуроченных к единой водонапорной системе, исследованы Б. Б. Лапуком, В. П. Савченко и В. А. Евдокимовой (1952 г.). На основе использования для укрупненных скважин формул из работы [82] и метода последовательных приближений ими рассмотрены вопросы взаимодействия газовых месторождений (укрупненных скважин), приуроченных к водоносному пласту круговой формы с неизменными по площади коллекторскими свойствами. Предложен также приближенный способ учета изменения упругих свойств пластовой водонапорной системы при содержании в законтурной воде растворенного газа.

В работе [95] предложен приближенный (вследствие схематизации задачи) метод расчета взаимодействия нефтяных месторождений, а в работе [86] этот метод распространен на расчеты вторжения воды в газовые залежи с учетом их взаимодействия. Согласно принципу суперпозиции, в работах [86, 95] падение давления, например, в каждом из двух взаимодействующих газовых (нефтяных) месторождений, приравнивается сумме падений давления, вызванных разработкой данного месторождения и интерферируемого. Подобный подход используется и в ряде других исследований (И. Д. Амелин, С. С. Гацулаев, Т. А. Глебова, П. Т. Шмыгля).

Сложность исследования процесса продвижения воды в группу взаимодействующих месторождений, при прочих равных условиях, определяется следующим обстоятельством. Падение давления в данном месторождении определяется не только темпом его разработки, но и темпом падения давления (поступлением воды) в соседнем месторождении. В свою очередь темпы падения давления в соседних месторождениях зависят от продвижения воды и изменения во времени пластового давления в данном месторождении.

Сказанное предопределило приближенный характер предшествующих исследований. В них принимается водоносный пласт за однородный по коллекторским свойствам. Газовые залежи представляются в виде укрупненных скважин с одинаковым вдоль периметра забойным давлением и т. д.

Использование же ЭВМ или электрических моделей позволяет учесть произвольность конфигурации месторождений и границ водоносного пласта, неоднородность водоносного пласта по тектоническому строению и коллекторским свойствам, наличие естественного фильтрационного потока воды и другие факторы. Методики соответствующих расчетов излагаются в последующих параграфах данной главы.

Как и в предыдущих параграфах, решение задачи об интерференции группы месторождений сводится к определению зависимостей изменения во времени среднего пластового давления в отдельных залежах. Тогда другие показатели разработки отдельных месторождений определяются с учетом отмечавшихся ранее особенностей соответствующих расчетов.

§ 2. Методика расчета на электрической модели продвижения воды в группу газовых залежей, приуроченных к единой водонапорной системе

Формулы теории упругого режима и метод суперпозиции для расчета продвижения воды в газовые залежи могут быть использованы лишь при оценочных расчетах в связи с характером применяемых и отмеченных допущений.

Если имеется достаточная и достоверная информация о водоносном пласте, то расчеты продвижения воды в группу взаимодей-

ствующих месторождений могут быть выполнены, например на электроинтеграторе, в наиболее общей математической постановке [3, 40].

Пусть имеем водоносный пласт с приуроченной к нему группой газовых месторождений. В общем случае водоносный пласт характеризуется существенным изменением гипсометрических отметок залегания. Это может, в частности, привести к значительным изменениям, например, коэффициента динамической вязкости воды в пластовых условиях в связи с изменением температуры с глубиной залегания. До разработки месторождений в пласте существует естественный фильтрационный поток воды от области питания к области разгрузки, имеется ряд фильтрационных экранов тектонического или иного происхождения.

Параметры водоносного пласта известны. Заданы отборы газа из каждого месторождения. Требуется определить зависимости изменения во времени давления в газовых залежах при поступлении воды в условиях их интерференции и при учете отмеченных особенностей водоносного пласта.

Расчеты по прогнозу в данном случае процесса разработки группы газовых (газоконденсатных) месторождений, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе, сводятся к интегрированию дифференциального уравнения теории упругого режима. Это уравнение для неоднородного пласта относительно приведенного давления p^* приближенно записывается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x, y)\,h(x, y)}{\mu(x, y)}\frac{\partial p^*}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x, y)\,h(x, y)}{\mu(x, y)}\frac{\partial p^*}{\partial y}\right]=$$

$$=\beta^*(x, y)\,h(x, y)\frac{\partial p^*}{\partial t}. \qquad (1)$$

Здесь $p^* = p \pm \rho l$; p — давление в пласте с координатами x и y в момент времени t; l — расстояние от данной точки пласта до плоскости приведения; ρ — плотность жидкости; $\mu(x, y)$ — коэффициент динамической вязкости воды при соответствующей температуре в точке пласта с координатами x и y, $\beta^* = m(x, y)\,\beta_ж(x, y) + \beta_c(x, y)$; $\beta_ж$ и β_c — коэффициенты объемной упругости жидкости и пористой среды. Остальные обозначения — прежние.

Карты равных значений коэффициента вязкости строятся с использованием карты геоизотерм и зависимости коэффициента динамической вязкости воды от температуры. При построении карты равных значений коэффициента объемной упругости жидкости можно учесть зависимость этого коэффициента от давления, температуры и количества растворенного газа. По имеющейся карте равных значений коэффициента пористости и зависимости $\beta_c = \beta_c(m)$ можно построить карту равных значений коэффициента объемной упругости пористой среды.

Итак, требуется решить уравнение (1) при следующих начальном и граничных условиях:

$$t = 0, \quad p^* = p^*(x, y); \qquad (2)$$

$p^* = p_{\text{п}}^*$ — на контуре питания водонапорной системы; (3)

$p^* = p_{\text{р}}^*$ — на контуре разгрузки; (4)

$\frac{\partial p^*}{\partial n_0} = 0$ — вдоль непроницаемых тектонических нарушений и границ выклинивания водоносного пласта. (5)

На контурах n месторождений граничные условия определяются следующими уравнениями:

$$\left.\begin{aligned}
&\bar{p}_1^*(t) = \frac{z(\bar{p}_1)}{\bar{\alpha}_1\Omega_1(t)}\left(\frac{p_{\text{н}\,1}\bar{\alpha}_1\Omega_{\text{н}\,1}}{z_{\text{н}\,1}} - p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,1}(t)\right) + \rho_{\text{в}}y_1(t) \pm \rho_{\text{в}}l_1;\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&\bar{p}_i^*(t) = \frac{z(\bar{p}_i)}{\bar{\alpha}_i\Omega_i(t)}\left(\frac{p_{\text{н}\,i}\bar{\alpha}_i\Omega_{\text{н}\,i}}{z_{\text{н}\,i}} - p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,i}(t)\right) + \rho_{\text{в}}y_i(t) \pm \rho_{\text{в}}l_i;\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&\bar{p}_n^*(t) = \frac{z(\bar{p}_n)}{\bar{\alpha}_n\Omega_n(t)}\left(\frac{p_{\text{н}\,n}\alpha_n\Omega_{\text{н}\,n}}{z_{\text{н}\,n}} - p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,n}(t)\right) + \rho_{\text{в}}y_n(t) \pm \rho_{\text{в}}l_n.
\end{aligned}\right\} \quad (6)$$

Здесь $\rho_{\text{в}}l$ — давление столба воды (в кгс/см²) от уровня приведения до отметки газоводяного контакта; $\bar{\alpha}\Omega(t) = \bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} - Q_{\text{в}}(t)$.

Запись начального условия в виде (2) позволяет учесть наличие в водоносном пласте естественного фильтрационного потока воды до начала разработки месторождений.

Таким образом, прогнозные расчеты показателей разработки группы газовых (газоконденсатных) месторождений, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе, при учете неоднородности и тектонического строения пласта, различия в гипсометрических отметках пласта, зависимости параметров воды в пластовых условиях от температуры, интерференции месторождений, естественного фильтрационного потока воды и реальных свойств газов сводятся к совместному решению уравнения (1) и системы уравнений (6) при соблюдении условий (2)—(5).

Непосредственное решение задачи (1)—(6) весьма затруднительно по следующим причинам. Для того чтобы найти решение уравнения (1) на некоторый момент времени t, необходимо, в частности знать (задать на модели) значения приведенного давления на контурах месторождений на тот же момент времени. Для определения этих значений давления необходимо решить уравнения (6), что возможно при условии, если известны количества воды, поступившей в залежи на момент времени t. Эти же данные могут быть получены в результате решения уравнения (1) при соответствующих начальном и граничных условиях. Поэтому решать интересующую нас задачу можно по шагам с линеаризацией нелинейных членов при вычислении значений давления на контурах месторождений согласно (6) для каждого следующего интервала времени. Реализация такого алгоритма требует значительной затраты машинного времени и большого объема вычислительной работы при использовании аналоговых машин. Однако данный алгоритм решения задачи вполне

приемлем и наиболее экономичен при использовании электронных вычислительных машин.

Наличие же функциональных блоков на электроинтеграторах позволяет эффективно использовать метод последовательных приближений, аналогичный изложенному в § 2 главы VI. В этом случае для каждого приближения порядок расчета граничных условий по месторождениям следующий (для i-го месторождения).

По результатам предыдущего приближения (по данным о продвижении воды в залежь) определяется изменение во времени зависимости $\frac{p}{z}$:

$$\left(\frac{\tilde{p}(t)}{z(\tilde{p})}\right)_i = \frac{1}{\tilde{\alpha}_i \Omega_i(t)}\left[\left(\frac{p_{\text{н}}\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}}\right)_i - p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}\,i}(t)\right], \qquad (7)$$

а следовательно, изменение во времени среднего пластового давления $\tilde{p}_i = \tilde{p}_i(t)$. С использованием данной зависимости рассчитывается изменение во времени приведенного давления

$$\tilde{p}_i^*(t) = \tilde{p}_i(t) + \rho_{\text{в}} y_i(t) \pm \rho_{\text{в}} l_i. \qquad (8)$$

Определенные таким образом зависимости $\tilde{p}_i^* = \tilde{p}_i^*(t)$ $(i = 1, 2, \ldots, n)$ задаются в качестве граничных условий при нахождении решения задачи для следующего приближения. Процесс последовательных приближений проводится до совпадения результатов двух последних приближений или до получения узкой «вилки» для истинного закона изменения во времени пластовых давлений по залежам.

Как уже отмечалось, метод последовательных приближений в отдельных случаях может оказаться расходящимся. Это, в частности, подтвердилось при проведении прогнозных расчетов по некоторым месторождениям Краснодарского края, что может быть объяснено повышенными значениями параметра упругоемкости пласта $\beta^* h$ и параметра проводимости пласта kh/μ. Действительно, предположим, что мы задали на интеграторе заниженные по месторождениям значения давлений исходя из условия падения давления по закону газового режима. Замеряемые при этом дебиты воды оказываются завышенными. И если упругие запасы водоносного пласта значительны, а величины параметра проводимости высокие, то рассчитанные на основе этих дебитов по уравнению (7) пластовые давления получаются чрезмерно завышенными (выше первоначальных), т. е. процесс последовательных приближений становится расходящимся.

В связи с изложенным идею метода последовательных приближений следует использовать иначе. Прежде всего из оценочных расчетов находятся наиболее подходящие приближения (например, в предположении однородности водоносного пласта по коллекторским свойствам и отсутствия интерференции месторождений). Найденные таким образом приближения задаются по месторождениям в качестве исходных. После замеров изменяющихся во времени

дебитов воды по формуле (7) определяются соответствующие им значения средних пластовых давлений по месторождениям. Если окажется, что вычисленные значения пластовых давлений равны (или очень близки) давлениям, заданным [согласно уравнению (8)] на электроинтеграторе, то это будет критерием получения решения задачи, причем единственного. Если же вычисленные значения давлений будут больше заданных при моделировании, это покажет, что заданные давления занижены против истинных, и в следующем приближении их необходимо увеличить (на графиках зависимости $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ — «приподнять»). Если вычисленные значения давлений окажутся ниже заданных, то в следующем приближении задаваемые давления требуется «опустить» на соответствующих временных шагах.

Следует отметить, что при неоднородном по коллекторским свойствам и тектоническому строению пласте, наличии крупных и близко расположенных месторождений рассмотрение газовых месторождений в виде укрупненных скважин может дать искаженные значения интересующих нас параметров. Поэтому рекомендуется узловые точки, аппроксимирующие контур месторождения, «развязывать» через высокоомные сопротивления [3, 40] [1]. В результате этого в процессе решения задачи будут получаться дифференцированные значения давлений вдоль контуров месторождений. Степень дифференциации будет зависеть от параметров и строения водоносного пласта и интерференции с соседними месторождениями. В связи с предлагаемым «развязыванием» узловых точек средние давления $\tilde{p}^*$ (соответствующие $\tilde{p}$) можно определять как среднеарифметические из значений давлений, замеренных в узловых точках, аппроксимирующих контур соответствующего месторождения.

Примеры конкретной реализации описанной методики слишком громоздки для воспроизведения, с ними можно ознакомиться по работам [3, 40]. Здесь отметим лишь следующее. По изложенной методике на электроинтеграторе ЭИ-С были выполнены прогнозные расчеты для девяти газоконденсатных месторождений Краснодарского края, приуроченных к водонапорной системе нижнемеловых отложений Западного Предкавказья. Расчеты проводились для темпов отборов газа из залежей в 2,5 и 9% от запасов. Результаты этих расчетов использованы при решении задачи рационального распределения отбора газа из Краснодарской провинции по отдельным месторождениям, что отражено в комплексном проекте доразработки газоконденсатных месторождений Кубани [1965 г.]. Рассмотренный порядок расчетов положен в основу методики уточнения параметров водоносного пласта по данным истории разработки группы месторождений (см. § 7 главы XII).

[1] В частности, при осуществлении «развязывания» удается использовать в расчетах принцип оптимальности протекания электрических процессов в электрических сетках. Это обстоятельство использовано в работе [22] для нахождения рациональной системы разработки месторождений природных газов.

§ 3. Методика расчетов на ЭВМ продвижения воды при разработке группы взаимодействующих месторождений

В предыдущем параграфе рассмотрена методика решения на электрических моделях задачи разработки группы месторождений природных газов, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе. Современные электронные вычислительные машины позволяют находить решение подобных задач с использованием численных методов [40].

Неустановившаяся фильтрация воды в неоднородном по коллекторским свойствам водоносном пласте описывается следующим дифференциальным уравнением относительно приведенного давления p^* (см. предыдущий параграф):

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x, y)\,h(x, y)}{\mu(x, y)}\frac{\partial p^*}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x, y)\,h(x, y)}{\mu(x, y)}\frac{\partial p^*}{\partial y}\right]=$$

$$=\beta^*(x, y)\,h(x, y)\frac{\partial p^*}{\partial t}. \tag{1}$$

Для решения интересующей нас задачи интегрирование уравнения (1) осуществляется при следующих краевых условиях:

$$t=0,\quad p^*=p^*(x, y),\quad (x, y)\in G; \tag{2}$$

$$p^*=p^*_{\text{п}}=\text{const},\quad (x, y)\in\Gamma_1; \tag{3}$$

$$p^*=p^*_{\text{р}}=\text{const},\quad (x, y)\in\Gamma_2; \tag{4}$$

$$\frac{\partial p^*}{\partial n_0}=0,\quad (x, y)\in\Gamma_3,\ \Gamma_4 \tag{5}$$

$$\tilde{p}^*_i(t)=\frac{\tilde{z}[\tilde{p}_i(t)]}{\tilde{\alpha}_i\Omega_i(t)}\left(\frac{p_{\text{н}\,i}\tilde{\alpha}_i\Omega_{\text{н}\,i}}{z_{\text{н}\,i}}-p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}\,i}(t)\right)+\rho_{\text{в}}y_i(t)\pm\rho_{\text{в}}l(i) \tag{6}$$

$$i=1,\ 2,\ \ldots,\ n.$$

Здесь Γ_1, Γ_2 — области питания и разгрузки соответственно; Γ_3 — непроницаемый внешний контур водоносного пласта; Γ_4 — контур фильтрационного экрана.

При использовании численных методов порядок расчета граничных условий на контурах месторождений принимается следующий. По найденному полю давлений в водоносном пласте на момент времени t вычисляется дебит воды $q_{\text{в}}$, поступающей в каждую газовую залежь, по формуле

$$q_{\text{в}}(t)=\oint_{\Gamma}\frac{k(x, y)\,h(x, y)}{\mu(x, y)}\frac{\partial p^*}{\partial n_{\text{м}}}\,ds. \tag{7}$$

Здесь $n_{\text{м}}$ — нормаль к контуру газового месторождения; ds — элементарная длина контура Γ месторождения.

Зная величины дебитов воды в предыдущие моменты времени, нетрудно вычислить суммарное количество воды $Q_{\text{в}}$, поступившей в газовую залежь ко времени t:

$$Q_{\text{в}}(t)=\int_{t_0}^{t}q_{\text{в}}(t)\,dt,$$

где t_0 — время ввода месторождения в разработку.

Используя формулу (6), можно определить величину приведенного пластового давления, которое поддерживается на контуре некоторого месторождения

в течение следующего интервала времени (порядок расчета см. в предыдущем параграфе):

$$\tilde{p}^*(t+\Delta t)=\frac{z[\tilde{p}(t+\Delta t)]}{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}-Q_{\text{в}}(t)}\left[\frac{p_{\text{н}}\alpha\Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}}-p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}}((t+\Delta t)\right]+\rho_{\text{в}}y(t)\pm\rho_{\text{в}}l. \quad (8)$$

В уравнении (8) величины $Q_{\text{в}}(t)$ и $\rho_{\text{в}}y(t)$ взяты с предыдущего временного слоя. Это не дает большой погрешности при малом шаге по времени Δt. При необходимости более точные значения величин $Q_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{в}}y$ можно получить в итерационном цикле.

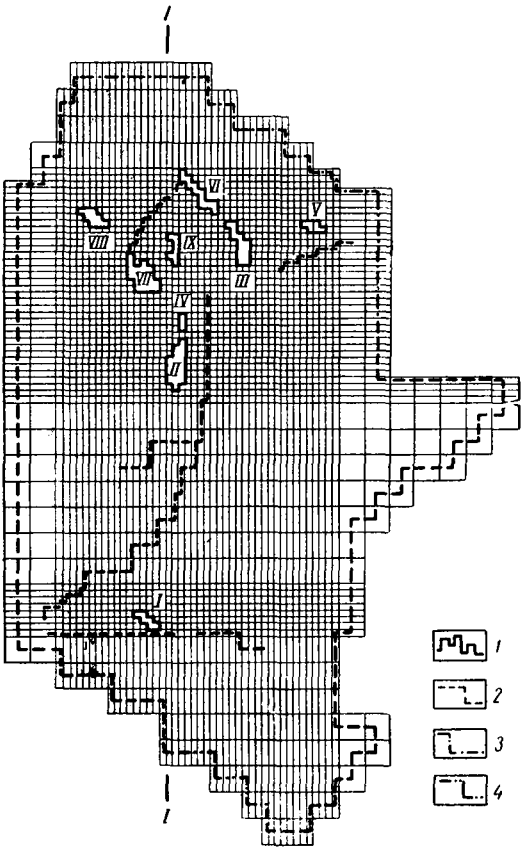


Рис. 73. Аппроксимация водонапорной системы нижнемеловых отложений Западного Предкавказья сеточной областью:

1 — сеточная граница, аппроксимирующая газоконденсатное месторождение; *2* — аппроксимация фильтрационного экрана сеточной границей; *3* — аппроксимация сеточной границей областей питания и разгрузки; *4* — сеточная граница, аппроксимирующая внешнюю, непроницаемую границу водоносного пласта

Исходное дифференциальное уравнение можно заменить следующей системой разностных уравнений:

$$M_{i+\frac{1}{2},\,j}\frac{p^{*k+1}_{i+1,\,j}-p^{*k+1}_{i,\,j}}{\Delta x_i(\Delta x_i+\Delta x_{i-1})}-M_{i-\frac{1}{2},\,j}\frac{p^{*k+1}_{i,\,j}-p^{*k+1}_{i-1,\,j}}{\Delta x_{i-1}(\Delta x_i+\Delta x_{i-1})}+$$

$$+M_{i,\,j+\frac{1}{2}}\frac{p^{*k}_{i,\,j+1}-p^{*k}_{i,\,j}}{\Delta y_j(\Delta y_j+\Delta y_{j-1})}-M_{i,\,j-\frac{1}{2}}\frac{p^{*k}_{i,\,j}-p^{*k}_{i,\,j-1}}{\Delta y_{j-1}(\Delta y_j+\Delta y_{j-1})}=N_{i,\,j}\frac{p^{*k+1}_{i,\,j}-p^{*k}_{i,\,j}}{2\tau} \quad (9)$$

на временно́м слое $\Theta = (k+1)\tau$ и

$$M_{i+\frac{1}{2},\,j}\frac{p^{*k+1}_{i+1,\,j}-p^{*k+1}_{i,\,j}}{\Delta x_i(\Delta x_i+\Delta x_{i-1})}-M_{i-\frac{1}{2},\,j}\frac{p^{*k+1}_{i,\,j}-p^{*k+1}_{i-1,\,j}}{\Delta x_{i-1}(\Delta x_i+\Delta x_{i-1})}+$$

$$+M_{i,\,j+\frac{1}{2}}\frac{p^{*k+2}_{i,\,j+1}-p^{*k+2}_{i,\,j}}{\Delta y_j(\Delta y_j+\Delta y_{j-1})}-M_{i,\,j-\frac{1}{2}}\frac{p^{*k+2}_{i,\,j}-p^{*k+2}_{i,\,j-1}}{\Delta y_{j-1}(\Delta y_j+\Delta y_{j-1})}=$$

$$=N_{i,\,j}\frac{p^{*k+2}_{i,\,j}-p^{*k+1}_{i,\,j}}{2\tau} \qquad (10)$$

на временно́м слое $\Theta = (k+2)\tau$.

В уравнениях (9), (10) введены обозначения $M = kh/\mu$, $N = \beta^* h$. Индексом i нумеруются узловые точки по строкам сеточной области, индексом j — по столбцам сеточной области. Шаг по оси времени τ ($2\tau = \Delta t$), шаг по координате x между i-й и $(i+1)$-й узловыми точками Δx_i, между $(i-1)$-й и i-й точками Δx_{i-1} и т. д. Аналогичным образом обозначены величины шагов по оси y. На рис. 73 приведена сеточная область, аппроксимирующая водонапорный бассейн нижнемеловых отложений Западного Предкавказья, рассмотренный в работах [3, 40].

При аппроксимации исходной области сеточной областью каждая левая узловая точка сеточной области имеет нумерацию по оси x $i = 0$, каждая «нижняя» узловая точка по оси y по индексу j также нумеруется нулем.

Согласно рис. 73 и условиям (5), получаем следующие соотношения:

$$p^*_{0,\,j} = p^*_{1,\,j};\quad p^*_{n-1,\,j} = p^*_{n,\,j};\quad j = 0,\ 1,\ 2,\ \ldots \qquad (11)$$

$$p^*_{i,\,0} = p^*_{i,\,1};\quad p^*_{i,\,m-1} = p^*_{i,\,m};\quad i = 0,\ 1,\ 2,\ \ldots \qquad (12)$$

Здесь n и m — крайние узловые точки по i и j в каждой строке и столбце сеточной области соответственно.

Перед тем как найти решение задачи на новом временно́м слое, по формуле (8) вычисляются граничные условия на контурах месторождений.

Системы алгебраических уравнений (9) и (10) (для каждого столбца или строки сеточной области) имеют трехдиагональную матрицу, поэтому для численного их решения может быть использован метод прогонки.

Прогоночные коэффициенты при прогонке вдоль оси x вычисляются по формулам

$$A_i = \frac{\alpha_i}{\beta_i};\quad B_i = \frac{\gamma_i}{\beta_i}. \qquad (13)$$

Здесь

$$\alpha_i = M_{i,\,j} + M_{i-1,\,j};$$

$$\beta_i = M_{i,\,j} + M_{i-1,\,j} + \frac{\Delta x_{i-1}}{\Delta x_{i-2}}(1-A_{i-1})(M_{i-2,\,j}+M_{i-1,\,j}) +$$

$$+N_{i-1,\,j}\frac{(\Delta x_{i-1}+\Delta x_{i-2})\,\Delta x_{i-1}}{\tau};$$

$$\gamma_i = \frac{(\Delta x_{i-1}+\Delta x_{i-2})\,\Delta x_{i-1}}{\Delta y_{j-1}+\Delta y_j}\left[\frac{M_{i-1,\,j+1}+M_{i-1,\,j}}{\Delta y_j}(p^{*\,k}_{i-1,\,j+1}-p^{*\,k}_{i-1,\,j}) + \right.$$

$$\left. + \frac{M_{i-1,\,j}+M_{i-1,\,j-1}}{\Delta y_{j-1}}(p^{*\,k}_{i-1,\,j-1}-p^{*\,k}_{i-1,\,j})\right] +$$

$$+ p^{*\,k}_{i-1,\,j}N_{i-1,\,j}\frac{(\Delta x_{i-1}+\Delta x_{i-2})\,\Delta x_{i-1}}{\tau} + \frac{\Delta x_{i-1}}{\Delta x_{i-2}}(M_{i-1,\,j}+M_{i-2,\,j})\,B_{i-1}.$$

При выводе прогоночных коэффициентов использованы очевидные соотношения

$$M_{i-\frac{1}{2},\,j}=\frac{M_{i,\,j}+M_{i-1,\,j}}{2};\quad M_{i+\frac{1}{2},\,j}=\frac{M_{i+1,\,j}+M_{i,\,j}}{2}\quad \text{и т. д.}$$

Условия (11) дают значения прогоночных коэффициентов

$$A_1=1,\quad B_1=0.$$

Такими же будут прогоночные коэффициенты, когда вычисление коэффициентов начинается от узловых точек, аппроксимирующих фильтрационный экран (см. рис. 73).

Условие (3) приводит к следующим значениям прогоночных коэффициентов: $A_1=0$, $B_1=p^*_{0,\,j}=p^*_n\,(p^*_\text{р})$. Такой же вид имеют прогоночные коэффициенты для аппроксимирующих контуры месторождений узловых точек справа.

По известным величинам прогоночных коэффициентов давление в каждой узловой точке определяется по рекуррентной формуле

$$p^*_{i-1,\,j}=A_i p^*_{i,\,j}+B_i. \tag{14}$$

Если горизонтальная строчка, на которой вычисляются давления, имеет справа условие непроницаемости, то вычисление давлений начинается со значения $p^*_{n-,1\,j}$, причем с учетом (11)

$$p^*_{n-1,\,j}=\frac{B_n}{1-A_n}.$$

Если горизонтальная строчка заканчивается (прерывается) узловой точкой на контуре месторождения, то вычисление давлений начинается со значения $p^*_{n'-1,\,j}$. При этом

$$p^*_{n'-1,,j}=A_{n'}p^*_{n',\,j}+B_{n'}.$$

Узловая точка на контуре месторождения имеет индексы n' и j.

Проведя в указанной последовательности расчеты, получаем промежуточное решение задачи на временно́м слое $t+\tau$. После прогонки по оси y получаемое решение на слое $t+2\tau$ является истинным.

Нетрудно видеть, что прогоночные коэффициенты по оси y записываются в виде:

$$A_j=\frac{\alpha_j}{\beta_j};\quad B_j=\frac{\gamma_j}{\beta_j}.$$

Здесь

$$\alpha_j=M_{i,\,j}+M_{i,\,j-1};$$

$$\beta_j=M_{i,\,j}+M_{i,\,j-1}+\frac{\Delta y_{j-1}}{\Delta y_{j-2}}(1-A_{j-1})(M_{i,\,j-2}+M_{i,\,j-1})+$$

$$+N_{i,\,j-1}\frac{(\Delta y_{j-1}+\Delta y_{j-2})\,\Delta y_{j-1}}{\tau};$$

$$\gamma_j=\frac{(\Delta y_{j-1}+\Delta y_{j-2})\,\Delta y_{j-1}}{\Delta x_{i-1}+\Delta x_i}\left[\frac{M_{i+1,\,j-1}+M_{i,\,j-1}}{\Delta x_i}(p^{*\,k+1}_{i+1,\,j-1}-p^{*\,k+1}_{i,\,j-1})+\right.$$

$$\left.+\frac{M_{i,\,j-1}+M_{i-1,\,j-1}}{\Delta x_{i-1}}(p^{*\,k+1}_{i-1,\,j-1}-p^{*\,k+1}_{i,\,j-1})\right]+$$

$$+p^{*\,k+1}_{i,\,j-1}N_{i,\,j-1}\frac{(\Delta y_{j-1}+\Delta y_{j-2})\,\Delta y_{j-1}}{\tau}+\frac{\Delta y_{j-1}}{\Delta y_{j-2}}(M_{i,\,j-1}+M_{i,\,j-2})B_{j-1}.$$

Запись граничных условий и порядок расчета давлений аналогичны рассмотренным при прогонке по оси x.

По полученному полю давлений на временно́м слое $t + 2\tau$ определяются дебиты воды, поступающей в газовые залежи. В связи с тем, что аппроксимация контуров месторождений производится узловыми точками сеточной области, производные от приведенного давления по нормали заменяются соответственно производными по оси x или y.

По полю давлений в водносном пласте в момент времени $t + 2\tau$ вычисление производных по оси x или y производится по формулам

$$\left.\frac{\partial p^*}{\partial x}\right|_{\substack{x=x_i \\ y=y_j}} = \pm \frac{-1{,}5p^*_{i,\,j} + 2p^*_{i\pm1,\,j} - 0{,}5p^*_{i\pm2,\,j}}{\Delta x};$$

$$\left.\frac{\partial p^*}{\partial y}\right|_{\substack{x=x_i \\ y=y_j}} = \pm \frac{-1{,}5p^*_{i,\,j} + 2p^*_{i,\,j\pm1} - 0{,}5p^*_{i,\,j\pm2}}{\Delta x}.$$

Знак «плюс», например в первом уравнении, ставится при вычислении производной на контуре месторождения по узловым точкам справа от контура, знак «минус» — по узловым точкам слева от контура (ось x направлена слева направо).

Вычислив производные по x и y в узловых точках контура месторождения, по формулам (7), (8) определяют граничное условие для месторождения на следующий момент времени. Граничные условия для следующего момента времени устанавливаются по всем месторождениям. Полученные граничные условия на контурах месторождений позволяют «продвинуться» по оси времени еще на 2τ и т. д.

Приведем некоторые результаты расчета на ЭВМ разработки группы газовых месторождений, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе. Исходные геолого-промысловые данные для расчетов приняты согласно работе [3]. Расчеты приведены для случая, когда все месторождения разрабатываются при одинаковых темпах отбора газа в 5% от начальных запасов. В качестве начального условия принято распределение давления в водоносном пласте на 1/I 1962 г. [3].

Использованные в расчетах зависимости величин $\frac{p}{z}$ от давления p по месторождениям аппроксимировались одномерными полиномами методом наименьших квадратов. Оказалось, что полиномы третьей степени хорошо аппроксимируют данные зависимости (погрешность не превосходит 1%). Например, для Майкопского месторождения зависимость $p = f\left(\frac{p}{z}\right)$ записывается в виде:

$$p = 1{,}00054\,\frac{p}{z} - 0{,}00136\left(\frac{p}{z}\right)^2 + 0{,}3208 \cdot 10^{-5}\left(\frac{p}{z}\right)^3.$$

Для других месторождений полиномы различаются лишь значениями коэффициентов.

Аналогичным образом осуществлена аппроксимация зависимости величины противодавления столба воды, поступившей в газовую залежь (в кгс/см²), от обводняющегося объема порового пространства.

На приведенном выше рис. 73 представлена сеточная область, которой была аппроксимирована водонапорная система в нижнемеловых отложениях Западного Предкавказья с девятью газоконденсатными месторождениями при проведении расчетов на ЭВМ.

В табл. 23 показаны некоторые результаты расчетов на ЭВМ. Для каждого месторождения на каждом году его разработки в этой таблице приведены по три цифры. Первая цифра — величина пластового давления, полученная в результате расчетов на ЭВМ. Вторая цифра — разница $p_{\text{ЭВМ}} - p_{\text{инт}}$ ($p_{\text{ЭВМ}}$ —

Таблица 23

Сопоставление величин пластовых давлений по месторождениям в условиях водонапорного режима, вычисленных на ЭВМ и электроинтеграторе

Годы разработки	Месторождения [1]								
	Майкопское (I)	Березанское (II)	Ленинградское (III)	Сердюковское (IV)	Кущевское (V)	Старо-Минское (VI)	Челбасское (VII)	Каневское (VIII)	Крыловское (IX)
1	280 −1 −0,4%	268 0 0%	214 +20 +10%	264 0 0%	141 −1 −0,7%	217 0 0%	217 +17 +8,5%	175 +7 +4,2%	240 +1 +0,4%
2	271 −1 −0,4%	255 +1 +0,4%	206 +20 +10,8%	257 +3 +1,2%	135 −1 −0,7%	209 −1 −0,5%	208 +14 +7,2%	165 +5 +3,1%	234 +2 +0,8%
3	263 −1 −0,4%	243 +2 +0,8%	199 +19 +10,5%	251 +7 +2,9%	130 0 0%	202 +2 +1%	199 +13 +7%	156 +5 +3,3	228 +2 +0,8%
4	256 −2 −0,8%	232 +2 +0,8%	193 +20 +11,6%	244 +8 +3,4%	125 +1 +0,8%	196 +1 +0,5%	191 +11 +6,1%	147 +4 +2,8%	224 +3 +1,4%
5	249 −1 −0,4%	222 +3 +1,4%	187 +19 +11,3%	238 +9 +3,9%	120 +2 +1,7%	190 +2 +1,1%	184 +11 +6,4%	138 +3 +2,2%	220 +3 +1,4%
6	243 −1 −0,4%	213 +4 +1,9%	181 +19 +11,6%	232 +10 +4,5%	115 +2 +1,8%	185 +3 +1,6%	177 +10 +6%	130 +2 +1,6%	216 +3 +1 4%
7	238 0 0%	205 +5 +2,5%	175 +19 +12,2%	226 +9 +4,2%	111 +4 +3,7%	180 +2 +1,1%	171 +10 +6,2%	122 +2 +1,7%	212 +3 +1,4%
8	234 −1 −0,4%	197 +7 +3,7%	169 +19 +12,6%	221 +10 +4,8%	107 +5 +4,9%	176 +2 +1,2%	165 +10 +6,5%	114 +1 +0,9%	209 +4 +1,9%
9	229 −1 −0,4%	190 +11 +6,1%	163 +19 +13,2%	215 +10 +4,9%	103 +7 +7,3%	172 +2 +1,2%	160 +11 +6,7%	102 −3 −2,9%	206 +5 +2,5%
10	225 −3 −1,3%	183 +13 +7,8%	158 +20 +14,5%	209 +9 +4,5%	99 +9 +10%	169 +3 +1,8%	155 +12 +8,4%	95 −1 −1,1%	203 +6 +3%

[1] См. рис. 73.

пластовое давление, рассчитанное на ЭВМ; $\bar{p}_{инт}$ — пластовое давление, определенное на электроинтеграторе ЭИ-С. Третья цифра характеризует относительную разницу этих давлений $\frac{\bar{p}_{ЭВМ} - \bar{p}_{инт}}{\bar{p}_{инт}} 100\%$.

Данные табл. 23 показывают, что по месторождениям I и VI разница между давлениями, подсчитанными на ЭВМ и ЭИ-С, не превышает 2%, по месторождению IX — не превышает 3%, по месторождениям IV и VIII — 5%, по месторождению II — 8%, по месторождению VII — 9%, по месторождению V — 10% и по месторождению III разница в давлениях доходит до 14,5%. Анализ результатов показал, что значительная разница в давлении по месторождению III объясняется заданием по нему при расчетах на ЭВМ завышенного начального условия.

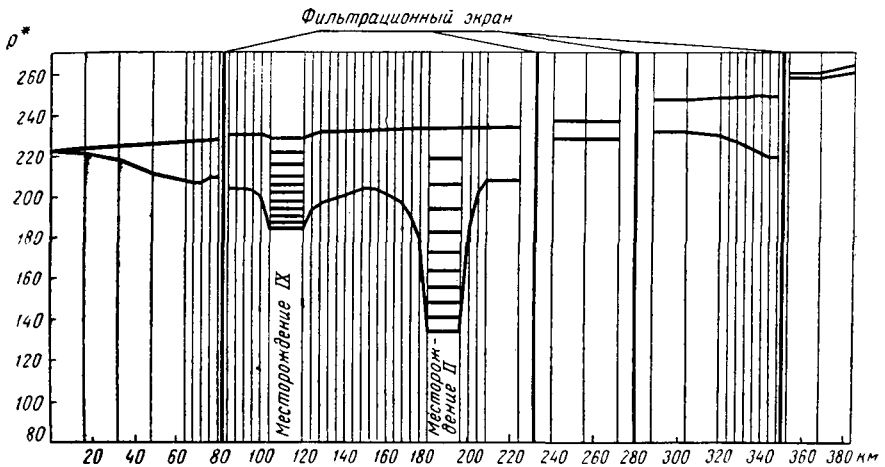


Рис. 74. Расчетные профили (по сечению I—I — см. рис. 73) приведенного пластового давления по водонапорной системе нижнемеловых отложений Западного Предкавказья на разные даты

Данные, приведенные в таблице, указывают на реальную возможность использования численных методов для решения подобных двумерных задач подземной гидродинамики. При количественном сопоставлении результатов мы не акцентируем внимания на величине погрешности того или иного метода. Естественно, что использование ЭВМ дает возможность получить более точные результаты по сравнению с методом электроаналогий.

При проведении расчетов на ЭВМ и ЭИ-С по-разному задавались граничные условия на контурах месторождений. При решении задачи на ЭИ-С узловые точки, аппроксимирующие контур месторождения, «развязывались» через высокоомные сопротивления. Это приводило к различию величин задаваемых и соответственно вычисляемых давлений по узловым контурным точкам и к получению переменных по контуру месторождения дебитов воды. Это различие определялось неоднородностью пластовой водонапорной системы по коллекторским свойствам, интерференцией месторождений, влиянием экранов и направлением естественного фильтрационного потока воды в пласте. Использование подобного принципа для задания граничных условий при расчетах на ЭВМ затруднительно. Поэтому при использовании численных методов расчета давления в узловых контурных точках месторождения были одинаковы и определялись на каждый момент времени по формуле (8) (рис. 74).

В связи с указанным различием в задании граничных условий ни один из методов расчета не рассматривался в качестве эталонного. На появление расхождений в давлениях могли повлиять и некоторые другие причины. Например, при расчетах на ЭВМ были использованы неравномерные шаги по координатным осям (см. рис. 73). Затем моделирование завышенных фильтрационных сопротивлений вдоль контуров месторождений при решении задачи на ЭИ-С осуществлялось в пределах одного шага. При проведении расчетов на ЭВМ завышенные фильтрационные сопротивления «размазывались» на две узловые приконтурные точки.

На рис. 74 в качестве примера представлены профили давлений на начальную и конечную даты в сечении *I—I* (см. рис. 73). Горизонтальные линии в пределах месторождений представляют величины пластовых давлений на 1-, 2-, 3-м, . . . годах разработки. Из рис. 74 наглядно видно влияние естественного фильтрационного потока воды, фильтрационных экранов, неоднородности пласта по коллекторским свойствам и интерференции месторождений на гидродинамическое поле давлений.

ГЛАВА IX

Особенности проектирования разработки газового месторождения

§ 1. Этапы проектирования разработки газового месторождения

Процесс разработки газового месторождения в последнее время подразделяют на два периода: первый период — опытно-промышленной эксплуатации, второй период — промышленной разработки месторождения.

Необходимость опытно-промышленной эксплуатации месторождения вызвана темпами развития газодобывающей промышленности страны.

Назначение опытно-промышленной эксплуатации заключается в следующем:

1) введение в разработку месторождения до полного окончания его разведки;

2) осуществление дальнейшей разведки месторождения;

3) определение запасов газа по данным опытно-промышленной эксплуатации месторождения и подготовка исходных данных для проектирования промышленной разработки.

В соответствии с названными периодами разработки выделяют два этапа в проектировании разработки газового месторождения: первый этап — составление проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения, второй этап — составление проекта разработки.

Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения составляется на основе небольшого объема геолого-промысловой информации при утвержденных по категориям C_1 и C_2 запасах газа. При этом месторождение, расположенное вблизи трассы магистрального газопровода или потребителя, может вводиться в опытно-промышленную эксплуатацию и без утверждения по нему запасов газа. При отсутствии же газопровода или потребителя для ввода месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию требуются подготовка запасов газа и утверждение их по категории C_1. Из них 20% должны удовлетворять требованиям подсчета запасов газа по категории В. Ввод месторождения в разработку согласно проекту опытно-промышленной эксплуатации позволяет до окончания разведки месторождения и достоверного подсчета запасов газа дать народному хозяйству эффективное топливо и сырье для химической промышленности.

Проектом опытно-промышленной эксплуатации месторождения предусматривается проведение комплекса геолого-геофизических, газогидродинамических и специальных (например, термодинамических, акустических и др.) исследований скважин и пластов. В результате этих исследований уточняется тектоническое строение месторождения и водоносного пласта, конфигурация месторождения и характеристика газоводяного контакта, коллекторские свойства газоносного и водоносного пластов, допустимые технологические режимы эксплуатации скважин и д. т.

Для решения названных задач проектом предусматривается бурение эксплуатационных и наблюдательных скважин, обосновывается их размещение в области газоносности, водоносности и на структуре. Исходя из характеристики коллекторов рекомендуются для апробации те или иные методы интенсификации добычи газа, обосновывается технологическая схема сбора, обработки газа и подготовки его к дальнему транспорту в период опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

По данным опытно-промышленной эксплуатации месторождения уточняются начальные запасы газа по месторождению в целом, а при возможности — и по отдельным пластам.

Для опытно-промышленной эксплуатации месторождения предусматривается срок в 2—3 года. Однако в связи с тем, что различные месторождения характеризуются различной сложностью геологического строения, не всегда срок в 2 года может дать необходимый объем информации для составления проекта разработки месторождения. Поэтому некоторыми специалистами в подобных случаях высказывается мнение о целесообразности увеличивать этот срок.

Опытно-промышленная эксплуатация после ее окончания переходит в промышленную разработку месторождения, осуществляемую в соответствии с проектом.

Опытно-промышленная эксплуатация не выясняет всех вопросов, относящихся к последующей рациональной разработке месторождения, но она должна обеспечить получение минимума необходимой информации для составления проекта разработки.

В процессе промышленной разработки месторождения требуется бурение значительного числа скважин. Каждая новая скважина уточняет, а иногда и меняет наши представления о месторождении и водоносном бассейне. Строго говоря, изучение месторождения и процессов, протекающих при его разработке, не заканчивается бурением и последней скважины. На каждом этапе разработки представления о месторождении все более уточняются. Естественно, что в проекте разработки нельзя предусмотреть изменений всей последующей информации о пласте.

При реализации проекта разработки ведется контроль за процессами, происходящими в пласте. Обобщаются новые геолого-геофизические и промысловые данные. На основе накапливающегося материала анализируется разработка месторождения. Если анализ разработки показывает и объясняет причины и характер отклонения

фактических показателей от проектных, то составляется проект доразработки месторождения. Необходимость внесения корректив в первоначальный проект разработки часто в значительной мере определяется характером обводнения скважин и пластов.

Вряд ли можно допустить, что один проект доразработки в состоянии дать достоверный прогноз до окончания процесса разработки месторождения. Поэтому проектирование разработки месторождения можно рассматривать как непрерывный во времени процесс обобщения, уточнения представлений о месторождении и корректирования показателей разработки на тот или иной период.

Осуществление непрерывного во времени процесса проектирования становится реальным при широком внедрении ЭВМ в практику разработки. В ЭВМ геологической службы управления (или объединения) поступает вся информация, характеризующая текущее состояние разработки месторождения. На ЭВМ обрабатывается поступающая информация и с учетом ее результатов определяются перспективы разработки месторождения на ближайший интервал времени и т. д.

В зависимости от объема исходной информации и степени ее достоверности на различных этапах проектирования используются те или иные расчетные методы. Простые, но приближенные методы используются в основном на начальных этапах проектирования. Затем, по мере накопления данных, к проектированию привлекаются электронные вычислительные и аналоговые машины. При этом задачи разработки формулируются и решаются в наиболее строгой математической постановке.

ЭВМ и аналоговые машины могут использоваться и используются и на начальных этапах проектирования. Однако здесь применяются приближенные формулы, приближенные методы решения, производится схематизация залежи и пластовой водонапорной системы. Решение задач разработки в строгой математической постановке возможно лишь при наличии необходимого объема информации. Кроме того, необходимо иметь в виду следующее обстоятельство. Задачи, возникающие при составлении проекта разработки, характеризуются значительно большей вариантностью, чем при составлении проектов доразработки. Это объясняется тем, что при составлении проекта доразработки возникающие задачи решаются в рамках сложившейся системы разработки месторождения и обустройства промысла, а всякие изменения систем разработки и обустройства требуют дополнительных капиталовложений. Поэтому вследствие многовариантности задач разработки месторождения и обустройства промысла применение приближенных методов и ЭВМ вполне оправдывается.

Заслуживает внимания применение вероятностных методов и ЭВМ на ранних этапах проектирования разработки уникальных по запасам газовых месторождений [25]. Вероятностные оценки начальных запасов газа в пласте, а соответственно и отборов газа из месторождения, начальных допустимых дебитов и депрессий и других параметров позволяют наиболее правильно определить целесообразные, с экономической точки зрения, системы разработки месторождения и обустройства промысла. В этом случае складывающиеся на месторождении системы разработки и обустройства не претерпят существенных изменений (будут оставаться близкими к оптимальным) в случае существенных изменений представлений о месторождении.

Проекты разработки месторождений природных газов составляются проектными или исследовательскими институтами Мингазпрома СССР. Предварительно проекты разработки рассматриваются рабочей комиссией, а окончательно их рассматривает Центральная

комиссия по разработке месторождений природных газов Мингазпрома СССР. Решения Центральной комиссии по крупным и уникальным по запасам газа месторождениям утверждаются Коллегией Министерства газовой промышленности СССР.

§ 2. Обоснование исходной геолого-промысловой информации. Уточнение параметров водоносного пласта

От полноты и достоверности исходной геолого-промысловой информации о месторождении, отдельных залежах газа и пластовой водонапорной системе зависит точность прогнозных расчетов показателей разработки месторождения и обустройства промысла. На разных этапах проектирования и разработки месторождения прогнозные расчеты приходится выполнять исходя из различного объема информации о пласте и протекающих в нем процессах. В предыдущих главах уже сообщалось о характере и объеме необходимой информации.

Показатели разработки в проекте опытно-промышленной эксплуатации месторождения обычно определяются по расчетным соотношениям для газового режима. Производится лишь оценка возможного проявления водонапорного режима. Поэтому при составлении проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения требуется обоснование следующих данных.

Прежде всего, исходя из объема утвержденных запасов газа, расстояния до потребителя и из его потребностей или пропускной способности действующего газопровода и других факторов, обосновывается величина отбора газа из месторождения и отдельных эксплуатационных объектов. Кроме того, определяются и обосновываются следующие показатели:

1) пластовые давление и температура;

2) параметры газа, воды и пористой среды (зависимости $z = z(p)$, $\mu_г = \mu_г(p)$, величины $\mu_в$, $\beta_с$, $\beta_ж$ и др.);

3) допустимые технологические режимы эксплуатации скважин;

4) коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B в уравнении притока газа к отдельным скважинам;

5) объекты совместной и раздельной разработки (для многопластовых месторождений).

На основе имеющейся информации строятся структурная карта и профили, карты равных значений коэффициентов пористости, проницаемости и эффективной мощности пласта. Определяется возможная связь между пластами. Дается характеристика водоносного пласта.

Для установления и обоснования перечисленных и других данных используются результаты анализов керна, газа и воды, результаты геофизических, газогидродинамических, термодинамических и специальных исследований скважин и пластов. На основе имеющихся данных полученные результаты осредняются. Например, опреде-

ляются параметры «средней» скважины, средняя допустимая депрессия на пласт, средние параметры газо- и водоносного пласта и т. д.

При составлении проектов разработки или доразработки месторождения, помимо обоснования отмеченных данных, необходимо:

1) определить (уточнить) начальные запасы газа; уточнить коэффициенты A и B по скважинам, технологические режимы и т. д.;

2) установить степень неоднородности пластов по коллекторским свойствам как в области газоносности, так и в области водоносности; установить характер дренирования продуктивных отложений как по мощности пласта, так и по площади газоносности;

3) уточнить тектоническое строение продуктивных пластов, степень непроницаемости тектонических нарушений (если они имеются);

4) выявить области питания и разгрузки, наличие и характеристику естественного фильтрационного потока воды в пределах водоносного бассейна;

5) определить наличие и характеристику межпластовых перетоков и параметров зон перетока;

6) обосновать выбор диаметров скважин, параметров системы обустройства, коэффициента резерва скважин и т. д.

Для обоснования исходных данных к проектам разработки или доразработки, помимо отмеченных исследований, широко используются данные опытно-промышленной эксплуатации или промышленной разработки месторождения (об этом будет еще сказано в XII главе). Более подробно вопросы подготовки и обоснования необходимых для проектирования исходных данных изложены в работах [23, 24, 31], здесь же мы рассмотрим вопросы уточнения параметров водоносного пласта и его тектонического строения.

В практике гидрогеологических исследований уже значительное время строятся карты приведенных напоров (гидроизопьез) по различным водонапорным бассейнам. Замеры статических уровней воды, составление карт гидроизопьез используются для определения направления фильтрационных потоков воды, выявления областей питания и разгрузки, степени наклона газоводяных или нефтеводяных контактов, а также для определения размеров газовых залежей с целью сокращения объема разведочных работ [62]. Известен случай, когда сопоставление карт гидроизопьез по Ставропольскому поднятию и Минераловодскому выступу позволило установить между указанными поднятиями тектоническое нарушение (В. Н. Корценштейн).

Карты гидроизопьез могут также использоваться для уточнения фильтрационных сопротивлений водоносного бассейна в региональном масштабе и его тектонического строения [3, 40]. Здесь и в дальнейшем, говоря об уточнении параметров газоносного или водоносного пласта, будем иметь в виду определение эквивалентных натуре параметров пласта. Даже при исследовании скважин никогда не получаются истинные значения параметров пласта, а параметры, осредненные по мощности и площади. Тем более это относится к уточнению параметров пласта по площади месторождения или огромного

по размерам водоносного бассейна. Однако эквивалентная модель пласта должна быть такой, чтобы определенные на ее основе показатели разработки были близкими к фактическим в пределах некоторого периода времени.

Если до начала разработки месторождений в пластовой водонапорной системе, к которой они приурочены, имеется естественный фильтрационный поток воды, то он характеризуется потерями давления при движении воды от области питания к области разгрузки. Естественно, что распределение давлений (напоров) по площади такой водонапорной системы целиком определяется фильтрационными параметрами коллекторов, тектоническим строением водоносного бассейна и наличием нефтяных или газовых месторождений.

Распределение приведенного давления p^* (напор) в естественном (стационарном) фильтрационном потоке воды описывается следующим дифференциальным уравнением эллиптического типа:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x, y)\,h(x, y)}{\mu(x, y)}\,\frac{\partial p^*}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x, y)\,h(x, y)}{\mu(x, y)}\,\frac{\partial p^*}{\partial y}\right]=0. \qquad (1)$$

При разведочных работах на нефть и газ, при оконтуривании газовых или нефтяных месторождений некоторые скважины оказываются пробуренными на водоносный пласт. При наличии системы таких водяных (пьезометрических) скважин на площади водоносного пласта и ряда уже открытых залежей природного газа удается по результатам замеров давлений (уровней) установить характер распределения давления по площади водонапорной системы. Если помимо карты гидроизопьез имеются данные о границах водоносного пласта, о местоположении известных месторождений, областей питания и разгрузки, то можно сформулировать следующую обратную задачу: уточнить параметры водоносного пласта по известным данным о замерах давлений (уровней) в пьезометрических скважинах (*или карты гидроизопьез*), *о месторождениях*, *областях питания*, разгрузки и конфигурации водонапорной системы.

Согласно работе М. И. Швидлера, для единственности решения задачи об определении параметра kh/μ вдоль некоторой линии тока необходимо, чтобы в одной из точек этой линии было известно значение параметра kh/μ. Поэтому до решения рассматриваемой нами задачи необходимо по результатам исследования пьезометрических скважин при неустановившихся режимах определить параметр kh/μ, задать приближенно построенную карту равных значений проводимости пласта.

Решение отмеченной задачи получается в результате последовательных приближений. Первое приближение заключается в нахождении решения уравнения (1) при следующих условиях. На контурах областей питания и разгрузки задаются соответствующие величины напоров воды. Вдоль границ выклинивания коллекторов водоносного пласта должно выполняться условие непроницаемости $\partial p^*/\partial n = 0$. Если известны тектонические (непроницаемые) нарушения, местоположение и конфигурация газовых (нефтяных) место-

рождений, то вдоль их контуров также необходимо задавать условие $\partial p^*/\partial n = 0$. Это связано с тем, что данные тектонические нарушения и месторождения являются препятствиями для потока воды.

Решение уравнения (1) при описанных граничных условиях сводится к нахождению величин напоров (давлений) по пьезометрическим скважинам. Несовпадение значений расчетных и фактических напоров в пьезометрических скважинах указывает на несоответствие принятых фильтрационных сопротивлений и строения водонапорной системы действительным значениям. В этом случае необходимо уточнение величин фильтрационных сопротивлений и строения водонапорной системы. После этого выполняется второе приближение — находится новое решение уравнения (1). Процесс последовательных приближений продолжается до совпадения расчетных и фактических величин напоров по всей системе пьезометрических скважин и месторождений.

В процессе уточнения параметров и строения водонапорной системы может возникнуть необходимость в задании ряда фильтрационных экранов. Анализ геологического материала может показать, являются ли выявленные фильтрационные экраны тектоническими нарушениями или же новыми газовыми (нефтяными) месторождениями.

Таким образом, при помощи карты гидроизопьез и проведения расчетов на электронных вычислительных или аналоговых машинах можно уточнить фильтрационные параметры, тектоническое строение водонапорной системы в региональном масштабе и доразведать бассейн на нефтегазоносность. Степень достоверности получаемых результатов на основе использования карты гидроизопьез в значительной степени зависит от числа месторождений, пьезометрических скважин и тщательности их исследования.

Решение уравнения (1) при отмеченных условиях возможно на электроинтеграторе, имеющем сетку из сопротивлений, собранных по схеме рис. 40. В данной сетке распределение электрических напряжений описывается уравнением

$$\frac{\partial}{\partial x_э}\left[\frac{1}{R}\frac{\partial u}{\partial x_э}\right]+\frac{\partial}{\partial y_э}\left[\frac{1}{R}\frac{\partial u}{\partial y_э}\right]=0. \qquad (2)$$

Введение коэффициентов подобия согласно соотношениям

$$R = C_R\frac{\mu}{kh},\quad u = C_p p^*,\quad \frac{x}{x_э}=\frac{y}{y_э}=M \qquad (3)$$

приводит к следующему условию подобия протекания электрических и фильтрационных процессов:

$$\frac{C_R}{C_p M^2}=1. \qquad (4)$$

Условие подобия (4) и соотношения (3) достаточны для решения рассмотренной задачи на электрической модели.

Если при решении уравнений типа (1) приходится задавать граничные условия в виде дебитов или определять дебиты в результате решения, то вводится аналогично предыдущему (§ 7 главы V) коэффициент пропорциональности C_q. Связь C_q с другими коэффициентами подобия определяется вторым условием подобия протекания электрических и фильтрационных процессов:

$$\frac{C_p}{C_R C_q} = 1.$$

Изложенная методика была использована для уточнения параметров и строения водонапорной системы нижнемеловых отложений Западного Предкавказья [3]. В результате этих исследований были уточнены величины фильтрационных сопротивлений водоносного пласта в отдельных районах и выявлен ряд фильтрационных экранов. Отметим, что проведенные во ВНИИгазе В. И. Соломахиным, Н. Г. Степановым и Ю. М. Фриманом с применением электроинтегратора УСМ-1 исследования в связи с детальным анализом разработки Березанского и Сердюковского месторождений подтвердили наличие наиболее крупного (из полученных нами ранее [3]) фильтрационного экрана восточнее указанных месторождений. Говорить о подтверждении других корректив строения водонапорной системы нижнемеловых отложений Западного Предкавказья труднее. Следует в связи с этим упомянуть об исследованиях Г. И. Пикало. В результате детальной региональной корреляции установлено неповсеместное распространение продуктивных пачек (I, II, III, IV и V) в пределах разрабатываемых газоконденсатных месторождений Краснодарского края и обширной по размерам водонапорной системы. Это, в частности, предопределило своеобразие проявления водонапорного режима в Березанском месторождении. В проводившихся же нами в 1961—1963 гг. исследованиях нижнемеловые отложения рассматривались как единый продуктивный комплекс, и лишь в результате последующих геолого-промысловых исследований было выделено до пяти продуктивных пачек, получены выводы об особенностях строения и коллекторских свойствах нижнемелового горизонта.

§ 3. Характеристика потребителя. Отбор газа из месторождения

Потребность в газе и требования, предъявляемые к его кондиции потребителем, отражаются на всех показателях разработки месторождения и обустройства промысла. Поэтому на любых этапах проектирования разработки месторождения и обустройства промысла должны быть известны сведения о потребителе. Характеристика потребителя определяет степень и способ очистки газа от механических и вредных примесей, влаги, жидких углеводородов.

В зависимости от потребителя находится в известной мере продолжительность периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи газа. Заданное потребителем давление может определять пе-

риоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации месторождения, время работы установок низкотемпературной сепарации газа, мощность дожимной компрессорной станции и установок искусственного холода. Требования потребителя оказывают влияние на изменение во времени необходимого числа скважин, на систему сбора, обработки и распределения потоков газа.

Требования надежности газоснабжения потребителей определяют различный резерв скважин. Число групповых пунктов сбора и обработки газа также отчасти определяется требованиями надежности газоснабжения. Возможный аварийный выход из строя одного из групповых пунктов не должен отражаться на бесперебойной подаче газа потребителю. Число групповых пунктов определяет протяженность и диаметры шлейфов и газосборных коллекторов. Месторождение Газли, являющееся источником газоснабжения практически только индустриального Урала, имеет один комплекс головных сооружений. На Шебелинском же месторождении имеются четыре промысловые газораспределительные станции в связи с необходимостью подачи газа по четырем направлениям и т. д.

Таким образом, характеристика потребителя, влияя на систему разработки месторождения и обустройства промысла, определяет многие технико-экономические показатели добычи газа на месторождении и у потребителя. При рассмотрении вопроса о потребителе необходимо иметь в виду его удаленность от месторождения и климатические условия по трассе газопровода.

Существенными вопросами при проектировании разработки месторождения на различных этапах являются выбор, обоснование или уточнение отбора газа из месторождения. Трудно дать универсальные рекомендации на этот счет. Отметим некоторые факторы, влияющие на темп разработки месторождения.

Существенное влияние на отбор газа из месторождения оказывает величина начальных запасов его в пласте. Например, для Северо-Ставропольского месторождения в 1954 г. по результатам еще не закончившейся его разведки проектом разработки рекомендовался годовой отбор газа в размере 6,7 млрд м³. В связи с уточнившимися запасами газа в проекте разработки 1960 г. обосновывается годовой отбор газа в 12,2 млрд. м³ с возможностью последующего увеличения его в отдельные годы до 15,2 млрд. м³. Фактический отбор газа достиг 15 млрд. м³ в год.

В начальные периоды разработки месторождения величину отбора газа определяет пропускная способность ближайшего магистрального газопровода. Пропускная способность одного и того же газопровода изменяется во времени по мере ввода в эксплуатацию линейных и дожимной компрессорных станций.

Наиболее общим алгоритмом обоснования величины отбора газа из месторождения является следующий.

На основе топливно-энергетического баланса страны определяется потребность в газе на ту или иную перспективу (этот вопрос решается Госпланом и его институтами в масштабе всего народного

хозяйства). Годовые объемы добычи газа по стране распределяются между отдельными газоносными провинциями. При этом учитываются имеющиеся и перспективные запасы газа, сложившиеся и перспективные потоки газа. Распределение добычи газа по газоносным провинциям осуществляется головными исследовательскими институтами Министерства газовой промышленности СССР, а распределение отборов газа из отдельных газоносных провинций между отдельными газовыми и газоконденсатными месторождениями возлагается на соответствующие региональные исследовательские институты. Решение рассматриваемой задачи в целом находится в результате нескольких последовательных приближений.

Вследствие сложности этой работы и по ряду других причин при составлении многих проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений еще не приходится использовать цифры, обоснованные указанным образом, в качестве плановых заданий по добыче газа. Чаще, если обоснованием отбора газа из месторождения занимается проектная или исследовательская организация, к рассмотрению привлекается топливно-энергетический баланс одного или нескольких районов возможного потребления газа. Результатом подобных технико-экономических исследований является технико-экономический доклад (ТЭД). Однако в ТЭД, например для Тюменской газоносной провинции, обосновываются направления и объемы потоков газа исходя из рассмотрения топливно-энергетического баланса страны.

В результате анализа топливно-энергетического баланса индустриального Урала, выполненного экономическим отделом ВНИИгаза под руководством В. М. Гальперина, была обоснована величина годового отбора газа из месторождения Газли.

Распространенной становится в последнее время практика обоснования величин отборов газа из отдельных газовых месторождений провинции. В XI главе будет рассмотрена методика распределения заданного отбора газа из провинции по отдельным месторождениям. В настоящее время этот вопрос решается исходя из достижения оптимальных технико-экономических показателей добычи газа по всем месторождениям провинции в целом.

Величина отбора газа, обоснованная на том или ином этапе разработки месторождения, в дальнейшем корректируется. Уточнение объема отбора газа вызывается изменением представлений о запасах данного месторождения и газоносной провинции в целом. Открытие новых месторождений по трассе газопровода или вблизи потребителя приводит к корректированию отбора газа из рассматриваемого месторождения. Так, открытие крупного по запасам Вуктыльского газоконденсатного месторождения по трассе будущей северной нитки газопровода Тюмень — Центр значительно скорректировало очередность строительства данного газопровода и величины отборов газа как из тюменских месторождений, так и из месторождения Вуктыл. Месторождение Вуктыл будет разрабатываться относительно высокими темпами до тех пор, пока не будет введен в действие газопро-

вод от севера Тюменской области до Вуктыла. Это позволит раньше намеченных сроков дать газ европейской части СССР и отсрочить ввод капиталовложений в строительство газопровода Тюмень—Центр.

Изменение представлений о запасах газа Северо-Ставропольского месторождения и о потребности в газе европейской части Советского Союза привело к отмеченным уже коррективам величины годового отбора газа. Подобное же положение с отборами газа складывалось и для Шебелинского месторождения.

Темпы отбора газа в период падающей добычи определяются наличным числом эксплуатационных скважин и в некоторой степени местным потребителем.

Имеются особенности и в подходе к определению объемов отбора газа из небольших по запасам или малопродуктивных месторождений и к установлению очередности ввода их в разработку. Так, В. А. Козлов, Б. В. Панасов и В. И. Старосельский при рассмотрении перспектив разработки небольших по запасам газовых месторождений Клетско-Почтовской группы (Волгоградская область) обосновывают необходимость разновременного ввода их в разработку. Тогда при эжектировании низконапорного газа истощенных месторождений Арчединской группы создается возможность продолжать их разработку без строительства дожимной компрессорной станции и новой сети газопроводов для подачи газа из Клетско-Почтовской группы месторождений. Этому благоприятствует единый потребитель газа.

На основе опыта проектирования разработки Тахта-Кугультинского, Петровско-Благодарненского и Безопасненского месторождений (Ставропольский край) С. С. Гацулаев, В. Ф. Канашук и О. А. Славицкая приходят к выводу о целесообразности разработки малодебитных месторождений с подачей газа местным потребителям. Авторы считают, что оптимальные годовые отборы газа в период постоянной добычи не должны превышать 4—5% от первоначальных запасов, а продолжительность этого периода должна составлять не более 7 лет. Окончание разработки таких месторождений рекомендуют устанавливать исходя из условия, пока приведенные затраты на добычу и транспорт газа не сравняются с затратами на топливозаменитель — каменный уголь. Для малодебитных месторождений целесообразно применять конструкции скважин с 76—102-миллиметровыми эксплуатационными колоннами.

Исходя из продуктивных характеристик скважин на Тахта-Кугультинском месторождении (около 5 тыс. м³/сут), Г. С. Уринсон в 1962 г. обосновал отбор газа 100 млн. м³/год. Увеличение отборов до 1,5—2 млрд. м³/год автор считал возможным при повышении дебитов скважин в несколько раз. Поэтому рекомендовалось направлять капиталовложения в первую очередь в разработку высокопродуктивных месторождений Северного Кавказа.

§ 4. Проектирование рациональной разработки газового месторождения — задача математического программирования

В последнее время решению оптимизационных технико-экономических задач уделяется исключительное внимание. Для этого создаются специальные методы поиска оптимальных решений, применяется электронная вычислительная техника.

Все технико-экономические задачи имеют много общего в своей математической формулировке. Так, требуется найти минимум (или максимум) некоторой функции многих переменных. При этом должны соблюдаться определенные ограничительные условия относительно искомых переменных.

Подобные задачи решаются специальными методами — методами математического программирования. Методами линейного программирования решаются оптимизационные задачи, когда минимизируемый функционал линейно зависит от искомых переменных. Если минимизируемый функционал нелинеен, то применяются методы нелинейного программирования. Методами динамического программирования решаются оптимизационные задачи управления и др.

В практике проектирования все более широкое распространение получает составление комплексных проектов разработки месторождения и обустройства промысла. При этом система пласт—скважины—газосборные сети—магистральный газопровод должна рассматриваться как единое целое. Следовательно, требуется одновременная оптимизация показателей разработки месторождения и обустройства промысла.

В принципе проектирование рациональных систем разработки месторождения и обустройства промысла относится к классу задач, решаемых методами математического программирования. Однако здесь встречается еще ряд трудностей. Нетривиальной является запись минимизируемого функционала с учетом температурного режима системы пласт—скважина—газосборные сети — установки НТС и т. д., с учетом неравномерного характера размещения скважин на площади газоносности, характерных особенностей проявления водонапорного режима и т. п. Возможность применения методов математического программирования при проектировании — предмет дальнейших специальных исследований. Эти методы и в настоящее время могут использоваться для решения некоторых задач в приближенной математической постановке. Для этих целей, в частности, применяется метод Лагранжа — метод нахождения условного минимума (максимума) функции многих переменных. Использование метода Лагранжа будет показано в XI главе при расчете оптимального распределения заданного отбора газа по отдельным месторождениям газоносной провинции.

В связи с изложенными трудностями проектирования часто бывает необходимо при выборе рациональной системы разработки месторождения и обустройства промысла рассматривать различные рас-

четные варианты. При обосновании величины отбора газа из месторождения иногда приходится рассматривать несколько возможных вариантов темпа разработки. Для намечаемой величины отбора газа необходимо из возможных вариантов систем разработки и обустройства выбрать оптимальный. Поэтому исследуются варианты:

1) размещения скважин на площади газоносности;

2) совместной, раздельной и совместно-раздельной разработки отдельных продуктивных пластов и эксплуатационных объектов;

3) допустимых, например, депрессий на пласт;

4) отборов газа из отдельных эксплуатационных объектов и групп скважин;

5) конструкций и диаметров эксплуатационных скважин;

6) периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи газа;

7) систем сбора газа;

8) систем обработки газа перед дальним транспортом;

9) типов компрессорных машин для дожимной компрессорной станции и т. д.

При составлении проектов доразработки число рассматриваемых вариантов определяется необходимостью учета новых сведений о месторождении, новых требований потребителя, изменения ресурсов газа. Рассматриваемые варианты основываются на сложившихся системах разработки месторождения и обустройства промысла. Это означает, что варианты выбираются из условия оптимизации тех или иных звеньев в реально сложившихся системах разработки и обустройства.

Вследствие многовариантности задач, возникающих при проектировании, в проекте специально обосновываются расчетные варианты и подварианты, отбраковываются заведомо неприемлемые. При этом исходят из современного состояния техники и технологии бурения скважин, добычи и обработки газа, методов интенсификации добычи газа. Учитывается выпускаемый сортамент труб и арматуры, компрессоров и холодильных машин. Определенную помощь оказывает накопленный опыт проектирования и разработки, особенно близких по характеристике месторождений.

Следовательно, оптимальные проектные решения в настоящее время получаются в результате выбора наилучших (из рассмотренных) по экономическим показателям систем разработки месторождения и обустройства промысла. Эффективность поиска оптимальных вариантов увеличивается при использовании аналоговой и вычислительной техники, позволяющей рассматривать большее число вариантов и подвариантов, применять более точные (но и более сложные) расчетные методы.

§ 5. Основные показатели разработки месторождения и обустройства промысла. Выбор рационального варианта

В предыдущем параграфе показан многовариантный характер задач, возникающих при проектировании систем разработки месторождения и обустройства промысла.

После обоснования расчетных вариантов определяется изменение во времени показателей разработки месторождения и обустройства промысла по каждому из рассматриваемых вариантов. К основным показателям систем разработки и обустройства относятся следующие.

1. Изменение во времени пластовых, забойных, устьевых давлений и температур на пути движения газа от забоя до приема магистрального газопровода.

2. Изменение во времени средних (и максимальных) [1] дебитов скважин или дебитов отдельных скважин.

3. Изменение во времени необходимого числа эксплуатационных, резервных и наблюдательных скважин. Очередность ввода скважин в эксплуатацию.

4. Темпы продвижения пластовых вод по площади и мощности газоносности. Перечисленные показатели разработки определяются для рассматриваемого варианта отбора газа из месторождения, но для различных вариантов конструкции и диаметров скважин, допустимых депрессий на пласт, размещения скважин, числа эксплуатационных объектов и т. д.

5. Число и местоположение групповых пунктов сбора и обработки газа.

6. Диаметры и протяженность газосборных шлейфов и коллекторов.

7. Ступени сепарации; тип сепарационных аппаратов; площади и конструкции теплообменных аппаратов; расходы ДЭГ или иного ингибитора гидратообразования.

8. Параметры системы осушки газа.

9. Периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации, сроки ввода в эксплуатацию и мощности ступеней ДКС и т. д.

10. Экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

Для приближенного определения показателей разработки (при ограниченном объеме информации) используются расчетные методы, изложенные в § 1—5 главы V, § 2—5 главы VI, § 2—6 главы VII и др.

Более точный прогноз показателей разработки может быть получен при применении методов расчета двумерных задач с учетом неоднородности пластов по коллекторским свойствам, произвольности конфигурации месторождения, водонапорного бассейна и расположения разнодебитных скважин. Соответствующие методы расчета, основанные на использовании ЭВМ и электрических моделей, описаны в § 6—11 главы V, § 6 главы VI, § 7 главы VII, § 2—3 главы VIII.

Составлению проекта доразработки предшествует анализ состояния разработки месторождения и отдельных залежей. В результате анализа разработки уточняются коллекторские свойства пластов в областях газо- и водоносности, начальные запасы газа и т. д. О соответствующих расчетных методах сказано в § 2—8 главы XII.

---

[1] Под максимальными понимаются дебиты скважин, рассчитанные исходя из условия одновременной их работы в году в течение 310 суток.

Расчеты изменения во времени отмеченных показателей системы обустройства выполняются на основе идей, методов и формул, изложенных в работах [8, 26 31, 40, 65 и др.].

В последнее время достигнуты успехи в создании, например, расчетных методов проектирования оптимальных систем газосбора, в определении местоположения газосборных пунктов и т. д. Данные задачи формулируются и решаются как оптимизационные (З. Т. Галиуллин, А. И. Гарляускас, Б. Л. Кривошеин, Э. С. Салимжанов). Использование подобных решений позволяет не просто определить те или иные параметры системы обустройства, а находить их оптимальные значения с учетом особенностей разработки месторождения.

После определения показателей разработки месторождения и обустройства промысла рассчитываются экономические показатели каждого из рассмотренных вариантов и выбирается наиболее рациональный из них. При расчете капиталовложений и эксплуатационных расходов применяются укрупненные нормативные показатели [71а, 72].

В объем капиталовложений включаются затраты на бурение скважин, их обвязку, сооружение выкидных линий от скважин до сборных пунктов, сооружение сборных пунктов с установками очистки, осушки газа, газосборных коллекторов и прочих промысловых объектов (дороги, автохозяйство, ремонтные мастерские, административные здания и др.). В эксплуатационных расходах учитываются затраты на заработную плату, вспомогательные материалы (метанол, диэтиленгликоль и др.), энергозатраты (пар, вода, электроэнергия) и затраты на топливо, текущий ремонт, амортизацию основных фондов и общепромысловые расходы.

Выбор рационального варианта разработки с использованием естественной энергии пласта, как правило, сводится к отысканию такого варианта, который обеспечивал бы реализацию заданной программы по добыче газа при минимальных затратах. Отсюда следует, что по сравниваемым вариантам должно соблюдаться условие равенства годовых отборов газа.

В качестве критерия экономической оценки таких вариантов рекомендуется применять показатель приведенных затрат [69], который определяется как

$$C + E_{н}K = \min, \tag{1}$$

или

$$CT_{н} + K = \min, \tag{2}$$

где C — годовые эксплуатационные расходы; $E_{н}$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K — капиталовложения; $T_{н}$ — нормативный срок окупаемости капиталовложений.

Однако показатель (1) можно применять лишь для измерения затрат «в статике», т. е. оценивать варианты со сроком эксплуатации не более 1 года. При известных условиях для оценки затрат «в динамике» (за ряд лет) можно применять показатель типа (2). Такими условиями применения этого показателя являются равенство по

годам разработки величины C и осуществление до начала разработки всех капиталовложений K. При сравнении же вариантов разработки газовых месторождений указанные условия встречаются редко, так как даже при постоянной добыче газа для поддержания ее возникает необходимость в дополнительных затратах на сооружение и эксплуатацию скважин. Поэтому для определения затрат по вариантам с длительными сроками разработки месторождения необходимо пользоваться формулой

$$З = \sum_{t=0}^{T} K_t (1+E)^{-t} + \sum_{t=1}^{T} И_t (1+E)^{-t}, \qquad (3)$$

где E — коэффициент учета разновременности затрат (он может быть равен коэффициенту эффективности капиталовложений $E_н$); T — срок разработки; t — порядковый номер года разработки; $И_t$ — эксплуатационные расходы (без амортизации) в t-м году разработки.

Оптимальным является вариант разработки месторождения и обустройства промысла, при котором расчетные затраты согласно (3) минимальны.

В Типовой методике определения эффективности капиталовложений [69] коэффициент $E_н$ рекомендуется принимать для всех отраслей промышленности равным 0,12, а коэффициент учета разновременности — 0,08. Однако вопрос о величине этих коэффициентов до сих пор остается дискуссионным. Во многих действующих и проектируемых отраслевых методиках принимается $E = E_н = 0{,}12$. Формула (3) выведена из условия указанного равенства. Если же исходить из условия $E \neq E_н$, то она будет иметь следующий вид:

$$З = Ф(1+E)^{-T} + E_н \sum_{t=1}^{T} Ф_t (1+E)^{-t} + \sum_{t=1}^{T} И_t (1+E)^{-t}, \qquad (4)$$

где $Ф = K_1 + K_2 + \cdots + K_t$ — сумма основных производственных фондов за срок разработки T; $Ф_t$ — основные фонды на конец t-го года разработки.

Для определения эффективности использования капиталовложений при реализации проекта разработки используется показатель рентабельности

$$E_р = \frac{П_t}{Ф}. \qquad (5)$$

Здесь $П_t$ — годовая прибыль (в t-м году) от реализации продукции. Если коэффициентом эффективности капиталовложений $E_н$ определяется их относительная эффективность, то $E_р$ является коэффициентом абсолютной эффективности. Им оценивается целесообразность осуществления не дополнительных, а вообще всей суммы вложений в данный объект. Если величина $E_р$ ниже определенного нормативного уровня (как правило равного 0,15), то сооружение рассматриваемого объекта считается нецелесообразным. Прежде

чем оценить варианты по приведенным затратам (определение их относительной эффективности), необходимо определить абсолютную эффективность (рентабельность) каждого из них. Нерентабельные варианты должны быть исключены из числа сравниваемых вариантов.

§ 6. Основные положения проекта разработки газового месторождения

Рассмотренные выше вопросы представляют составные части проекта опытно-промышленной эксплуатации или проекта разработки газового месторождения. Таким образом, основными разделами проекта разработки газового месторождения являются следующие.

1. Геологическое строение месторождения и водонапорного бассейна. Этот раздел включает вопросы:

а) общие сведения о районе, орогидрография;

б) история разведки месторождения;

в) стратиграфия;

г) тектоника;

д) газонефтеносность, запасы газа, характеристика газов;

е) гидрогеологическая характеристика пластовой водонапорной системы, результаты анализов проб воды;

ж) характеристика продуктивных отложений по коллекторским свойствам.

2. Характеристика потребителя. Отбор газа из месторождения (об этом разделе проекта разработки сказано в § 3 данной главы).

3. Обоснование исходных геолого-промысловых данных. Уточнение параметров водоносного пласта. В этом разделе отражены следующие вопросы:

а) обработка и анализ результатов геофизических, газогидродинамических и специальных исследований скважин и пластов;

б) обоснование допустимых технологических режимов эксплуатации скважин, определение параметров «средней» скважины;

в) определение емкостных, фильтрационных параметров газоносных и водоносных пластов и т. д.;

г) уточнение параметров водоносного пласта с использованием карты гидроизопьез;

д) обоснование объектов эксплуатации.

4. Обоснование расчетных вариантов (или величин):

а) по отборам газа из месторождения, из отдельных эксплуатационных объектов (в случае многопластового месторождения);

б) по системе разработки месторождения (по размещению скважин, их конструкциям, рабочим депрессиям на пласт и т. д.);

в) по системе обустройства промысла (по числу и размещению групповых пунктов, по системам и методам сбора, обработки и подготовки газа к дальнему транспорту).

5. Определение показателей систем разработки месторождения и обустройства промысла. В данном разделе освещаются использованные расчетные методы и формулы. Приводятся результаты

расчетов показателей разработки и обустройства для всех рассматриваемых вариантов и подвариантов.

6. Определение экономических показателей. Выбор рационального варианта разработки месторождения и обустройства промысла (о характере данного раздела см. предыдущий параграф).

7. Обоснование системы размещения эксплуатационных и наблюдательных скважин (с учетом результатов технико-экономических расчетов, наличия болот, населенных пунктов и т. д.).

8. Мероприятия по интенсификации добычи газа.

9. Рекомендации по контролю за разработкой месторождения.

При установлении необходимого числа эксплуатационных, резервных и наблюдательных скважин обосновываются:

а) число разведочных скважин, переводимых в разряд эксплуатационных или наблюдательных;

б) местоположение проектных скважин на площади газоносности и на структуре;

в) порядок ввода их в эксплуатацию (с учетом, например, особенностей разработки и разбуривания многопластового месторождения).

Данные вопросы решаются с учетом разведанности отдельных участков или отдельных пластов, параметров пласта, конфигурации месторождения. На систему размещения эксплуатационных и наблюдательных скважин влияют сетка размещения разведочных скважин, наличие населенных пунктов или естественных препятствий.

Исходя из особенностей геологического строения месторождения и степени его разведанности, рекомендуются соответствующие методы контроля за разработкой месторождения. Конкретно указываются номера скважин, виды исследовательских работ и очередность их выполнения.

Особое внимание в проекте разработки уделяется методам интенсификации добычи газа. При этом исходят из полученных продуктивных характеристик скважин, типа коллекторов.

Применение методов интенсификации добычи газа позволяет предотвращать преждевременное обводнение скважин, уменьшать число скважин на разработку месторождения, увеличивать конечный коэффициент газоотдачи пласта. В настоящее время уделяется исключительное внимание рациональному применению методов интенсификации добычи газа.

При составлении проекта доразработки газового месторождения добавляется раздел, посвященный анализу и современному состоянию процесса разработки месторождения (вопросам анализа разработки посвящена XII глава).

Проект разработки газоконденсатного месторождения включает ряд дополнительных разделов, посвященных учету особенностей разработки этих месторождений. В результате газогидродинамических и технико-экономических расчетов обосновывается система разработки газоконденсатного месторождения на истощение или с поддержанием пластового давления путем обратной или частичной закачки сухого газа или путем законтурного заводнения.

ГЛАВА X

Особенности проектирования разработки газоконденсатного месторождения

§ 1. Характерные особенности разработки газоконденсатного месторождения

Основные особенности газоконденсатных систем связаны с петлеобразностью фазовой диаграммы, с явлениями обратной конденсации и испарения. Эти особенности приводят к тому, что при снижении давления в газоконденсатной системе ниже давления насыщения начинается выпадение тяжелых углеводородов (конденсата).

Фильтрационные течения газоконденсатных систем в пласте сопровождаются фазовыми переходами. Считается, что эти переходы происходят в условиях локального термодинамического равновесия.

Если давление в газоконденсатном пласте в процессе разработки поддерживается на уровне начального (или давления начала конденсации), то фазовые переходы возникают лишь в зонах пласта, примыкающих к скважинам. В этом случае фильтрация газоконденсатной системы в пласте хорошо описывается дифференциальным уравнением неустановившейся фильтрации реального газа. Это означает, что большинство рассмотренных расчетных методов для газовых месторождений пригодно для определения показателей разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. Особенностью газоконденсатного месторождения является наличие двухфазных течений в призабойной зоне пласта. Это приводит к необходимости расчета изменения во времени, например, коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B в уравнении притока газа к скважине.

Если газоконденсатное месторождение разрабатывается на истощение, то выпадение конденсата в пласте происходит повсеместно. Однако выпадающий конденсат мало изменяет коэффициент газонасыщенности всего пласта. Следовательно, и при разработке газоконденсатного месторождения на истощение фильтрационные течения могут рассматриваться в рамках однофазных течений, так как выпадающий конденсат неподвижен. Малая конденсатонасыщенность пласта не приводит к изменениям его емкостных и фильтрационных параметров. Двухфазная фильтрация имеет место в призабойной зоне пласта.

Таким образом, решение многих задач (определение пластовых давлений, дебитов, потребного числа скважин и др.), возникающих при проектировании разработки газоконденсатных месторождений,

можно находить в результате исследования однофазных течений. Однако здесь возникают и специфические задачи, для решения которых необходимы иные подходы. Прежде всего это касается расчетных формул и методики интерпретации результатов исследований газоконденсатных скважин при установившихся и неустановившихся режимах фильтрации. Справедливость данного утверждения очевидна, так как в призабойной зоне одновременно фильтруются газообразная и жидкая фазы.

Фильтрационные течения газоконденсатных систем в призабойной зоне пласта аналогичны течениям газированной жидкости. Близкая аналогия позволила ряду исследователей предложить модели фильтрации газоконденсатных систем и вывести основные дифференциальные уравнения. При этом они исходили из рассмотрения фильтрации бинарной системы, оправдавшей себя при исследовании газированной жидкости. Интегрирование соответствующих дифференциальных уравнений позволило получить решение ряда задач установившегося притока газоконденсатных систем к скважине. На основе этих исследований предложены методы интерпретации результатов исследований скважин. Здесь необходимо прежде всего отметить работы З. М. Ахмедова, А. Х. Мирзаджанзаде, М. Т. Абасова, В. Князева и С. Невилла и др. [48, 49, 93]. Подробно результаты исследований названных авторов здесь не рассматриваются, так как они относятся к курсам «Подземная газогидродинамика» и «Технология и техника добычи газа». Кроме того, многие результаты изложены в специальной монографии [49].

Строгое решение задачи обратной закачки газа (сайклинг-процесс) или расчеты по определению изменения состава продукции скважин и общей добычи из месторождения не могут основываться на замене реальной газоконденсатной системы бинарной системой. Поэтому в работах Ю. П. Желтова, А. К. Курбанова, В. Н. Николаевского, М. Д. Розенберга, Г. Ю. Шовкринского [52, 60 и др.] задачи фильтрации газоконденсатных систем рассматриваются в рамках теории фильтрации многокомпонентных систем. Для этого газоконденсатная система заменяется тройной или исследуется как многокомпонентная. В подобной постановке задачи фильтрации газоконденсатных систем оказываются весьма сложными. Имеются отдельные точные решения (С. Н. Бузинов, Б. Е. Сомов). В дальнейшем при определении показателей, например, обратной закачки газа будем пользоваться расчетными схемами и методами М. Маскета [46].

При разработке газоконденсатных месторождений на истощение в пласте выпадает конденсат, который считается потерянным. Отделение же конденсата из текущей продукции скважин производится обычно в установках низкотемпературной сепарации газа (НТС). Ценность конденсата как сырья для химической промышленности выдвигает проблему по возможности максимальной добычи конденсата из пласта и максимального извлечения его в установках НТС. Последнее требование возникает также в связи с необходимостью подачи кондиционного газа в магистральный газопровод.

При решении проблемы максимизации добычи конденсата из пласта возникает необходимость поддерживать пластовое давление в процессе разработки газоконденсатного месторождения. Целесообразность поддержания пластового давления определяется, в частности, сроком окупаемости дополнительных капитальных вложений в систему поддержания давления за счет дополнительной добычи конденсата. Эффективность и целесообразность поддержания пластового давления зависят от содержания конденсата в газе, от общих запасов газа и конденсата, глубины залегания пласта, географического местоположения залежи, стоимости проходки скважин и сооружения объектов по поддержанию давления, извлечению и переработке конденсата и других факторов.

Поддержание пластового давления может осуществляться путем закачки сухого (отбензиненного) газа, или воды. Закачка сухого газа может применяться в условиях, когда имеется возможность консервации запасов газа данного месторождения в течение определенного времени. Возможность закачки воды зависит от наличия дешевых источников воды, приемистости нагнетательных скважин и степени неоднородности пласта по коллекторским свойствам.

Каждый из методов поддержания пластового давления имеет свои преимущества и недостатки.

Наибольшее извлечение конденсата достигается при применении обратной закачки газа в пласт (сайклинг-процесс). Основным же недостатком этого метода поддержания давления является относительно длительная консервация запасов газа. Определенные преимущества в этом отношении имеет частичная закачка сухого газа, когда добыча конденсата производится с одновременной подачей некоторой доли добытого газа потребителю и частичной закачкой остального сухого газа обратно в пласт.

При закачке сухого газа требуются компрессоры высокого давления, что также в ряде случаев может оказаться ограничивающим фактором. При закачке сухого газа образуются целики «жирного» газа, происходит прорыв в эксплуатационные скважины сухого газа по отдельным высокопроницаемым и дренируемым пропласткам. Это, естественно, снижает эффективность процесса закачки сухого газа. Добыча конденсата после прорыва в скважины сухого газа падает во времени (при постоянном отборе газа из месторождения). Для того чтобы при разработке нефтяных месторождений с применением площадного заводнения достигнуть значительного уменьшения обводнения и увеличения нефтеотдачи, изменяют направление вытеснения (Д. Лейтон) путем изменения режимов закачки и отбора, избирательного отключения скважин и т. д. Использование такого метода регулирования разработки при обратной закачке газа также может дать большой эффект в случае, если эксплуатационные и нагнетательные скважины располагать как в вариантах площадного заводнения нефтяных месторождений.

При закачке воды основным ограничением является опасность преждевременного обводнения залежи и скважин вследствие неодно-

родности параметров пласта по площади и мощности, а также из-за неравномерного дренирования отдельных пачек, пропластков и т. д. Кроме того, при закачке воды за фронтом вытеснения остается газ при высоком пластовом давлении, что может существенно снизить коэффициенты газо- и конденсатоотдачи пласта.

Закачка воды имеет и ряд преимуществ по сравнению с закачкой сухого газа в пласт. При закачке воды с самого начала разработки месторождения газ подается потребителю. Так как давление поддерживается на определенном уровне (оптимальная величина поддерживаемого давления как при закачке газа, так и при закачке воды определяется технико-экономическими расчетами), то не требуется или оттягивается срок [1] сооружения дожимной компрессорной станции. Постоянство поддерживаемого пластового давления обеспечивает также стабильную добычу конденсата и не требует обычно ввода в эксплуатацию установок искусственного холода.

Особенности поведения газоконденсатных систем необходимо учитывать при проектировании систем сбора, транспорта, извлечения конденсата и подготовки газа к дальнему транспорту. Эти особенности должны отражаться в расчетах движения двухфазных систем в стволе скважин и газосборных сетях, в установлении оптимальных технологических параметров, характеризующих работу установок низкотемпературной сепарации газа, и т. д.

§ 2. Исходные данные для проектирования разработки газоконденсатного месторождения

Большинство исходных геолого-геофизических данных, необходимых для проектирования разработки газоконденсатных месторождений, аналогично исходным данным, используемым при проектировании разработки газовых месторождений. Особенно это относится к исходным данным для проектирования разработки газоконденсатных месторождений на истощение.

При рассмотрении вариантов разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа или воды требуются бóльшая степень достоверности информации о геологическом строении залежи, об изменении коллекторских свойств по площади залежи и по мощности пласта, характеристика водонапорной системы и данные о параметрах водоносного пласта. К числу дополнительных исходных данных относятся данные о приемистости нагнетательных скважин по газу или по воде.

Помимо построения геологических профилей, проведения корреляции разрезов скважин, составления карт зональной неоднородности, карт мощности, пористости и проницаемости и других геолого-геофизических документов, составляемых методами промысловой геологии, необходима статистическая обработка кернового и геофизического материала. Последний вид обработки геолого-геофизической

[1] В случае прекращения закачки воды.

информации широко применяется в теории и практике разработки нефтяных месторождений [37, 55]. Это касается, прежде всего, определения так называемой функции распределения проницаемости. Функция распределения проницаемости позволяет рассчитывать, например, эффективность процесса обратной закачки газа.

Эффективность методов поддержания пластового давления существенно зависит от особенностей геологического строения месторождения, степени неоднородности пласта по коллекторским свойствам и т. д. Поэтому при проектировании разработки газоконденсатных месторождений повышаются требования к геолого-геофизической информации. Основные же отличия в исходной информации, необходимой для проектирования разработки газоконденсатных месторождений, определяются особенностями поведения газоконденсатной системы при изменении ее давления и температуры. Эти особенности учитываются построением изотерм конденсации. При проектировании системы разработки месторождения и обустройства промысла наибольшее значение имеют пластовая изотерма конденсации и изотермы конденсации для различных возможных температур сепарации газа.

Пластовая изотерма конденсации характеризует количество выпадающего в пласте конденсата в кубических сантиметрах из одного кубического метра газа при изменении среднего пластового давления в процессе разработки месторождения. Пластовая изотерма конденсации позволяет определить потери конденсата в пласте при разработке месторождения на истощение или путем поддержания пластового давления (путем закачки воды) на разных возможных уровнях.

При помощи изотерм конденсации в условиях различных температур сепарации газа определяется соответствующий каждой температуре выход конденсата. Технико-экономическими расчетами, основанными на учете добычи конденсата при различных температурах сепарации, затрат на поддержание различных температур сепарации газа, а также температурного режима магистрального газопровода устанавливается оптимальная температура сепарации газа.

Различают изотермы стабильного и нестабильного конденсата. В зависимости от характера решаемых задач может использоваться та или иная изотерма. Известно также, что изотермы конденсации можно получать как при контактной, так и при дифференциальной конденсации.

Процессы, происходящие в пласте при разработке газоконденсатного месторождения на истощение, в наибольшей мере соответствуют дифференциальной конденсации. Представляется возможным приближенно воспроизводить на бомбах pVT процесс обратной закачки газа. В этом случае моделируются процессы закачки сухого газа и отбора жирного газа и определяется соответствующая изотерма конденсации при различных характерах изменения в бомбе (пластового давления). Расчетная схема данного процесса предложена Г. Р. Гуревичем и В. Н. Николаевским [52]. Авторы исходят из балансовых соотношений. Потери конденсата в пласте, изменения состава продукции залежи рассчитываются на примере замены газоконденсатной системы тройной системой и в предположении, что изменение во времени отмеченных параметров определяется изменением объемов закачиваемого и отбираемого газа. Эксперименты с бомбой pVT или проведение расчетов соответственно работе [52] дают приближенное представление о параметрах процесса обратной закачки газа, так как не учитываются особенности фильтрации при рециркуляции сухого газа,

т. е. неравномерность продвижения по площади и мощности границы раздела сухой газ — жирный газ.

В настоящее время разработаны различные методики построения изотерм конденсации. При этом используются как лабораторные установки с бомбами pVT, так и передвижные промысловые установки для исследования скважин на газоконденсатность. Мы не касаемся здесь техники и технологии исследования газоконденсатных систем и методики интерпретации результатов. Эти вопросы излагаются в курсах «Технология и техника добычи газа», «Физика газового пласта».

§ 3. Показатели разработки газоконденсатного месторождения без поддержания пластового давления

Разработка газоконденсатных месторождений без поддержания пластового давления (на истощение) сопровождается выпадением в пласте конденсата, значительная часть которого теряется. Газоконденсатные месторождения разрабатываются на истощение при небольшом начальном содержании конденсата в газе, когда нецелесообразно для дополнительного извлечения конденсата поддерживать давление в месторождении.

Определение показателей разработки газоконденсатных месторождений на истощение мало отличается от соответствующих расчетов для газовых месторождений. При небольшом содержании конденсата в газе выпадение его в пласте не приводит к заметному изменению газонасыщенного порового объема залежи, изменению фазовой проницаемости для газа в пласте. Выпадение конденсата может оказывать влияние на фильтрационные процессы в призабойной зоне скважин, на величины коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B. Это приходится учитывать при интерпретации результатов исследований газоконденсатных скважин при установившихся, а иногда и при неустановившихся режимах [49] [1].

При проектировании разработки газоконденсатных месторождений в отличие от проектирования разработки газовых месторождений необходимо определять величину возможных потерь конденсата и изменение во времени добываемого количества и состава конденсата при разработке месторождения на истощение. Ответ на первый вопрос позволяет установить целесообразность поддержания пластового давления или разработки месторождения на истощение. Решение второй задачи необходимо при выборе метода переработки конденсата и определении направлений использования продуктов его переработки.

Решаются эти задачи или расчетным путем по константам равновесия [16, 26], или путем пересчета результатов лабораторных экспериментов с бомбой pVT [26, 66].

Расчетная схема с использованием констант равновесия не получила широкого распространения из-за отсутствия надежных

[1] См. Зотов Г. А., Ли И. С. К методике обработки кривых восстановления давления в газоконденсатных скважинах. Сб. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». ВНИИЭгазпром, 1972, № 6.

данных о константах равновесия фракций гептан плюс высшие. Стендинг показал, что если ошибка в определении констант равновесия для фракций гептан плюс высшие и для метана составляет не более 10%, то ошибки в определении объема жидкой фазы могут достигнуть 40% [66].

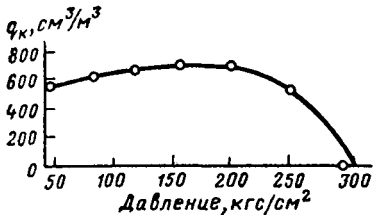


Рис. 75. Исходная для расчетов изотерма конденсации [66]

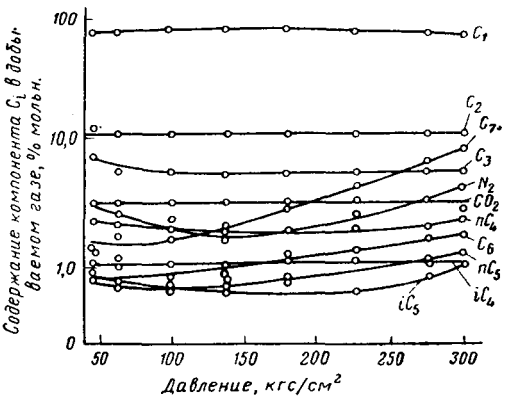


Рис. 76. Изменение состава добываемой продукции в процессе разработки газоконденсатного месторождения

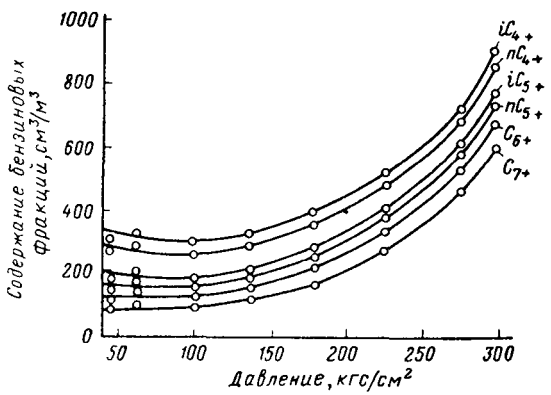




Рис. 77. Изменение выхода бензиновых фракций в процессе разработки газоконденсатного месторождения

Рис. 78. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости газоконденсатной системы от пластового давления:

1 — замеренные значения; *2* — рассчитанные величины по изменяющемуся составу газа

Эксперименты с бомбой *pVT* по дифференциальной конденсации позволяют определить в среднем для месторождения пластовые потери конденсата и изменения во времени количества и состава добываемого конденсата. Методику таких расчетов покажем на примере, заимствованном из работы [66].

Исходные данные, характеризующие залежь и газоконденсатную систему, следующие.

Начальное пластовое давление $p_н$, кгс/см²	314
Давление начала конденсации $p_{н.к}$, кгс/см²	300
Давление, при котором заканчивается разработка залежи $p_{кон}$, кгс/см²	35

Пластовая температура, °С	121
Поровый объем залежи, занятый газоконденсатной системой $\alpha\Omega_н$, млн. м³	11
Содержание конденсата (бутаны плюс высшие) в газе в начальный момент времени при нормальных условиях, см³/м³	904
Коэффициент сверхсжимаемости газоконденсатной системы при начальном пластовом давлении $p_н$	0,922
Коэффициент сверхсжимаемости при стандартных условиях	0,994
Молекулярный вес фракции бутаны плюс высшие (средний из рассчитанных по составам при давлении $p_{кон}$)	95,8
Плотность фракции бутаны плюс высшие (средняя из рассчитанных по составам при давлениях $p_{н.к}$ и $p_{кон}$), г/см³	0,705

Данные по дифференциальной конденсации исходной газоконденсатной системы на бомбе *pVT* при пластовой температуре приведены в табл. 24.

Таблица 24

Результаты лабораторных экспериментов по дифференциальной конденсации с бомбой *pVT*

Давление, кгс/см²	Проводимая операция	Среднее давление для каждой ступени снижения давления, кгс/см²	Объем жидкости, оставшейся в бомбе, см³	Содержание жидкости в бомбе, в % от объема бомбы (985,5 см³)	Количество жидкости, конденсирующейся в бомбе, см³/м³	Количество газа, отобранного из бомбы, в % к первоначальному
300	Наблюдение		0	0	0	
300—250	Отбор газа	275				
250	Наблюдение		128,1	13,0	537	10,77
250—200	Отбор газа	225				
200	Наблюдение		165,7	16,8	694	25,04
200—157	Отбор газа	178,5				
157	Наблюдение		166,6	16,9	698	38,90
157—117	Отбор газа	137				
117	Наблюдение		157,7	16,0	660	52,32
117—83	Отбор газа	100				
83	Наблюдение		147,8	15,0	619	63,86
83—47	Отбор газа	65				
47	Наблюдение		133,9	13,6	561	75,96

По результатам лабораторных экспериментов с бомбой *pVT* (т. е. при данных, приведенных в графах 1 и 6 табл. 24) построена пластовая изотерма конденсации (рис. 75).

В табл. 25 и на рис. 76 представлены данные об изменении фракционного состава выпускаемой из бомбы продукции. Фракционный состав каждой порции газа относится к среднему давлению каждой ступени снижения давления (см. графу 3, табл. 24). Рис. 77 показывает выход бензиновых фракций в продукции, получаемой из бомбы, пересчитанный на кубометры добываемого газа.

Таблица 25

Результаты анализа проб газа (% мольные), отбираемых из бомбы при моделировании процесса истощения залежи

Компонент	Среднее давление для каждой ступени снижения давления, кгс/см²							
	300	275	225	178,5	137	100	65	47
Азот	3,56	1,68	2,27	1,69	1,52	2,03	2,29	1,20
Углекислый газ	2,43	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86
Метан	65,01	69,12	70,94	73,34	74,46	74,17	72,57	71,39
Этан	10,07	10,00	9,92	10,08	10,35	10,23	10,66	11,68
Пропан	5,05	4,78	4,85	4,75	4,63	4,92	5,23	6,67
Изобутан	1,05	0,89	0,95	0,92	0,85	0,88	0,95	0,93
н-Бутан	2,08	1,76	1,75	1,66	1,68	1,72	1,87	2,00
Изопентан	0,79	0,69	0,52	0,62	0,54	0,67	0,63	0,67
н-Пентан	1,03	0,93	0,96	0,67	0,65	0,53	0,59	0,78
Гексаны	1,47	1,44	1,11	1,00	0,71	0,60	0,87	0,68
Гептаны плюс высшие	7,46	5,85	3,87	2,41	1,75	1,39	1,48	1,14
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Данные по дифференциальной конденсации позволяют определить зависимость коэффициента сверхсжимаемости газоконденсатной системы от давления (при пластовой температуре) с учетом изменяющегося состава. Необходимые данные для вычисления коэффициента сверхсжимаемости газа z получаются из эксперимента (рис. 78). Определение коэффициента сверхсжимаемости газа с использованием псевдокритических температуры и давления здесь также дало приемлемые результаты (см. рис. 78).

Пересчет приведенных результатов лабораторных исследований в натурные величины выполняется в следующей последовательности.

Начальные запасы жирного газа, приведенные к стандартным условиям, определяются формулой

$$Q_{\text{зап}}^{\text{ж. г}} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}} T_{\text{ст}} z_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}} z_{\text{н}} p_{\text{ат}}} = 2655 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \quad (1)$$

Начальные запасы фракции бутаны плюс высшие, приведенные к стандартным условиям, равны

$$Q_{\text{зап}}^{\text{C}_{4+}} = q_{\text{н}}^{\text{к}} Q_{\text{зап}}^{\text{ж. г}}. \quad (2)$$

Здесь $q_{\text{н}}^{\text{к}}$ — содержание конденсата (бутаны + высшие) в начальный момент разработки залежи (при стандартных условиях).

Для рассматриваемого примера $Q_{\text{зап}}^{\text{C}_{4+}} = 2{,}4$ млн. м³.

Количество жирного газа $Q_{\text{ж. г}}\,(p_{\text{н}} \div p_{\text{н. к}})$, которое будет добыто из пласта к моменту падения давления до давления начала конденсации, составит

$$Q_{\text{ж. г}}\,(p_{\text{н}} \div p_{\text{н. к}}) = Q_{\text{зап}}^{\text{ж. г}} - \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н. к}} T_{\text{ст}} z_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}} z\,(p_{\text{н. к}})\, p_{\text{ат}}}. \quad (3)$$

Имеем $Q_{ж.\,г}(p_н \div p_{н.\,к}) = 65 \cdot 10^6$ м³.

Добыча жирного газа $Q_{ж.\,г}(p_{н.\,к} \div \tilde{p})$ при снижении давления от $p_{н.\,к}$ до любого текущего значения p может быть определена по формуле

$$Q_{ж.\,г}(p_{н.\,к} \div \tilde{p}) = Q_{зап}^{ж.\,г} - Q_{ж.\,г}(p_н \div p_{н.\,к}) - \frac{\tilde{\alpha}\Omega\tilde{p}T_{ст}z_{ст}}{T_{пл}z(\tilde{p})\,p_{ат}}. \qquad (4)$$

Здесь $\tilde{\alpha}\Omega$ — текущий газонасыщенный объем (при учете выпадения конденсата) — находится по данным табл. 24 (графа 5). Результаты расчетов приведены в табл. 26.

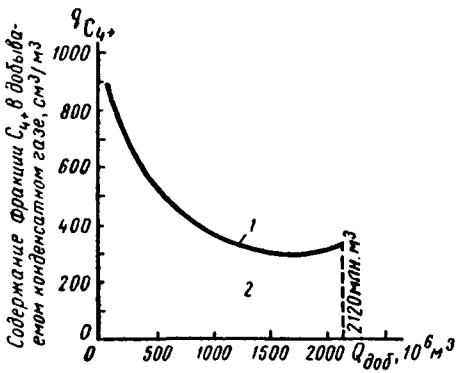


Рис. 79. *1* — изменение содержания конденсата в добываемом газе в функции суммарного количества газа; *2* — площадь, соответствующая суммарной добыче конденсата 935 тыс. м³

Содержание фракции бутана плюс высшие, представленные в табл. 26, взяты из рис. 77. Результаты, приведенные в табл. 26, представлены в графической форме на рис. 79. Начальный горизонтальный отрезок на рис. 79 соответствует постоянной добыче конденсата при снижении давления от начального до давления начала конденсации. Интегрирование кривой, приведенной на рис. 82, позволяет затем найти суммарное количество добытого конденсата при разработке ме-

Таблица 26

Изменение продукции жирного газа и содержания фракции бутаны плюс высшие в продукции залежи

Давление, кгс/см²	Добыча жирного газа, млн. м³	Содержание фракции бутаны плюс высшие, см³/м³
314	0	905
300	65,0	905
250	346,8	621
200	716,0	448
157	1074,0	357
117	1422,0	310
83	1720,0	297
47	2032,0	327
35	2120,0 *	351 *

* Экстраполированные значения.

[1] Пример заимствован из работы [66], поэтому при расчетах оставлено в качестве стандартной температуры 15,5° С.

сторождения на истощение и снижении пластового давления от $p_н$ до 35 кгс/см². Для рассматриваемого примера суммарная добыча конденсата составит 0,935 млн. м³.

Отдача пласта при разработке на истощение будет:

по жирному газу

$$\frac{2120 \cdot 10^6}{2655 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 79{,}9\%;$$

по фракции бутаны плюс высшие

$$\frac{0.935 \cdot 10^6}{2{,}4 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 38{,}9\%.$$

Приведенный порядок расчетов предполагает, что давление во всем пласте снижается равномерно, нет значительных общих депрессионных воронок и вблизи отдельных скважин.

Методика более подробных расчетов запасов и добычи конденсата, а также бутана, пропана, этана и т. д. рассматривается в «Указаниях по определению промысловых ресурсов конденсата и его добычи при эксплуатации газоконденсатных месторождений на естественном режиме» (авторы В. В. Юшкин, Г. С. Степанова и М. Т. Корчажкин, изд. ВНИИгаза, 1971).

§ 4. Показатели разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления закачкой сухого (отбензиненного) газа

При значительном начальном содержании конденсата в газе рассматриваются варианты разработки месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа. Эффективность закачки сухого газа (сайклинг-процесса) зависит от запасов газа, конденсата, содержания его в газе, от числа эксплуатационных и нагнетательных скважин и их размещения на структуре, от неоднородности пласта по коллекторским свойствам как по площади, так и по мощности продуктивных отложений.

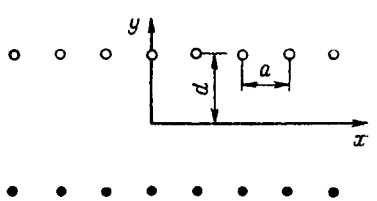


Рис. 80. Схема размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин в виде цепочек

Влияние расположения эксплуатационных и нагнетательных скважин при простейших схемах их размещения в однородном по коллекторским свойствам пласте исследовано М. Маскетом [46].

При обратной закачке газа давление иногда поддерживается на некотором постоянном уровне. При этом количество закачиваемого и отбираемого газа получается практически равным. Поэтому распределение давления в пласте может быть принято стационарным (установившимся). При незначительных перепадах давления между системами эксплуатационных и нагнетательных скважин распределение

пластового давления близко к распределению давления при фильтрации несжимаемой жидкости. Принимается также, что вязкость сухого и жирного газа одинакова. Тогда при размещении скважин в виде двух прямолинейных цепочек в однородном по коллекторским свойствам бесконечном пласте (рис. 80) распределение давления определяется следующей формулой [46]:

$$p(x,\ y)=\frac{q\mu}{4\pi kh}\ln\frac{\operatorname{ch}\frac{2\pi(y-d)}{a}-\cos\frac{2\pi x}{a}}{\operatorname{ch}\frac{2\pi(y+d)}{a}-\cos\frac{2\pi x}{a}}+\text{const}. \qquad (1)$$

Здесь q — расход газа при нагнетании (отборе), приведенный к пластовым условиям; μ — коэффициент динамической вязкости газа; a — расстояние между скважинами в ряду; $2d$ — расстояние между рядами скважин; остальные обозначения прежние.

Скорость течения газа между нагнетательной и эксплуатационной скважинами в направлении оси y с учетом (1)

$$v_y=-\frac{k}{\overline{m}\mu}\frac{\partial p}{\partial y}\Big|_{x=0}=-\frac{q}{2a\overline{m}h}\cdot\frac{\operatorname{sh}\frac{2\pi d}{a}}{\operatorname{sh}\frac{\pi(y-d)}{a}\operatorname{sh}\frac{\pi(y+d)}{a}}. \qquad (2)$$

Здесь $\overline{m}$ — произведение коэффициента пористости на коэффициент вытеснения (доля порового пространства, занятого сухим газом; определяется в результате лабораторных исследований).

Минимальное время прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины составляет

$$t=2\int_0^d\frac{dy}{v_y}=\frac{2\overline{m}a^2h}{q}\left(\frac{d}{a}\operatorname{cth}\frac{2\pi d}{a}-\frac{1}{2\pi}\right). \qquad (3)$$

Под коэффициентом охвата вытеснением по площади E понимается отношение суммарного количества закачанного сухого газа в момент его прорыва в эксплуатационные скважины к максимальному поровому объему, который может быть занят сухим газом при закачке и отборе через галереи. Для рассматриваемой системы размещения скважин с учетом (3) получается

$$E=\frac{qt}{2a\,d\overline{m}h}=\operatorname{cth}\frac{2\pi d}{a}-\frac{a}{2\pi d}. \qquad (4)$$

Из уравнения (4) следует, что коэффициент E возрастает от 0 при $\frac{d}{a}\ll 1$ до 1 при $\frac{d}{a}\gg 1$. Так, для $\frac{d}{a}=0{,}1$; 1 и 5 величина E соответственно равна 0,204; 0,841; 0,968. Отсюда следует важный практический вывод, что эффективность вытеснения газа по площади (следовательно, и по объему) возрастает при увеличении расстояния между рядами эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Величина площади «целика» для каждой пары эксплуатационной и нагнетательной скважин

$$A = 2ad(1-E) = 2ad\left(1 - \operatorname{cth}\frac{2\pi d}{a}\right) + \frac{a^2}{\pi}. \qquad (5)$$

Отсюда также следует, что размеры целиков жирного газа уменьшаются при увеличении расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами (напоминаем, что рассуждения справедливы для однородного по коллекторским свойствам пласта).

При размещении скважин по схеме, приведенной на рис. 81, распределение давления в пласте определяется уравнением

$$p(r, \Theta) = \frac{q\mu}{2\pi kh}\left[\ln r - \frac{1}{2n}\ln\left(r^{2n} + R^{2n} - 2r^n R^n \cos n\Theta\right)\right] + \text{const}. \qquad (6)$$

Скорость течения сухого газа от нагнетательной до эксплуатационной скважины (вдоль $\Theta = 0$)

$$v_r = -\frac{k}{\bar{m}\mu}\frac{\partial p}{\partial r}\Big|_{\Theta=0} = -\frac{q}{2\pi\bar{m}hr}\frac{R^n}{R^n - r^n}. \qquad (7)$$

Время прорыва сухого газа в эксплуатационную скважину выражается уравнением

$$t = \int_R^0 \frac{dr}{v_r} = \frac{\pi\bar{m}hnR^2}{q(n+2)}. \qquad (8)$$

Здесь n — число нагнетательных скважин.

Тогда коэффициент охвата вытеснением по площади составит

$$E = \frac{n}{n+2}. \qquad (9)$$

Для пары нагнетательной и эксплуатационной скважин ($n = 1$) из уравнения (9) получаем $E = \frac{1}{3}$.

Из уравнения (9) следует, что эффективность охвата вытеснением по площади возрастает с увеличением числа нагнетательных скважин. Сказанное справедливо и для случая, если эксплуатационные и нагнетательные скважины (см. рис. 81) поменять местами.

М. Маскетом также показано [46], что если нагнетательные и эксплуатационные скважины соответственно в количестве m и n ($m < n$) расположены на концентричных окружностях с отношением радиусов $\frac{R_1}{R_2} = R_0$, то коэффициент эффективности вымывания будет

$$E = \frac{n}{R_0^2(R_0^n - 1)}\left[\frac{R_0^{n+2} - 1}{n+2} - \frac{R_0^n - R_0^2}{n-2}\right];\ n \neq 2. \qquad (10)$$

При $R_0 \gg 1$ уравнение (10) переходит в (9). Однако при умеренных значениях R_0 и n формулы (9) и (10) дают различные величины

коэффициента охвата вытеснением по площади для соответствующих схем размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин. Например, при $R_0 = 5$, $n = 3$ согласно уравнению (10) получаем $E = 0{,}508$, а уравнение (9) дает $E = 0{,}60$. Это объясняется наличием «языков», вызванных работой нагнетательных и эксплуатационных скважин, — в первом случае и наличием «языков», вызванных работой только нагнетательных скважин, — во втором случае.

При $R_0 = 10$, $n = 3$ уравнение дает $E = 0{,}574$. Следовательно, эффективность вымывания при размещении скважин в виде двух концентричных батарей возрастает при увеличении расстояния между эксплуатационными и нагнетательными скважинами.

В. Херст и Ван Эвердинген [46] провели исследование эффективности вытеснения при размещении эксплуатационных и нагнетательных скважин по схеме, изображенной на рис. 82, где нагнетательные

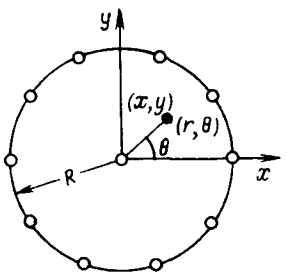


Рис. 81. Эксплуатационная (нагнетательная) скважина и батарея нагнетательных (эксплуатационных) скважин

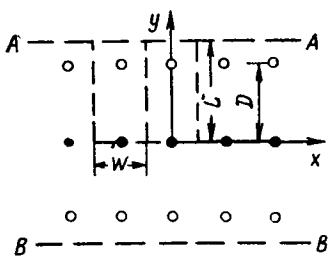


Рис. 82. Схема расположения цепочки нагнетательных и двух цепочек эксплуатационных скважин

скважины заложены вдоль центральной оси складки, а эксплуатационные скважины — по обе стороны от ряда нагнетательных скважин, или же наоборот. Линии AA и BB изображают границы пласта. Вследствие симметрии геометрия рассматриваемой схемы размещения скважин характеризуется отношениями L/W и D/W.

Результаты расчетов Херста и Ван Эвердингена представлены на рис. 83 и 84 для $D/W = 1{,}25$ и $1{,}75$ соответственно, причем в каждом случае $L/W = 1{,}75$. На рис. 83 и 84 приведены карты изобар p и линии тока ψ и показаны положения границы раздела «жирный газ—сухой газ». Показаны также значения доли жирного газа в отбираемой продукции, общего добытого количества жирногогаза и расход сухого газа, деленные на начальные запасы газа в пласте.

Положение границы раздела определялось в соответствии с картой изобар. Доля жирного газа в продукции скважин в каждый момент времени после прорыва сухого газа определяется долей площади вблизи эксплуатационной скважины, занятой жирным газом [1]. До прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины добыча жирного газа равняется объему закачки сухого газа в пласт. Рассматриваемые результаты расчетов снова подтверждают вывод об

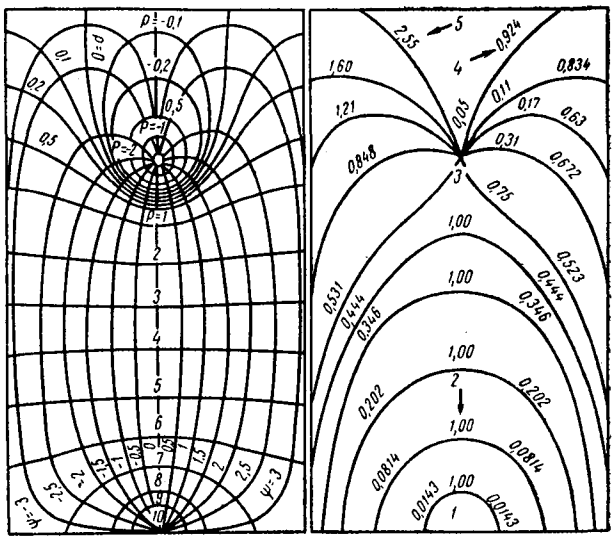


Рис. 83. Расчетные кривые распределения давления p и линий тока ϕ, а также фронта нагнетаемого газа при $L/W = 1{,}75$ и $D/W = 1{,}25$ [46]:

1 — нагнетательная скважина; *2* — доля жирного газа в дебите скважины; *3* — эксплуатационная скважина; *4* — текущая конденсатоотдача пласта; *5* — отношение количества закачанного сухого газа к начальным запасам газа в пласте

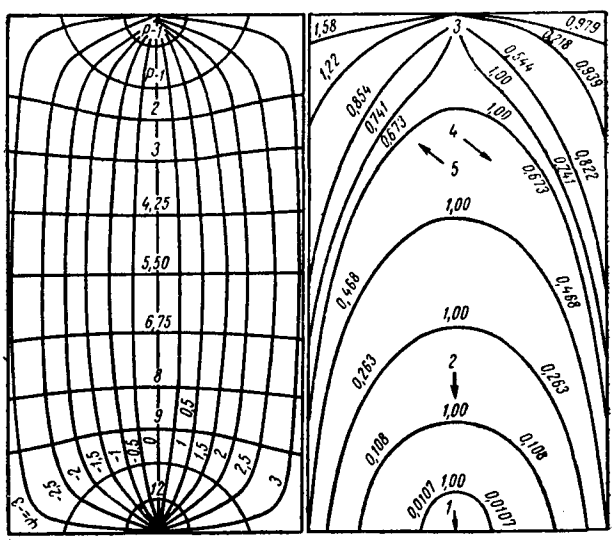


Рис. 84. Параметры процесса обратной закачки газа для случая, когда $L/W = D/W = 1{,}75$ [46]. Обозначения те же, что на рис. 86

увеличении эффективности охвата вытеснением по площади при увеличении расстояния между рядами эксплуатационных и нагнетательных скважин. Так, для схемы размещения скважин, приведенной на рис. 83, коэффициент эффективности вытеснения по площади оказался равным $E = 0{,}492$, а для схемы, изображенной на рис. 84, $E = 0{,}741$. Если $D/W = 1{,}0$ и $L/W = 1{,}75$, то значение E уменьшается до 0,369 или составляет около половины величины E, когда $D/W = 1{,}75$.

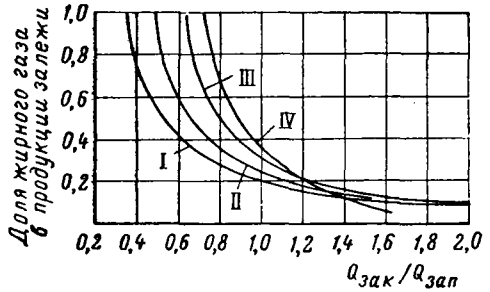


Рис. 85. Зависимость доли жирного газа в продукции (от начального содержания) от отношения количества закачанного сухого газа $Q_{зак}$ к начальным запасам газа в пласте $Q_{зап}$ [46]:

I — $D/W = 1{,}0$; *II* — $D/W = 1{,}25$; *III* — $D/W = 1{,}5$; *IV* — $D/W = 1{,}7$
Везде $L/W = 1{,}75$

Зависимость доли жирного газа в продукции от объема прокачки сухого газа для систем с различными параметрами размещения скважин, изображенных на рис. 83 и 84, представлена на рис. 85. Из рис. 85 следует, что после прохождения через пласт сухого газа в объеме, равном первоначальным запасам, в продукции остается от 19 до 36% жирного газа для различных параметров рассматриваемой системы размещения скважин.

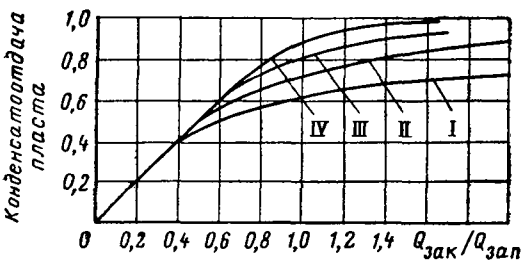


Рис. 86. Зависимость доли отобранного количества жирного газа (от начальных его запасов) от отношения количества закачанного сухого газа к начальным запасам газа в пласте [46].
Обозначения те же, что и на рис. 85

На момент времени, когда в продукции остается 15% жирного газа, через пласт будет прокачано сухого газа 1,26; 1,33; 1,46; 1,35 от первоначальных запасов газа в пласте для четырех случаев размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин (см. рис. 85).

Зависимость суммарной доли добытого жирного газа от прокачанного объема сухого газа для рассматриваемых четырех вариантов размещения скважин показана на рис. 86. Анализ этой зависимости показывает увеличение эффективности охвата вытеснением по площади при больших расстояниях между нагнетательными и эксплуатационными скважинами для схемы двустороннего размещения системы эксплуатационных скважин (рис. 86).

Описанные выше результаты носят в основном качественный характер, так как полученные решения предполагают пласт однородным по коллекторским свойствам, симметричное, упорядоченное размещение скважин и т. д.

Аналитическое исследование эффективности охвата вытеснением по площади для других схем размещения скважин встречает значительные, а при учете реальных особенностей месторождений — непреодолимые математические трудности. Аналитические исследования не позволяют также ответить на вопрос об изменении состава продукции скважин после прорыва сухого газа. Поэтому исследование эффективности вытеснения по площади, определение наилучшей схемы размещения скважин с учетом неоднородности пласта по коллекторским свойствам и его реальной конфигурации выполняются на ЭВМ с использованием численных методов или на электрических моделях.

При помощи ЭВМ или электрических моделей можно определять распределение давления в пласте при фильтрации газа и в случае, когда процесс распределения давления в пласте нестационарный (при неравенстве объемов закачиваемого и отбираемого газа); можно также учесть изменение коллекторских свойств пласта по площади залежи, особенность конфигурации залежи и размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин. При необходимости можно учесть различие вязкостей жирного и сухого газа, реальные их свойства.

При применении ЭВМ или электрических моделей рассматриваются различные варианты по числу и размещению систем эксплуатационных и нагнетательных скважин с учетом имеющегося фонда пробуренных на залежь скважин. По результатам расчетов строятся карты изобар, определяются положения границы раздела жирный газ—сухой газ в различные моменты времени. После прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины вычисляется изменение во времени доли жирного газа в продукции скважин и залежи в целом. Данные моделирования позволяют установить коэффициент эффективности охвата вытеснением по площади, зависимость добычи жирного газа и потерь его в пласте от суммарного количества прокачанного через пласт сухого газа. В результате получаются исходные данные, необходимые для дальнейших технико-экономических расчетов и выбора наиболее эффективного варианта закачки сухого газа.

Отметим некоторые особенности размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин при обратной закачке газа. По эффективности вытеснения по площади жирного газа сухим вариант размещения эксплуатационных скважин на периферии залежи, а нагнетательных скважин в центре равнозначен варианту размещения нагнетательных скважин на периферии, а эксплуатационных в центре залежи. В ряде исследований предпочтение отдается первому варианту размещения скважин. При этом исходят из того, что закачиваемый сухой газ имеет меньшую плотность, чем жирный газ, находящийся в пласте. Считается, что различие в плотности способствует более равномер-

ному оттеснению жирного газа к периферии залежи. Однако этот вариант размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин можно рекомендовать лишь в случае «запечатанной» ловушки, при отсутствии контурных вод. Часто газоконденсатные месторождения имеют небольшие углы падения пластов. Тогда при небольшой мощности пласта едва ли можно ожидать решающего влияния разницы в плотности жирного и сухого газа на показатели закачки сухого газа.

При наличии контурных вод размещение эксплуатационных скважин на периферии залежи может привести к их преждевременному обводнению вследствие близости скважин к контакту газ—вода, неоднородности пласта и возможного неравномерного дренирования продуктивных отложений по мощности. Поэтому представляется более правильным располагать эксплуатационные скважины при наличии контурной воды в сводовой части месторождения.

При размещении скважин на площади газоносности нельзя не учитывать, что с окончанием закачки сухого газа нагнетательные скважины должны перейти в разряд эксплуатационных. И если нагнетательные скважины расположены вблизи контакта газ—вода (для увеличения эффективности обратной закачки газа), то при переводе этих скважин в эксплуатационные может произойти их быстрое обводнение.

По данным лабораторных экспериментов на модели пласта, Е. М. Минский и М. А. Пешкин приходят к выводу, что увеличение расстояния между эксплуатационными и нагнетательными скважинами может вызвать значительные потери давления и соответственно — конденсата. Особенно это касается пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Исходя из всего изложенного, рекомендуется осуществлять площадную закачку газа с целью поддержания пластового давления в газоконденсатной залежи; нагнетательные скважины располагаются между эксплуатационными скважинами. При этом могут использоваться пяти-, семиточечные и иные системы размещения скважин (по аналогии с площадным заводнением нефтяных месторождений). Применение такого варианта может сократить, в частности, продолжительность периода обратной закачки газа. При подобной системе размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин наилучшим образом учитываются требования последующей разработки месторождения с целью добычи газа как товарного продукта.

Отмеченные выше расчеты (в общем случае с использованием ЭВМ или электрических моделей) позволяют выбрать вариант закачки сухого газа в случае, если продуктивный пласт достаточно однороден по мощности. Неоднородность пласта по мощности может существенно снижать эффективность процесса рециркуляции газа с целью извлечения конденсата. Это проявляется в преждевременном прорыве сухого газа в эксплуатационные скважины, в снижении доли жирного газа в продукции скважин и залежи, в увеличении суммарных объемов

закачки сухого газа для получения необходимой конденсатоотдачи и т. д.

В следующем параграфе рассматривается одна из возможных расчетных моделей, позволяющая приближенно учесть влияние неоднородности пласта по мощности на эффективность закачки сухого газа.

Данная методика предложена М. Маскетом [46]. В настоящее время подобная методика широко применяется при проектировании разработки нефтяных месторождений для расчета процесса обводнения продукции залежи [37, 55 и др.] и для решения ряда других задач.

Идея этих расчетов заключается в следующем.

На основе статистической обработки кернового материала, или кривых восстановления забойного давления, или результатов геофизических исследований находится соответствующая функция распределения проницаемости (или параметра проводимости). При этом оказывается, что обработка кернового материала дает функцию распределения проницаемости по М. М. Саттарову, а обработка результатов геофизических и гидродинамических исследований дает функцию распределения проницаемости, выражаемую распределением Максвелла (при соответствующих уточнениях З. К. Рябининой). После выбора соответствующей функции распределения проницаемости (для вязких нефтей — распределение Саттарова, для маловязких — распределение Максвелла) производится та или иная схематизация залежи. Так, например, М. М. Саттаров использует расчетную схему пласта, представленного отдельными участками с различной проницаемостью, Ю. П. Борисов применяет аппроксимацию залежи системой трубок тока с различной проницаемостью. Схема послойного течения использована И. В. Курановым для представления пласта системой пропластков с различными, но постоянными в пределах каждого пропластка коэффициентами проницаемости. При этом проницаемость по участкам или трубкам тока меняется произвольно, но так, что общее число участков (пропластков, трубок тока) с данной проницаемостью определяется функцией распределения проницаемости.

Располагая функцией распределения проницаемости и расчетной схемой, получают формулы для расчета процесса обводнения залежи. Применение методов математической статистики и соответствующих расчетных схем для различных моделей фильтрационных течений в неоднородных средах позволяет уже на стадии проектирования разработки нефтяных месторождений рассчитывать темпы обводнения с учетом неоднородности пластов.

§ 5. Учет неоднородности пласта при расчете эффективности обратной закачки газа

Для учета влияния неоднородности пласта по коллекторским свойствам на эффективность обратной закачки газа обрабатывается керновый материал с целью построения функций распределения проницаемости, пористости и других параметров пласта. Получающиеся функции распределения характеризуют объемную неоднородность пласта — неоднородность по коллекторским свойствам всего объема продуктивной толщи.

При расчете эффективности закачки газа М. Маскет объемную неоднородность аппроксимирует следующим образом [46]. Пласт представляется набором пропластков. Параметры каждого пропластка постоянны по площади, но различаются между собой. Параметры каждого пропластка определяются найденной функцией

распределения. В результате принимается, что коэффициент проницаемости k и коэффициент пористости $\overline{m}$ являются непрерывными функциями координат глубины залегания z.

Тогда расход закачиваемого (в единицу времени) сухого газа (на единицу мощности пласта на глубине z) можно приближенно выразить как

$$Q_{\text{сг}}(z) = ck(z). \tag{1}$$

Здесь c — постоянная, учитывающая геометрию сетки размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, конфигурацию пласта, соотношение расходов при добыче и нагнетании газа и т. д.; значение c определяется по данным электромоделирования.

Для данной сетки размещения скважин состав добываемого газа является функцией закачиваемого количества газа, выражаемого в долях величины $S\overline{m}$ при единичной мощности пласта (S — площадь продуктивного пласта). Следовательно, для дебита добываемого жирного газа на единицу мощности пласта на глубине z в момент времени t с учетом (1) имеем

$$Q_{\text{жг}}(z) = ck(z) \cdot F\left[\frac{ck(z)\,t}{S\overline{m}(z)}\right]. \tag{2}$$

Здесь F — символ функциональной зависимости доли жирного газа в продукции от общего закачиваемого объема сухого газа.

Нетрудно видеть, что доля жирного газа в общей продукции из рассматриваемого слоистого пласта в момент времени t составит

$$R_{\text{жг}}(t) = \frac{\int\limits_0^h k(z)\, F\left[\frac{ck(z)\,t}{S\overline{m}(z)}\right] dz}{\int\limits_0^h k(z)\, dz}. \tag{3}$$

Данное уравнение позволяет рассчитывать изменение во времени доли жирного газа в продукции залежи при закачке сухого газа.

Общая добыча жирного газа ко времени t составляет

$$Q_{\text{доб}}^{\text{жг}}(t) = \int\limits_0^t dt \int\limits_0^h Q_{\text{жг}}(z)\, dz = c \int\limits_0^t dt \int\limits_0^h k(z)\, F\left[\frac{ck(z)\,t}{S\overline{m}(z)}\right] dz, \tag{4}$$

или в долях порового объема

$$V_{\text{жг}} = \frac{Q_{\text{доб}}^{\text{жг}}(t)}{S\int\limits_0^h \overline{m}(z)\, dz}. \tag{5}$$

При использовании данных уравнений удобно рассматривать слоистый пласт видоизмененным так, что отношение коэффициентов $k/\overline{m}$ для каждого слоя возрастает с увеличением z.

Если обозначить аргумент функции F через u $\left(u = \frac{ck(z)t}{S\overline{m}(z)}\right)$, то из определения F следует, что

$$\int_0^\infty F(u)\,du = 1; \quad \int_s^\infty F(u)\,du = 1 - s; \tag{6}$$

$$F(u) = 1 \text{ при } u \leqslant s.$$

Здесь s — геометрическая эффективность вытеснения в элементарном однородном пропластке (отношение площади, занятой сухим газом до его прорыва в скважины, к общей площади пропластка).

При принятии модели видоизмененного пласта прорыв сухого газа в эксплуатационные скважины начнется с самых нижних, наиболее проницаемых пропластков. Поэтому до значения времени t, при котором происходит прорыв сухого газа, т. е. для

$$t \leqslant \frac{Ss}{c}\left(\frac{\overline{m}(z)}{k(z)}\right)_{z=h} \equiv t_{\text{п}},$$

имеем $F = 1$.

Тогда для моментов времени $t \leqslant t_{\text{п}}$ уравнение (3) дает

$$R_{\text{жг}}(t) = 1, \tag{7}$$

а согласно уравнениям (4) и (5) получаем

$$Q_{\text{доб}}^{\text{жг}}(t) = Q \cdot t; \tag{8}$$

$$V_{\text{жг}} = \frac{Qt}{S\int_0^h \overline{m}(z)\,dz}. \tag{9}$$

Здесь

$$Q = c\int_0^h k(z)\,dz \tag{10}$$

представляет общий расход нагнетания; все отборы и расходы приведены к пластовым условиям.

Для моментов времени t, изменяющихся от $t_{\text{п}}$ и до времени прорыва газа по наименее проницаемому прослою $t_{\text{н. п}} = \frac{Ss}{c}\left(\frac{\overline{m}(z)}{k(z)}\right)_{z=0}$ т. е. для моментов времени $t_{\text{п}} \leqslant t \leqslant t_{\text{н. п}}$, имеем

$$R_{\text{жг}}(t) = \frac{c\int_0^{z_0} k(z)\,dz + c\int_{z_0}^h k(z)\,F(u)\,dz}{Q}. \tag{11}$$

Уравнение (11) означает, что до глубины z_0 происходит приток жирного газа, а с глубины z_0 до величины общей мощности пласта h

происходит совместный приток жирного и сухого газов. Значение z_0 определяется соотношением

$$\frac{k(z_0)}{\overline{m}(z_0)} = \frac{Ss}{ct}.$$

Суммарная добыча жирного газа к моменту времени t ($t_{\text{п}} \leqslant t \leqslant t_{\text{н. п}}$) равна

$$Q_{\text{доб}}^{\text{жг}}(t) = ct\int_0^{z_0} k(z)\,dz + Ss\int_{z_0}^{h} \overline{m}(z)\,dz + c\int_{z_0}^{h} k(z)\,dz \int_{\frac{Ssm}{ck(z)}}^{t} F\left[\frac{ck(z)\,t}{S\overline{m}(z)}\right]dt. \quad (12)$$

Добытое количество жирного газа к моменту времени t складывается из добытого количества жирного газа из интервала $[0, z_0]$, из интервала $[z_0, h]$ до прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины и из интервала $[z_0, h]$ — при совместном притоке жирного и сухого газа по пропласткам данного интервала.

После прорыва сухого газа по наименее проницаемому пропластку, т. е. для моментов времени $t > t_{\text{н. в}}$

$$R_{\text{жг}}(t) = \frac{c\int_0^h k(z)\,F(u)\,dz}{Q} \quad (13)$$

Здесь

$$F(u) < 1.$$

Суммарная добыча жирного газа определяется общим уравнением (4).

Таким образом, приведенные формулы позволяют рассчитать при осуществлении обратной закачки газа изменение во времени доли жирного газа в продукции залежи, общее количество добываемого жирного газа с учетом неоднородности пласта по коллекторским свойствам.

Для приближенной оценки эффективности обратной закачки газа можно аппроксимировать пласт конечным числом пропластков N и положить $s = 1$ ко времени первого прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины. Тогда расчеты могут быть проведены по следующим формулам [46].

Общий расход газа определяется уравнением

$$Q = c\sum_{i=1}^{N} k_i h_i. \quad (14)$$

Здесь c — постоянная, зависящая от перепада давления в эксплуатационных и нагнетательных скважинах и их размещения на площади залежи; k_i и h_i — значения коэффициента проницаемости и мощности i-го пропластка.

Время прорыва сухого газа в i-м пропластке составляет

$$t_i = \frac{S\overline{m}_i}{ck_i} = \frac{m_i T \sum\limits_i k_i h_i}{k_i \sum\limits_i \overline{m}_i h_i}. \qquad (15)$$

Здесь $\overline{m}_i$ — коэффициент «динамической» пористости для i-го пропластка; T — время полного прохождения через пласт сухого газа в количестве, равном поровому объему.

Содержание жирного газа в продукции в любой момент времени t составляет

$$R_{\text{жг}}(t) = \frac{\sum\limits_{i=1}^{j} k_i h_i}{\sum\limits_{i=1}^{N} k_i h_i}, \qquad (16)$$

где j соответствует условию $t_j > t > t_{j+1}$.

Если принять, что разные пропластки распределены в последовательности убывания t_i или возрастания $\frac{k_i}{m_i}$, то доля суммарной добычи жирного газа в момент времени t составит

$$V_{\text{жг}}(t) = \frac{\text{ct}\sum\limits_{i=1}^{j} k_i h_i + S\sum\limits_{j+1}^{N} \overline{m}_i h_i}{S\sum\limits_{i=1}^{N} \overline{m}_i h_i} = \frac{t\sum\limits_{i=1}^{j} k_i h_i}{T\sum\limits_{i=1}^{N} \overline{m}_i h_i} + \frac{\sum\limits_{j+1}^{N} \overline{m}_i h_i}{\sum\limits_{i=1}^{N} \overline{m}_i h_i}. \qquad (17)$$

Когда $t = t_j$, то

$$V_{\text{жг}}(t) = \frac{\frac{\overline{m}_j}{k_j}\sum\limits_{i=1}^{j} k_i h_i + \sum\limits_{j+1}^{N} \overline{m}_i h_i}{\sum\limits_{i=1}^{N} \overline{m}_i h_i}. \qquad (18)$$

Нетрудно видеть, что уравнение (18) является приближенной записью уравнения

$$V_{\text{жг}}(t) = \frac{\frac{\overline{m}(z_0)}{k(z_0)}\int\limits_0^{z_0} k(z)\,dz + \int\limits_{z_0}^{h} \overline{m}\,dz}{\int\limits_0^{h} \overline{m}\,dz}, \qquad (19)$$

где z_0 — глубина, при которой впервые наступает прорыв газа во время t.

Пусть пласт состоит из четырех пропластков с одинаковой мощностью и коэффициентом пористости, но с соотношением проницаемостей 1 : 5 : 10 : 25. Тогда прорывы сухого газа по пропласткам

наступят в момент когда общее содержание жирного газа в пласте составит соответственно 100, 80, 65 и 41%. Процент жирного газа в добываемой продукции на момент прорыва из трех наиболее проницаемых пропластков будет соответственно 2,44; 14,63; 39,02.

Если принять аналитические зависимости для $F(u)$ и $k(z)$, а коэффициент «динамической» пористости положить равным среднему коэффициенту пористости пласта, то уравнения (1)—(13) можно записать в виде квадратур. С этой целью М. Маскет принимает, что

$$F(u)=1 \text{ при } u \leqslant s \text{ и}$$

$$F(u)=e^{\frac{s-u}{1-s}} \text{ при } u \geqslant s. \tag{20}$$

Такая запись $F(u)$ удовлетворяет уравнениям (6) и приближенно описывает зависимости, представленные на рис. 88.

Принимается, что функция распределения проницаемости описывается следующим уравнением:

$$k(z)=ae^{\frac{bz}{h}} \tag{21}$$

Если ввести обозначения

$$\bar{t}=\frac{t}{t_{\text{п}}}, \quad r=\frac{t_{\text{нп}}}{t_{\text{п}}}, \quad b=\lg r, \tag{22}$$

то расчетные уравнения записываются в виде [46]:

для $\bar{t} \leqslant 1$

$$R_{\text{жг}}(\bar{t})=1, \quad Q^{\text{жг}}_{\text{доб}}(\bar{t})=Q\bar{t}, \qquad V_{\text{жг}}(\bar{t})=\frac{s(r-1)\bar{t}}{rb}; \tag{23}$$

для $1 \leqslant \bar{t} \leqslant r$

$$R_{\text{жг}}(\bar{t})=\frac{1}{r-1}\left[\frac{r}{\bar{t}}-1+\frac{(1-s)r}{s\bar{t}}\left(1-e^{\frac{s}{1-s}(1-\bar{t})}\right)\right], \tag{24}$$

$$V_{\text{жг}}(\bar{t})=\frac{1}{b}\lg\bar{t}+\frac{s}{b}\left(1-\frac{\bar{t}}{r}\right)-\frac{(1-s)}{b}e^{\frac{s}{1-s}}\times$$

$$\times\left[Ei\left(-\frac{s\bar{t}}{1-s}\right)-Ei\left(-\frac{s}{1-s}\right)\right]; \tag{25}$$

для $\bar{t} \geqslant r$

$$R_{\text{жг}}(\bar{t})=\frac{r(1-s)e^{\frac{s}{1-s}}}{s\bar{t}(r-1)}\left[e^{-\frac{s\bar{t}}{(1-s)r}}-e^{-\frac{s\bar{t}}{1-s}}\right]; \tag{26}$$

$$V_{\text{жг}}(\bar{t})=1-\frac{1-s}{b}e^{\frac{s}{1-s}}\left[Ei\left(-\frac{s\bar{t}}{1-s}\right)-Ei\left(-\frac{s\bar{t}}{(1-s)r}\right)\right]. \tag{27}$$

Доля общего расхода газа в моменты времени $\bar{t}$ для всех случаев одинакова:

$$\bar{Q}(\bar{t})=\frac{s(r-1)\bar{t}}{rb}. \tag{28}$$

Приведенные уравнения для разных интервалов времени обладают непрерывностью в граничных точках каждого интервала.

В предельном случае однородного пласта $b \to 0$ и r — I. Тогда уравнения (23)—(27) записываются в виде:

$$\bar{t} \leqslant 1, \quad R_{\text{жг}}(\bar{t}) = 1, \quad Q^{\text{жг}}_{\text{доб}}(\bar{t}) = Qt, \quad V_{\text{жг}} = s\bar{t};$$

$$\bar{t} \geqslant 1, \; R_{\text{жг}}(\bar{t}) = e^{\frac{s-st}{1-s}} = F(s\bar{t}); \tag{29}$$

$$V_{\text{жг}}(\bar{t}) = 1-(1-s)\, e^{\frac{s-st}{1-s}} = 1-(1-s)\, F(s\bar{t}).$$

В уравнениях (29)

$$\bar{t} = \frac{t}{t_{\text{п}}} = \frac{Qt}{S\bar{m}hs}.$$

Если принять, что $s = 1$, то уравнения (23)—(27) приводятся к виду:

$$\bar{t} \leqslant 1; \quad R_{\text{жг}}(\bar{t}) = 1, \quad V_{\text{жг}}(t) = \frac{(r-1)\,\bar{t}}{rb};$$

$$1 \leqslant \bar{t} \leqslant r; \quad R_{\text{жг}}(\bar{t}) = \frac{1}{r-1}\left(\frac{r}{\bar{t}} - 1\right); \tag{30}$$

$$V_{\text{жг}}(\bar{t}) = \frac{1}{b}\left(1 - \frac{\bar{t}}{r} + \lg \bar{t}\right);$$

$$\bar{t} \geqslant r; \quad R_{\text{жг}}(\bar{t}) = 0, \quad V_{\text{жг}}(\bar{t}) = 1.$$

Для промежуточного интервала времени величины $V_{\text{ж. г}}$ и Q связаны непосредственно с $R_{\text{ж. г}}$ следующим выражением:

$$V_{\text{жг}} = 1 - \frac{1}{b}\left\{\lg\left[1+(r-1)\,R_{\text{жг}}\right] - \frac{(r-1)\,R_{\text{жг}}}{1+(r-1)\,R_{\text{жг}}}\right.; \tag{31}$$

$$Q = \frac{r-1}{b\left[1+(r-1)\,R_{\text{жг}}\right]}.$$

На рис. 87 представлены зависимости содержания жирного газа в продукции скважины и суммарной добычи его (в долях) от общего количества прокачанного через пласт сухого газа при $s = 0{,}60$; 0,75; 0,90 и $r = 1$; 10; 100. Когда $r = 10$, то отношение максимального значения коэффициента проницаемости к его минимальному значению равно 10, а при $r = 100$ это отношение равно 100. Случай, когда $r = 1$, соответствует однородному по коллекторским свойствам пласту.

По оси абсцисс откладывается отношение суммарного прокачанного сухого газа к общему газонасыщенному объему залежи ($Q = \frac{s(r-1)\,\bar{t}}{rb}$). Крестики на рис. 90 соответствуют первому прорыву сухого газа в эксплуатационные скважины по наиболее проницаемым пропласткам. Кривые для $r = 1$ отражают принятую функциональную зависимость для F.

Из приведенного рис. 90 следует, что в однородном пласте прорыв сухого газа происходит в момент, когда доля прокачанного газа

равна эффективности вытеснения s. При $r = 10$ прорыв сухого газа в эксплуатационные скважины происходит тогда, когда доля прокачанного сухого газа достигнет 23,4; 29,3 и 35,2% соответственно при $s = 60$, 75 и 90%. Это означает, что в неоднородном пласте прорыв сухого газа происходит в гораздо более ранние моменты времени. Естественно, что приведенные величины 23,4; 29,3; 35,2% характеризуют также суммарную добычу жирного газа до момента первого прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины.

Для $r = 100$ до прорыва сухого газа удается извлечь жирного газа соответственно 12,9, 16,1 и 19,4% от первоначального его содержания в пласте.

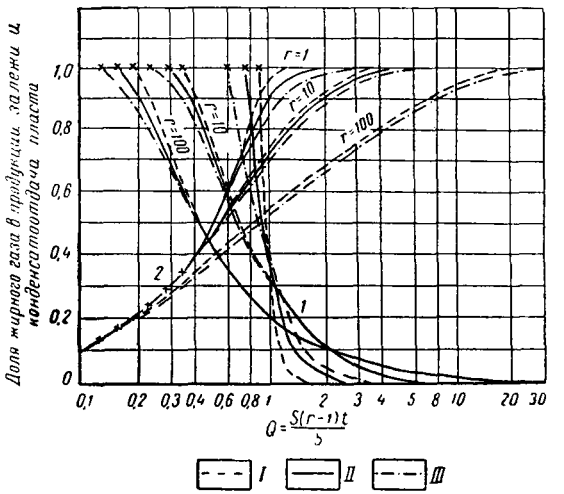


Рис. 87. Расчетные кривые изменения относительного содержания жирного газа в продукции скважин, а также конденсатоотдачи пласта в зависимости от отношения объема закачанного газа к общему газонасыщенному объему в случае слоистой модели пласта:

I — $s = 0{,}90$; II — $s = 0{,}75$; III — $s = 0{,}60$

1 — относительное содержание жирного газа; *2* — относительная суммарная добыча жирного газа

Прорыв сухого газа по наименее проницаемым пропласткам при $r = 10$ происходит при суммарном количестве прокачанного сухого газа 2,34; 2,93 и 3,52 объема порового пространства залежи соответственно при $s = 0{,}60$; 0,75 и 0,90. К этому времени содержание жирного газа в продукции залежи составит 7,41; 3,70 и 1,23%. Общая же добыча жирного газа к этому моменту достигнет соответственно 92,2; 97,2 и 99,56% от начальных запасов жирного газа в пласте. При $r = 100$ объем переработанного газа к моменту прорыва газа по наименее проницаемым пропласткам составит 12,90; 16,12 и 19,35 порового объема залежи при $s = 0{,}60$; 0,75 и 0,90. К этому времени добываемый газ будет содержать 0,68; 0,33 и 0,11% жирного газа. Общая добыча жирного газа при этом составит 96,1; 98,6 и 99,99% от начального его содержания в пласте.

Из приведенных результатов видно существенное влияние неоднородности пласта на эффективность обратной закачки газа. Стремление к получению значительных величин коэффициента конденсатоотдачи приводит соответственно к возрастанию, в основном, эксплуатационных расходов в связи с существенным увеличением продол-

жительности периода закачки сухого газа. Поэтому оптимальная добыча конденсата определяется технико-экономическими расчетами.

При определении времени окончания процесса рециркуляции газа необходимо учитывать, что не весь оставшийся в пласте конденсат будет потерян. При дальнейшей разработке месторождения на истощение будет добыто еще некоторое количество конденсата.

Итак, в данном параграфе показана приближенная методика учета влияния неоднородности пласта на эффективность разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа с целью извлечения конденсата.

Для практического применения этой методики необходима статистическая обработка кернового материала с целью определения функции, например, распределения проницаемости. При наличии такой функции составляется расчетная модель пласта. На электрическом интеграторе или ЭВМ определяются характер зависимости (1) и коэффициент эффективности вытеснения по площади жирного газа сухим. После этого определяются изменение во времени доли жирного газа в продукции залежи, общая величина добычи жирного газа (конденсата) и коэффициент конденсатоотдачи при различных объемах закачки сухого газа. На основе технико-экономических расчетов определяется наилучший вариант процесса рециркуляции газа.

Вместе с этим необходимо иметь в виду следующее.

Проведение расчетов по изложенной методике приводит к результатам, справедливым не для рассматриваемой залежи, а для ее схемы. Это связано прежде всего со схематизацией фильтрационных потоков и неоднородности пласта. При расчетах приближенно учитывается реальное распределение давления в пласте, вызванное работой произвольно расположенных, разнодебитных скважин в неоднородных по коллекторским свойствам залежах произвольной конфигурации. Следовательно, эти расчеты не позволяют ответить на вопросы о реальном движении границы раздела между жирным и сухим газом, об изменении во времени доли жирного газа в продукции отдельных скважин и т. д. Поэтому при таких расчетах трудно учитывать возможность регулирования процесса движения границы раздела.

Из изложенного следует, что рассматриваемая методика позволяет найти интересующие нас показатели процесса закачки сухого газа лишь в среднем для залежи и ее продукции. Эти усредненные данные являются достаточными для проведения указанных технико-экономических расчетов, выбора системы обустройства промысла, обеспечивающего максимальное извлечение конденсата из продукции скважин.

§ 6. Определение показателей разработки газоконденсатного месторождения при поддержании пластового давления путем законтурного заводнения

Помимо обычных, уже отмечавшихся показателей, при проектировании разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием

пластового давления путем закачки воды необходимо определить следующие зависимости:

1) изменение во времени объема воды, необходимого для поддержания пластового давления на определенном уровне;

2) изменение во времени необходимого числа нагнетательных скважин, расходов воды по ним и давления нагнетания;

3) коэффициенты газоотдачи обводняемой зоны пласта и месторождения в целом для каждой рассматриваемой системы разработки.

Эти зависимости определяются для каждой рассматриваемой величины отбора газа (и конденсата). Для каждой величины отбора газа рассматриваются подварианты по системам размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин (при разных значениях поддерживаемого давления в залежи).

Особенности проявления естественного водонапорного режима практически ничем не отличаются от процесса вытеснения газа водой при законтурном заводнении. Поэтому изложенные методы расчета продвижения воды в газовые залежи могут использоваться при определении показателей разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки воды. Это прежде всего касается методов решения на электрических моделях или ЭВМ задач с подвижной границей раздела газ—вода. Тогда показатели законтурного заводнения удается определять при решении задачи в наиболее точной математической постановке — в результате решения двумерных задач с подвижной границей раздела газ—вода.

Заметим, что относительно точная математическая постановка задачи относится в основном к методике решения задачи и не всегда — к соответствующим результатам. Точность прогнозных расчетов целиком определяется объемом и достоверностью исходной информации. Для повышения эффективности процесса законтурного заводнения, получения более достоверного прогноза необходимо добиться, чтобы весь разрез по мощности был равномерно охвачен дренированием и процессом вытеснения газа водой. В этом случае отодвигается опасность преждевременного обводнения скважин, создаются предпосылки для достижения наибольших значений коэффициентов газо- и конденсатоотдачи.

Для проведения оценочных расчетов в ряде случаев при определении показателей разработки с законтурным заводнением бывает достаточно исходить из рассмотрения притока воды в укрупненную скважину (залежь). Тогда расчеты существенно упрощаются. Однако при этом методика расчетов приобретает некоторые особенности. Постараемся показать эти особенности и построим методику расчетов с использованием более точной формы записи уравнения материального баланса. Такой подход связан с необходимостью учитывать при выборе рационального варианта разработки возможный коэффициент газоотдачи. На начальных этапах проектирования разработки месторождений природных газов вопрос о возможной величине коэффициента газоотдачи практически не рассматривается из-за недостаточной информации о параметрах, строении и протяженности водонапорного бассейна. Например, неизвестные вначале фильтрационные экраны могут внести существенные коррективы в особенности проявления водонапорного режима. При рассмотрении же эффективности законтурного заводнения мы имеем дело с вполне управляемым процессом. Характеристика водонапорного бассейна в региональном

плане не влияет на основные показатели законтурного заводнения, она определяет лишь утечки закачиваемой воды. Изученность же водоносного пласта от начального контакта газ—вода до системы нагнетательных скважин позволяет получить достаточно надежные технико-экономические показатели различных систем и выбрать наивыгоднейшую систему разработки месторождения и обустройства промысла.

Газоконденсатную залежь аппроксимируем укрупненной скважиной с переменным во времени радиусом $R(t)$. В расчетной схеме предполагаем, что нагнетательные скважины располагаются в виде круговой батареи с радиусом $R_б$. Водоносный пласт заменяем соответствующим эквивалентным, однородным по коллекторским свойствам водоносным пластом.

Для расчетов используем следующее уравнение материального баланса для случая водонапорного режима и учета неполноты вытеснения газа водой:

$$\frac{p_н \bar{\alpha} \Omega_н}{z_н} = \frac{\bar{p}(t)\,\bar{\alpha}\Omega(t)}{z(\bar{p})} + p_{ат} Q_{доб}(t) + \alpha_{ост}(\Omega_н - \Omega(t))\frac{\bar{p}_в(t)}{z(\bar{p}_в)}. \qquad (1)$$

Здесь

$$\bar{\alpha}\Omega(t) = \bar{\alpha}\left(\Omega_н - \frac{Q_в(t)}{\bar{\alpha} - \alpha_{ост}}\right). \qquad (2)$$

Уравнение (1) с учетом (2) перепишем в виде:

$$\frac{p_{н1}\bar{\alpha}\Omega_н}{z_н} = \frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})}\bar{\alpha}\left(\Omega_н - \frac{Q_в(t)}{\bar{\alpha} - \alpha_{ост}}\right) + p_{ат}Q_{доб}(t) + \alpha_{ост}\frac{Q_в(t)}{\bar{\alpha} - \alpha_{ост}}\frac{\bar{p}_в(t)}{z(\bar{p}_в)}. \qquad (3)$$

Из данного уравнения имеем

$$Q_в(t) = \frac{(\bar{\alpha} - \alpha_{ост})\left[\bar{\alpha}\Omega_н\left(\frac{p_н}{z_н} - \frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})}\right) - p_{ат}Q_{доб}(t)\right]}{\alpha_{ост}\frac{\bar{p}_в(t)}{z(\bar{p}_в)} - \bar{\alpha}\frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})}}.$$

Строго говоря, величина коэффициента остаточной газонасыщенности является функцией давления в обводненном объеме пласта [71]. Поэтому введем в рассмотрение следующую функциональную зависимость:

$$\alpha_{ост} = \alpha_{ост}(\bar{p}_в). \qquad (4)$$

Следовательно,

$$Q_в(t) = \frac{(\bar{\alpha} - \alpha_{ост}(\bar{p}_в))\left[\bar{\alpha}\Omega_н\left(\frac{p_н}{z_н} - \frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})}\right) - p_{ат}Q_{доб}(t)\right]}{\alpha_{ост}(\bar{p}_в)\frac{\bar{p}_в(t)}{z(\bar{p}_в)} - \bar{\alpha}\frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})}}. \qquad (5)$$

Основная трудность непосредственного использования уравнения (5) заключается в неизвестности величин $\bar{p}_в(t)$ и $\alpha_{ост}(\bar{p}_в)$, что

приводит к необходимости в дальнейших расчетах пользоваться методом последовательных приближений.

В принципе уравнение (5) устанавливает соотношение между средней величиной поддерживаемого пластового давления в залежи и объемом воды, которая должна поступать в залежь на разные моменты времени.

Пусть, в частном случае, среднее давление в залежи в процессе разработки необходимо поддерживать на уровне начального пластового давления ($\bar{p}(t) = p_н$). Тогда объем поступающей в залежь воды для поддержания неизменного пластового давления определяется следующим соотношением:

$$Q_в(t) = \frac{(\bar{\alpha} - \alpha_{ост}(\bar{p}_в))\, p_{ат} Q_{доб}(t)}{\bar{\alpha}\dfrac{p_н}{z_н} - \alpha_{ост}(\bar{p}_в)\dfrac{\bar{p}_в(t)}{z(\bar{p}_в)}}.$$

В частном случае пренебрежения защемленным газом в обводненном объеме пласта имеем

$$Q_в(t) = \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\dfrac{p_н}{z_н}}.$$

Физический смысл последнего соотношения заключается в том, что для поддержания пластового давления на начальном уровне суммарное поступление воды в залежь должно равняться добытому количеству газа в соответствующие моменты времени, приведенному к пластовой температуре и начальному пластовому давлению.

В пределах от $R(t)$ от $R_б$ имеем две характерные зоны фильтрации: от $R_б$ до $R_з$ (радиус начальной границы раздела газ—вода) — зона фильтрации воды; от $R_з$ до $R(t)$ — зона фильтрации воды в присутствии защемленного газа.

Использование формулы Дюпюи для этих двух зон приводит к следующим соотношениям:

$$q_в(t) = \frac{2\pi k_в h}{\mu_в} \frac{p(R_з, t) - p(R, t)}{\ln \dfrac{R_з}{R(t)}}; \qquad (6)$$

$$q_в(t) = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{p(R_б, t) - p(R_з, t)}{\ln \dfrac{R_б}{R_з}}. \qquad (7)$$

Исключение из (6) и (7) неизвестного давления на расстоянии $R_з$ дает

$$q_в(t) = \frac{p(R_б, t) - p(R, t)}{\dfrac{\mu_в \ln \dfrac{R_з}{R(t)}}{2\pi k_в h} + \dfrac{\mu_в \ln \dfrac{R_б}{R_з}}{2\pi k h}}. \qquad (8)$$

В первом приближении принимаем, что среднее давление в обводненном объеме равняется начальному пластовому давлению. Тогда,

согласно известной зависимости (4), имеем $\alpha_{ост}(p_н)$, а расчеты по формуле (5) позволяют установить зависимость (при заданном уровне поддерживаемого давления в залежи)

$$Q_в = Q_в(t). \tag{9}$$

Учитывая, что

$$Q_в(t) = \int_0^t q_в(t)\,dt,$$

дифференцирование (9) дает зависимость изменения во времени дебита поступающей в залежь воды

$$q_в = q_в(t). \tag{10}$$

Давление на подвижной границе раздела газ—вода принимается равным среднему пластовому давлению в залежи, т. е. $p(R, t) \approx \bar{p}(t)$. Следовательно, уравнение (8) может быть переписано так:

$$q_в(t) = \frac{p(R_б, t) - \bar{p}(t)}{\dfrac{\mu_в \ln \dfrac{R_з}{R(t)}}{2\pi k_в h} + \dfrac{\mu_в \ln \dfrac{R_б}{R_з}}{2\pi k h}}. \tag{11}$$

С использованием (10) и (11) определяем зависимость изменения во времени давления на окружности радиусом $R_б$:

$$p(R_б) = p(R_б, t). \tag{12}$$

В расчетах второго приближения, например, по уравнению (7) с учетом (12) находим зависимость

$$p(R_з) = p(R_з, t). \tag{13}$$

По значениям давления на расстояниях $R(t)$ и $R_з$, уточняем зависимость изменения во времени среднего давления в обводненном объеме пласта

$$\bar{p}_в = \bar{p}_в(t). \tag{14}$$

Для этого воспользуемся выражением для средневзвешенного по обводненному объему залежи пластового давления:

$$\bar{p}_в = \frac{1}{\alpha_{ост}(\bar{p}_в)(\Omega_н - \Omega(t))} \int_{\Omega_н - \Omega(t)} p_в \alpha_{ост}(p_в)\,d\Omega \approx \frac{1}{\Omega_н - \Omega(t)} \int_{\Omega_н - \Omega(t)} p_в\,d\Omega \tag{15}$$

или

$$\bar{p}_в = \frac{2}{R_з^2 - R^2(t)} \int_{R(t)}^{R_з} \left(\bar{p}(t) + \frac{p(R_з, t) - \bar{p}(t)}{\ln \dfrac{R_з}{R(t)}} \ln \frac{r}{R(t)} \right) r\,dr.$$

Отсюда имеем

$$\bar{p}_{\text{в}}(t)=\bar{p}(t)+\frac{p(R_{\text{з}},\ t)-\bar{p}(t)}{\ln\dfrac{R_{\text{з}}}{R(t)}}\left(\frac{R_{\text{з}}^2\ln\dfrac{R_{\text{з}}}{R(t)}}{R_{\text{з}}^2-R^2(t)}-\frac{1}{2}\right). \tag{16}$$

Применение формулы (16) для рассматриваемых моментов времени позволяет уточнить зависимость $\bar{p}_{\text{в}}=\bar{p}_{\text{в}}(t)$ (и соответствующие значения $z(\bar{p}_{\text{в}})$ и $\alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}})$). По уточненным зависимостям $\alpha_{\text{ост}}=\alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}})$ и $\bar{p}_{\text{в}}=\bar{p}_{\text{в}}(t)$ уточняются средние значения фазовой проницаемости для воды в обводненной зоне пласта на разные моменты времени. Если изменения давления в обводняемом объеме незначительны, то можно ограничиться результатами расчетов в первом приближении. В противном случае на основе уточненных параметров выполняются расчеты во втором и последующем приближениях.

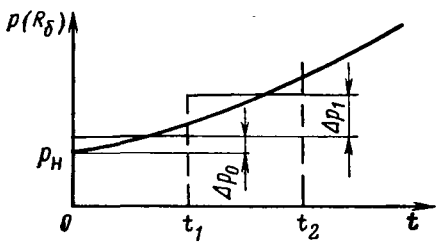


Рис. 88. Аппроксимация зависимости изменения во времени давления на линии нагнетания ступенчатой зависимостью

Итак, на основе описанных расчетов определяются зависимости (9) и (12). Зависимость (9) еще не позволяет судить о потребных объемах закачки воды. При законтурном заводнении часто неизбежны утечки воды в область водоносности. Утечки воды определяются изменениями давления на расстоянии R_6 — зависимостью (12). Если данную зависимость аппроксимировать ступенчатой линией (рис. 88), то изменение во времени суммарных утечек воды будет определяться следующей формулой:

$$Q_{\text{ут}}(t)=\frac{2\pi khR_6^2}{\mu\varkappa}\left[\Delta p_0\bar{Q}(\text{fo})+\Delta p_1\bar{Q}(\text{fo}-\text{fo}_1)+\ldots\right]. \tag{17}$$

Тогда изменение во времени суммарного потребного объема закачиваемой воды составит

$$Q_{\text{сум}}(t)=Q_{\text{в}}(t)+Q_{\text{ут}}(t),$$

или в единицу времени имеем

$$q_{\text{сум}}=q_{\text{сум}}(t). \tag{18}$$

Расход (в единицу времени) воды при законтурном заводнении с потребным числом нагнетательных скважин $n_{\text{н}}$ и их приемистостью по воде $q_{\text{в}}$ связывается очевидным соотношением

$$q_{\text{сум}}(t)=n_{\text{н}}(t)\,q_{\text{в}}(t). \tag{19}$$

Если число нагнетательных скважин фиксировано, то из (19) устанавливается зависимость

$$q_{\text{в}}=q_{\text{в}}(t). \tag{20}$$

Согласно методу Ю. П. Борисова, расстояние между скважинами в 2σ «сворачивается» в окружность радиусом $r_к$ и давление на расстоянии $r_к$ принимается равным давлению $p\,(R_б)$. Тогда уравнение «оттока» для одной нагнетательной скважины записывается в виде:

$$p_с\,(t) - p\,(R_б,\ t) = aq_в\,(t). \tag{21}$$

Здесь a — коэффициент фильтрационного сопротивления для зоны пласта с радиусом $r_к$; приближенно a может быть принято равным коэффициенту A, определяемому по данным исследования скважин при установившихся закачках воды.

При известных зависимостях (12) и (20) уравнение (21) позволяет установить зависимость изменения во времени забойного давления в нагнетательных скважинах, которая будет обеспечивать требуемую приемистость скважин (20).

Если приемистость скважин ограничена, то из (19) определяется увеличение во времени необходимого числа нагнетательных скважин

$$n_н = n_н\,(t),$$

а с использованием (21) — требуемые значения давления нагнетания на забоях скважин.

Коэффициенты газоотдачи по каждому варианту разработки устанавливаются согласно формуле

$$\beta = 1 - \frac{\bar{p}_к\,(t)\,\bar{\alpha}\Omega\,(t)\,z_н}{z\,(\bar{p}_к)\,\bar{\alpha}\Omega_н p_н} - \alpha_{ост}\,(\bar{p}_{в.\,к})\,[\Omega_н - \Omega\,(t)]\,\frac{\bar{p}_{в.\,к}\,(t)\,z_н}{z\,(\bar{p}_{в.к})\,\bar{\alpha}\Omega_н p_н}.$$

Здесь $\bar{p}_к$ и $\bar{p}_{в.\,к}$ — соответственно среднее пластовое давление в газонасыщенной и обводненной зонах пласта на момент окончания разработки месторождения.

При известном значении коэффициента газоотдачи β не представляет затруднений оценить коэффициент конденсатоотдачи пласта [81].

§ 7. Определение экономической эффективности разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления

Эффективность поддержания пластового давления на газоконденсатном месторождении зависит от ряда факторов: начального содержания конденсата в газе, коэффициентов конечной газо- и конденсатоотдачи, продолжительности периода поддержания давления, числа и месторасположения эксплуатационных и нагнетательных скважин и других факторов.

Экономическую эффективность способов разработки газоконденсатных месторождений оценивают по методике, изложенной в работе [16].

Наиболее выгодным способом разработки месторождения среди сравниваемых считается тот, при котором показатель народнохозяй-

ственного эффекта будет максимальным. Этот показатель рекомендуется определять по следующей формуле:

$$П = P_г \sum_{t=1}^{T} Q_{г\,t}(1+E)^{-t} + P_к \sum_{t=1}^{T} Q_{к\,t}(1+E)^{-t} - \left[\sum_{t=0}^{T} K_t(1+E)^{-t} + \sum_{t=1}^{T} И_t(1+E)^{-t}\right]. \quad (1)$$

Здесь $P_г$ — стоимостная оценка газа в руб./1000 м³; $P_к$ — то же, конденсата в руб./т; $Q_г$ — годовая добыча газа; $Q_к$ — годовая добыча конденсата; K_t — капиталовложения в добычу газа и конденсата в t-м году; $И_t$ — годовые эксплуатационные расходы (без амортизации) на добычу газа и конденсата в t-м году; E — коэффициент учета разновременности получения продукции (реализации газа и конденсата) и осуществления затрат; T — полный срок разработки по варианту; t — порядковый номер года разработки.

Показатель типа (1) известен в экономической литературе как критерий «максимум эффекта». Его использование всегда необходимо при экономической оценки таких вариантов, по которым неодинаковы объем и распределение во времени выпускаемой продукции. Именно к таким вариантам относятся и способы разработки газоконденсатных месторождений, так как для них характерны резкие различия в суммарном объеме добываемого конденсата и сроках извлечения запасов газа.

Очень важными параметрами критерия «максимум эффекта» являются показатели стоимостной оценки газа и конденсата ($P_г$ и $P_к$). Для того чтобы оценка данных продуктов действительно приближалась к народнохозяйственной, необходимо прежде всего установить их конечную стоимость у потребителей. Известно, что конденсат в конечном итоге потребляется в виде различных продуктов, полученных путем его переработки (моторные топлива и нефтехимическая продукция). Поэтому, рассчитав выход товарных продуктов при переработке 1 т конденсата, можно путем умножения выходов на соответствующую цену промышленности получить оценку конденсата у потребителей. Разница же между полученной величиной и затратами на переработку, транспорт конденсата и готовой продукции будет представлять собой оценку конденсата в пункте его добычи, позволяющую вместе с тем полностью учесть и эффект у потребителя. Определяемый таким образом показатель и следует применять в расчетах по формуле (1). Установлено, что значение $P_к$ в зависимости от состава конденсата колеблется в пределах 45—55 руб./т.

Почти для каждого экономического района СССР в настоящее время путем оптимизации топливно-энергетического баланса страны определены «замыкающие затраты» на использование газа. Они значительно точнее, чем другие известные показатели (в том числе и цены промышленности), отражают действительные народнохозяйственные затраты на использование этого ценного вида топлива, так

как учитывают горную ренту (экономия затрат на добычу), ренту местоположения (экономия затрат на транспорт) и ренту качества (экономия при использовании).

Если известны предполагаемый район использования газа рассматриваемого газоконденсатного месторождения, соответствующий уровень «замыкающих затрат» по газу, а также затраты на транспорт газа от месторождения до района использования, то оценка газа в пункте добычи определяется разницей между «замыкающими затратами» и затратами на дальний транспорт. Например, если «замыкающие затраты» на использование газа в районе равны 20 руб./1000 м³, приведенные затраты на транспорт газа из i-го газоконденсатного месторождения — 6 руб./1000 м³, то оценка газа в районе i-го месторождения будет равна 20 — 6 = 14 руб./1000 м³.

Как следует из формулы (1), показатели реализации газа и конденсата и затраты на их добычу необходимо рассчитывать за полный срок эксплуатации T, так как только таким образом при сопоставлении способов разработки можно учесть все различия в объемах и сроках добычи газа и конденсата. Составляющая формулы (1), заключенная в квадратные скобки, представляет собой выражение для определения затрат на добычу за полный срок разработки. При расчете капиталовложений и эксплуатационных расходов следует применять укрупненные нормативные показатели.

Сравнивать способы разработки по показателю народнохозяйственного эффекта целесообразнее при условии равенства капиталовложений в добычу газа и конденсата по всем рассматриваемым вариантам. В этом случае все другие основные показатели разработки (объемы годовой добычи газа и конденсата, число нагнетательных и эксплуатационных скважин, число компрессоров для закачки, сроки разработки) являются производными от постоянной величины вложений, а различия в значениях этих показателей будут обусловливаться только способом использования пластовой энергии. В этом смысле достигается сопоставимость сравниваемых вариантов.

Рассмотрим на примере гипотетического газоконденсатного месторождения выбор возможного способа его разработки.

Залежь характеризуется следующими данными: запасы газа 18,7 млрд. м³, запасы конденсата при его начальном содержании в газе в 400 г/м³ — 7,5 млн. т, начальное пластовое давление 356 кгс/см², глубина залегания 3200—3600 м, средний начальный рабочий дебит эксплуатационных скважин 400 тыс. м³/сут, приемистость нагнетательных скважин 1200 тыс. м³/сут.

Рассматриваются два возможных способа разработки: обычная разработка на истощение и с поддержанием пластового давления на начальном уровне путем обратной закачки газа (сайклинг-процесс).

При обратной закачке газа объем закачиваемого газа до момента его прорыва к забоям эксплуатационных скважин составляет 8 млрд. м³. Конденсатоотдача за полный срок разработки при рециркуляции газа равна 70% [1], при разработке

[1] Добыча конденсата после прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины снижается во времени. В зависимости от продолжительности периода закачки сухого газа получаются различные коэффициенты конденсатоотдачи. Поэтому рассматриваются подварианты по продолжительности периода рециркуляции газа.

Таблица 27

Экономические показатели двух способов разработки газоконденсатного месторождения

Годы разработки	$(1+E)^{-t}$, $E=0{,}08$	Разработка на истощение								Обратная закачка газа							
		$Q_{Гt}$, млрд. м³	$Q_{Кt}$, тыс. т	K_t, млн. руб.	$И_t$, млн. руб.	$И_t(1+E)^{-t}$, млн. руб.	$p_Г Q_{Гt}(1+E)^{-t}$, млн. руб.	$p_К Q_{Кt}(1+E)^{-t}$, млн. руб.	$П_t$, млн. руб.	$Q_{Гt}$, млрд. м³	$Q_{Кt}$, тыс. руб.	K_t, млн. руб.	$И_t$, млн. руб.	$И_t(1+E)^{-t}$, млн. руб.	$p_Г Q_{Гt}(1+E)^{-t}$, млн. руб.	$p_К Q_{Кt}(1+E)^{-t}$, млн. руб.	$П_t$, млн. руб.
0	1	—	—	36,78	—	—	—	—	36,78	—	—	36,78	—	—	—	—	36,78
1	1,08	1,9	740	—	0,49	0,45	24,64	34,24	58,43	—	640	—	1,14	1,05	—	29,6	28,55
2	1,17	1,74	632	—	0,48	0,41	20,86	27,0	47,75	—	640	—	1,14	0,98	—	27,35	26,37
3	1,26	1,41	471	—	0,45	0,36	15,68	18,75	34,07	—	640	—	1,14	0,91	—	25,35	24,44
4	1,36	1,3	370	—	0,43	0,32	13,44	13,6	26,72	—	640	—	1,14	0,84	—	23,5	22,66
5	1,47	1,1	277	—	0,41	0,28	10,36	9,4	19,48	—	640	—	1,14	0,78	—	21,75	20,97
6	1,59	1,0	224	—	0,4	0,25	8,82	7,05	15,62	2,1	476	—	0,52	0,33	18,48	15,0	33,15
7	1,72	0,93	204	—	0,39	0,23	7,56	5,9	13,23	1,84	390	—	0,49	0,29	14,98	11,3	25,99
8	1,85	0,72	130	—	0,37	0,2	5,46	3,5	8,76	1,66	300	—	0,47	0,25	12,6	8,1	20,45
9	2,0	0,65	107	—	0,36	0,18	4,48	2,7	7,0	1,4	210	—	0,45	0,23	9,8	5,25	14,82
10	2,16	0,55	82,5	—	0,35	0,16	3,5	1,9	5,24	1,2	157	—	0,42	0,2	8,4	3,65	11,85
11	2,33	0,5	69,0	—	0,34	0,15	2,94	1,48	4,27	1,05	119	—	0,41	0,18	6,3	2,55	8,67
12	2,51	0,5	64,5	—	0,34	0,14	2,8	1,29	3,95	0,85	67,5	—	0,38	0,15	4,76	1,35	5,96
13	2,71	0,4	49,7	—	0,33	0,12	2,1	0,92	2,9	0,75	59,0	—	0,37	0,14	3,92	1,09	4,87
14	2,93	0,35	42,0	—	0,33	0,11	1,68	0,72	2,29	0,7	45,7	—	0,37	0,13	3,36	0,78	4,01
15	3,16	0,3	34,1	—	0,32	0,1	1,26	0,54	1,7	0,6	36,0	—	0,36	0,11	2,66	0,57	3,12
16	3,41	0,25	27,3	—	0,32	0,09	0,98	0,4	1,29	0,5	20,2	—	0,35	0,1	2,1	0,3	2,3
17	3,68	0,25	26,2	—	0,32	0,08	0,98	0,36	1,26	0,3	25,9	—	0,32	0,09	1,12	0,35	1,38
18	3,97	0,2	20,4	—	0,31	0,08	0,84	0,26	1,02	0,4	18,5	—	0,32	0,08	1,4	0,23	1,55
19	4,29	0,15	14,7	—	0,3	0,07	0,7	0,17	0,8	0,3	18,0	—	0,32	0,07	0,98	0,21	1,12
20	4,63	0,15	14,5	—	0,3	0,06	0,42	0,16	0,52	0,3	17,4	—	0,32	0,07	0,98	0,190	1,1
21	5,0	0,15	14,3	—	0,3	0,06	0,42	0,14	0,5	0,3	11,2	—	0,32	0,06	0,84	0,109	0,89
22	5,4	0,15	13,9	—	0,3	0,05	0,42	0,13	0,5	0,2	10,6	—	0,31	0,06	0,56	0,10	0,6
23	5,83	0,1	9	—	0,3	0,05	0,28	0,08	0,31	0,2	10,4	—	0,31	0,05	0,56	0,09	0,6
24	6,3	—	—	—	—	—	—	—	—	0,2	10,1	—	0,31	0,05	0,42	0,08	0,45
25	6,8	—	—	—	—	—	—	—	—	0,2	9,8	—	0,31	0,04	0,42	0,07	0,45
26	7,34	—	—	—	—	—	—	—	—	0,2	4,8	—	0,31	0,04	0,42	0,03	0,41
27	7,93	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1	4,75	—	0,3	0,04	0,14	0,03	0,13
28	8,56	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1	4,7	—	0,3	0,04	0,14	0,030	0,13
29	9,24	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1	4,6	—	0,3	0,03	0,14	0,025	0,13
30	9,98	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1	4,5	—	0,3	0,03	0,14	0,023	0,13
31	10,8	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1	4,4	—	0,3	0,03	0,14	0,021	0,13
Итого				36,78	8,24	4,0	130,62	130,69	220,53			36,78	14,95	7,45	95,76	179,07	230,6

на истощение — 48%. Примем $P_к = 50$ руб./т, $P_г = 14$ руб./1000 м³. Допустим, что на разработку месторождения отпущено 36,78 млн. руб. капиталовложений. На эти средства при обычной разработке на истощение можно к ее началу пробурить 16 скважин и обеспечить сооружение необходимых для эксплуатации промысловых объектов. При применении закачки сухого газа за счет указанной суммы вложений можно пробурить 11 эксплуатационных скважин и четыре нагнетательные скважины, построить компрессорную станцию для закачки газа и другие промысловые объекты. Эти производственные мощности обеспечат по каждому рассматриваемому способу разработки соответствующие годовые уровни и динамику добычи газа и конденсата, представленные в табл. 27.

При закачке сухого газа годовой отбор (закачка) газа в период рециркуляции составляет 1,6 млрд. м³, что позволяет ежегодно добывать 640 тыс. т конденсата. Закачка газа осуществляется до момента его прорыва к забоям эксплуатационных скважин. В дальнейшем залежь разрабатывается способом истощения. При этом повышенная продуктивность нагнетательных скважин, работающих в этот период в качестве эксплуатационных, обусловливает увеличение годовых отборов газа.

В соответствии с формулой (1) суммарный народнохозяйственный эффект от добычи газа и конденсата при разработке на истощение составит $П = 130{,}62 + 130{,}69 - (36{,}78 + 4) = 220{,}53$ млн. руб., а при обратной закачке газа $П = 95{,}76 + 179{,}07 - (36{,}78 + 7{,}45) = 230{,}6$ млн. руб.

Таким образом, результаты расчетов свидетельствуют о том, что более выгодным способом разработки рассматриваемого месторождения следует считать обратную закачку газа.

ГЛАВА XI

Проектирование рациональной разработки группы газовых (газоконденсатных) месторождений как единого целого

§ 1. Методика определения оптимального отбора газа из месторождений газоносной провинции

К газодобывающим районам Советского Союза относятся Украинская ССР, Ставропольский и Краснодарский края, Средняя Азия, Западная Сибирь и другие. К каждой газоносной провинции приурочены группы газовых и газоконденсатных месторождений.

Знание технико-экономических показателей и их изменения во времени при различных возможных отборах газа из провинций и показателей транспорта его позволяет в принципе оптимально распределить запланированные по стране отборы газа между отдельными газоносными провинциями. При заданном отборе газа из газоносной провинции необходимо рационально распределить его по отдельным месторождениям и найти соответствующие системы разработки месторождений и обустройства промыслов.

Предположим, имеется газоносная провинция, включающая m месторождений природного газа. Приведем методику расчета оптимального распределения запланированного отбора газа из провинции по отдельным месторождениям [40, 51].

Данная задача относится к классу оптимизационных задач. В последнее время для решения подобного рода технико-экономических задач разработаны специальные методы — линейного и нелинейного программирования. Однако решение этими методами интересующей нас задачи затруднительно. Поэтому исходная задача подразделяется на две части, т. е. решается в два этапа. Вначале для каждого месторождения находят целевые функции — зависимости экономического показателя (критерия рациональности) от возможной величины отбора газа из каждого рассматриваемого месторождения. Затем с использованием найденных целевых функций рассчитывают оптимальное распределение заданного отбора газа из провинции по отдельным месторождениям. Для этого расчета может быть использован известный метод нахождения условного минимума функции нескольких переменных (метод Лагранжа).

Идея метода Лагранжа заключается в следующем.

Требуется найти максимум или минимум функции m переменных $F = F(x, y, \ldots, t)$. Переменные не независимы между собой, а связаны некоторыми добавочными условиями — условиями связи:

$$\varphi(x, y, \ldots, t)=0; \quad \psi(x, y, \ldots, t)=0, \ldots; \quad \chi(x, y, \ldots, t)=0. \quad (1)$$

Число условий равно k и $k < m$.

Для решения задачи вводится k неопределенных множителей $\lambda, \mu, \ldots, \varkappa$ и рассматривается следующая функция переменных $x, y, \ldots, t, \lambda, \mu, \ldots, \varkappa$:

$$\Phi(x, y, \ldots, t, \lambda, \mu, \ldots, \varkappa) = F(x, y, \ldots, t) + \lambda\varphi(x, y, \ldots, t) + \\ + \mu\psi(x, y, \ldots, t) + \ldots + \varkappa\chi(x, y, \ldots, t). \quad (2)$$

Функция Φ называется функцией Лагранжа.

Необходимые условия максимума или минимума функции Φ приводят к системе $m + k$ уравнений с неизвестными $x, y, \ldots, t, \lambda, \mu, \ldots, \varkappa$. Эти уравнения имеют вид:

$$\varphi = 0;\ \psi = 0;\ \ldots;\ \chi = 0;\ \Phi_x = 0;\ \Phi_y = 0;\ \ldots;\ \Phi_t = 0. \quad (3)$$

Здесь $\Phi_x, \Phi_y, \ldots, \Phi_t$ — частные производные функции Φ по $x, y \ldots$ и t соответственно.

Определяемые в результате решения системы уравнений (3) $x, y, \ldots, t$ обеспечивают максимум или минимум функции F и при этом соблюдаются условия связи (1).

Применительно к задаче рациональной разработки группы месторождений требуется найти минимум функции

$$F(Q) = F_1(Q_1) + F_2(Q_2) + \ldots + F_m(Q_m). \quad (4)$$

Здесь F — экономический показатель (приведенные затраты), соответствующий отбору Q газа (в единицу времени) из провинции; F_i — экономический показатель для i-го месторождения, являющийся функцией от возможной величины отбора Q_i газа из этого месторождения.

Вместо системы уравнений (1) для рассматриваемой задачи имеем одно уравнение связи

$$Q = Q_1 + Q_2 + \ldots + Q_m. \quad (5)$$

Это уравнение означает, что сумма отборов газа из отдельных месторождений должна равняться заданному отбору газа из провинции.

Согласно уравнению (2), составляем функцию Лагранжа:

$$\Phi = F + \lambda(Q_1 + Q_2 + \ldots + Q_m - Q). \quad (6)$$

С учетом уравнения (5) получаем следующую систему уравнений (аналогично системе (3)) для определения отборов газа из месторождений Q_i ($i = 1, 2, \ldots, m$), обеспечивающих минимум функции F:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \ldots + Q_m; \quad (7)$$

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial\Phi}{\partial Q_1} &= \frac{\partial F_1(Q_1)}{\partial Q_1} + \lambda = 0; \\ \frac{\partial\Phi}{\partial Q_2} &= \frac{\partial F_2(Q_2)}{\partial Q_2} + \lambda = 0; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots \\ \frac{\partial\Phi}{\partial Q_m} &= \frac{\partial F_m(Q_m)}{\partial Q_m} + \lambda = 0. \end{aligned}\right\} \quad (8)$$

Сравнивая уравнения (8), получаем

$$\frac{\partial F_1(Q_1)}{\partial Q_1} = \frac{\partial F_2(Q_2)}{\partial Q_2} = \ldots = \frac{\partial F_m(Q_m)}{\partial Q_m}. \qquad (9)$$

Соотношение (9) означает, что решение системы уравнений (7)—(8) имеет место при условии равенства тангенсов углов наклона касательных (производных) к кривым зависимостей $F_i = F_i(Q_i)$ ($i = 1, 2, \ldots, m$). Решение системы (7)—(8) сводится, таким образом, к нахождению такого тангенса угла, при котором величины отборов газа $Q_1, Q_2, \ldots, Q_m$ удовлетворяют уравнению (7).

Установление для рассматриваемой задачи соотношения (9) позволяет использовать следующую методику решения системы уравнений (7)—(8).

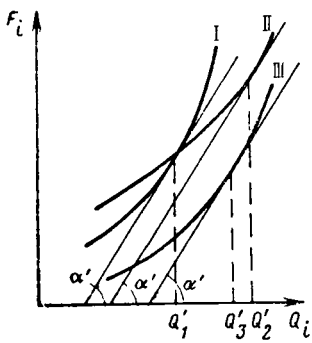


Рис. 89. Пример проведения касательных к целевым функциям применительно к отдельным месторождениям газоносной провинции

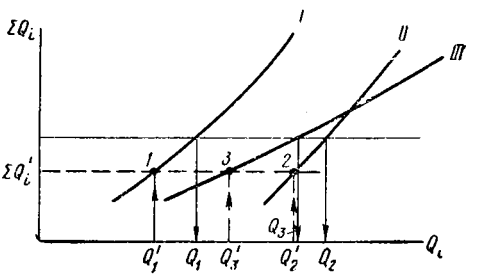


Рис. 90. Соотношение между возможным отбором газа из провинции $\sum_i Q_i$ и соответствующими оптимальными величинами отбора газа Q_i из отдельных месторождений

Задается величина угла наклона α'. Под этим углом к каждой кривой зависимости $F_i = F_i(Q_i)$ проводится касательная (рис. 89). Точки касания на оси абсцисс имеют соответственно координаты Q_1', Q_2', Q_3' (в случае газоносной провинции с тремя месторождениями — *I*, *II* и *III*).

Сумма $Q' = Q_1' + Q_2' + Q_3'$, согласно уравнению (7), означает, что если из провинции требуется отбирать Q' газа, то из месторождений *I*, *II* и *III* следует соответственно отбирать Q_1', Q_2', Q_3'. Естественно, что вследствие произвольности задания угла наклона касательных α' найденная величина Q' не равняется заданному отбору газа из провинции Q. Поэтому строится следующий вспомогательный график. По оси абсцисс откладываются величины отборов газа из отдельных месторождений, по оси ординат — суммарный (возможный) отбор газа из провинции. В этих координатах (в результате расчетов с углом α') получаются точки *1* (с координатами Q' и Q_1'), *2* (с координатами Q' и Q_2') и *3* (с координатами Q' и Q_3'). Для серии значений

углов наклона касательных получается серия других точек, которые позволяют построить кривые, изображенные на рис. 90. Откладывая теперь на оси ординат заданную величину отбора газа из провинции Q, находят соответствующие ей оптимальные величины отборов газа из месторождений: Q_1, Q_2, Q_3 (см. рис. 90). Подобным образом можно распределить по месторождениям любую запланированную величину отбора газа из провинции. Найденные значения Q_1, Q_2, Q_3 представляют результат решения интересующей нас задачи (системы уравнений (7)—(8)) применительно к трем месторождениям, целевые функции которых приведены на рис. 89. Сумма отборов газа $Q_1 + Q_2 + Q_3$ равняется заданному отбору газа из провинции Q, а при разработке рассматриваемых месторождений с отборами Q_1, Q_2 и Q_3 достигается минимум приведенных затрат на разработку месторождений газоносной провинции и обустройство промыслов.

После того как найдены оптимальные величины отборов газа из отдельных месторождений, для этих отборов определяются рациональные системы их разработки и обустройства промыслов.

§ 2. Пример алгоритма оптимизации проектных решений для данного отбора газа из месторождения

Использование метода Лагранжа для определения оптимальных отборов газа из месторождений провинции основывается на зависимости экономического показателя от возможных величин отборов газа из месторождения. Очевидно, что целевые функции для каждого месторождения должны представлять собой геометрическое место точек, характеризующихся минимальными (максимальными) значениями экономического показателя для соответствующих возможных отборов газа из месторождения.

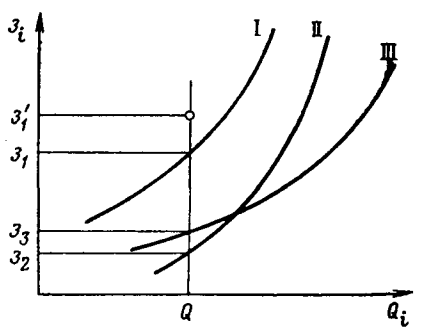


Рис. 91. Зависимости приведенных затрат от уровня добычи газа для месторождений I, II и III

На рис. 91 показаны зависимости приведенных затрат от величины годовых отборов газа из трех гипотетических месторождений. Поведение зависимости $З = З(Q)$ определяется величиной запасов газа каждого месторождения, начальными пластовыми давлением и температурой, коллекторскими свойствами продуктивных отложений, технологическими режимами эксплуатации скважин, характеристиками газа и конденсата, активностью продвижения контурных или подошвенных вод, стоимостью скважин, степенью разбуренности и обустроенности каждого месторождения и другими показателями.

Известно, что любой отбор газа из месторождения может быть осуществлен при самых различных системах разработки месторождения

и обустройства промысла. Из всех возможных вариантов разработки и обустройства необходимо выбрать такой, который обеспечивал бы минимум (максимум) экономического показателя за рассматриваемый срок оптимизации [40] при данной величине отбора газа из месторождения. Это означает применительно к зависимостям $З_i = З_i(Q_i)$ на рис. 91, что для отбора газа Q минимальная величина приведенных затрат на разработку первого месторождения составляет $З_1$ руб., второго — $З_2$, третьего — $З_3$. Изменение любого параметра разработки первого месторождения или его обустройства потребует приведенных затрат $З_1'$, так что $З_1' > З_1$. Следовательно, при нахождении зависимости экономического показателя от величины отбора газа из месторождения необходимо уметь выбрать из всех возможных вариантов разработки и обустройства наилучший. Это достигается путем перебора большого числа возможных вариантов разработки месторождения и обустройства промысла. Экономическая оценка каждого варианта позволяет выбрать для каждой возможной величины отбора газа из месторождения Q наилучший вариант.

Приведем пример алгоритма выбора систем разработки месторождения и обустройства промысла, обеспечивающих отбор газа Q и минимум экономического показателя за рассматриваемый срок разработки. Вследствие многовариантности задачи предполагается, что для ее решения используется ЭВМ.

Алгоритм и программа расчетов на ЭВМ должны предусматривать выбор для данного темпа разработки из большого числа возможных параметров разработки и обустройства — наилучший. К числу варьируемых параметров могут относиться рабочие депрессии на пласт, диаметры скважин и фонтанных труб, схемы размещения скважин на площади газоносности, диаметры и протяженность шлейфов и газосборных коллекторов, число и местоположение групповых пунктов, размеры площади теплообменных аппаратов, мощности установок искусственного холода и компрессорной станции, методы очистки и осушки газа и т. д. В этом случае ЭВМ перебирает все возможные системы разработки и обустройства и выбирает лучший вариант по минимуму или максимуму экономического показателя.

Предположим, рассматриваются перспективы разработки уже обустроенного месторождения. Газ из месторождения поступает в магистральный газопровод, давление на входе которого необходимо поддерживать постоянным и равным 55 кгс/см². Для предотвращения выпадения влаги в газопроводе и образования гидратов, что осложняет транспорт газа, газ должен подаваться с точкой росы ниже минимальной температуры в газопроводе на 5—7°.

Конденсат, содержащийся в газе, является ценным сырьем для химической промышленности, и он как товарный продукт должен быть извлечен перед подачей в газопровод. Вместе с тем нельзя допускать попадания тяжелых углеводородов в газопровод во избежание их конденсации.

Эффективность работы установок низкотемпературной сепарации

зависит от перепада давления на штуцере. Так как сепарация ведется при постоянном давлении, равном давлению максимальной конденсации, этот перепад будет тем больше, чем больше давление перед штуцером, т. е. чем меньше потери давления в системе пласт—скважина—промысловые газосборные сети.

В процессе разработки месторождения пластовое давление падает. Поэтому для обеспечения нужной температуры сепарации можно применять следующие меры: сменить фонтанные трубы на трубы большего диаметра для снижения потерь давления в стволе скважины; заменить шлейфы шлейфами бóльшего диаметра или проложить параллельные шлейфы; увеличить площадь теплообменных аппаратов для предварительного охлаждения газа. При дальнейшем снижении пластового давления может потребоваться охлаждение газа (на установках искусственного холода) до его подачи в сепаратор. При разных темпах разработки указанные меры можно проводить в разное время.

Целесообразность и время проведения того или иного мероприятия определяются технико-экономическими расчетами и путем сопоставлений. Алгоритм решения задачи предусматривает экономическую оценку указанных мероприятий. При этом экономический анализ различных вариантов позволяет установить: трубами какого именно диаметра целесообразно заменить существующие; какого диаметра должны быть проложены параллельные шлейфы или лупинги; какой должна быть площадь теплообменников; какой должна быть мощность установки искусственного холода и т. д. Такие расчеты проводятся по каждому месторождению для рассматриваемого критерия экономической эффективности.

Так как на входе в установки низкотемпературной сепарации (УНТС) давление падает, то для поддержания постоянной температуры сепарации при заданном давлении сепарации необходимо увеличивать площадь теплообменника. Технико-экономические оценки показывают, что в ряде случаев увеличение поверхности теплообмена для теплообменников типа «труба в трубе» свыше 80 м^2 экономически неэффективно. Поэтому после достижения величины площади теплообмена 80 м^2 для поддержания в дальнейшем заданных температуры и давления сепарации предусматривается проведение следующих технологических мероприятий:

а) замена фонтанных труб трубами бóльшего диаметра;

б) замена шлейфа шлейфом бóльшего диаметра или прокладка параллельного шлейфа того же диаметра (замена фонтанных труб или шлейфов или прокладка параллельного шлейфа производится только один раз);

в) дополнительное охлаждение газа до температуры сепарации при помощи установок искусственного холода;

г) ввод головной компрессорной станции.

Использование подобного алгоритма при рассмотрении перспектив разработки группы газоконденсатных месторождений Краснодарского края потребовало рассчитать несколько тысяч вариантов.

Выполнение такого объема вычислительных работ было возможным лишь при использовании быстродействующих ЭВМ. При этом ЭВМ «отбраковывала» в процессе счета неэффективные варианты, что значительно облегчило последующие обработку и анализ полученной информации [40]. Результаты соответствующих расчетов изложены в работе [40]. Здесь же дается структура и показываются особенности определения потребных капитальных вложений в разработку месторождений и обустройство промыслов и соответствующих величин эксплуатационных расходов.

§ 3. Рациональная разработка группы многопластовых месторождений природного газа [1]

При проектировании разработки группы газовых и газоконденсатных месторождений решается задача оптимального распределения заданного отбора газа из провинции между месторождениями. Методика решения этой задачи рассмотрена в предыдущем параграфе. При этом предполагалось, что каждое месторождение характеризуется одной целевой функцией (зависимостью экономического показателя от возможного отбора газа из месторождения).

Для группы многопластовых месторождений расчет оптимального распределения отбора газа из провинции по отдельным месторождениям и залежам существенно затрудняется, так как залежи многопластового месторождения могут разрабатываться как раздельными, так и едиными сетками скважин; две или более залежи могут иметь единую систему сбора и подготовки газа к дальнему транспорту и т. д.

Рассмотрим последовательность расчетов оптимального распределения отбора газа из провинции по отдельным месторождениям и залежам и нахождения наилучших систем разработки залежей и обустройства промыслов.

Пусть имеется некоторое многопластовое месторождение, представленное четырьмя залежами [2]. Первая (I) и вторая (II) залежи (нумерация сверху вниз) являются чисто газовыми, а третья (III) и четвертая (IV) — газоконденсатными. Залежи имеют следующие запасы газа: I — 50, II — 25, III — 20, IV — 5% от общих запасов месторождения. Суммарные начальные запасы газа месторождения — 400 млрд. м^3. Начальное пластовое давление в залежах: I — 65, II — 70, III — 110 и IV — 113 кгс/см^2. Другие исходные геолого-промысловые и технико-экономические данные, используемые в расчетах, для краткости не приводятся.

В зависимости от соотношения запасов газа, пластовых давлений, составов газа и других факторов для многопластового месторождения можно рассматривать различные варианты систем разработки отдельных залежей или группы залежей.

В рассматриваемом примере в качестве целевой функции φ принята зависимость капитальных вложений [3] в разработку эксплуатационных объектов (отдельных залежей или группы залежей, объединенных одной сеткой скважин или общим наземным обустройством) от темпов отбора газа из них

$$\varphi_i = \varphi_i(Q_i).$$

Здесь φ_i — капиталовложения в разработку i-го эксплуатационного объекта и в систему обустройства промысла; Q_i — возможный отбор газа из i-го эксплуатационного объекта.

---

[1] Параграф написан совместно с В. Ф. Старшовым.

[2] Пример выбран с данными, близкими к месторождению Газли (УзбССР).

[3] Выбор критерия рациональности не влияет на сущность методики решения задачи.

На основе принятой характеристики месторождения представляет интерес рассмотреть следующие расчетные варианты.

Вариант I. Все залежи разрабатываются раздельными сетками скважин. Для каждой залежи проектируется своя система обустройства.

В этом варианте для каждой залежи рассчитывается своя целевая функция. Полученные в результате расчетов целевые функции для I, II, III, IV залежей приведены на рис. 92. С использованием метода Лагранжа и полученных целевых функций найдены зависимости отборов газа из отдельных залежей в функции отбора газа из месторождения (рис. 93). В § 1 показано, что данные зависимости позволяют оптимальным образом распределить любой отбор газа из месторождения по отдельным залежам.

Вариант II. Залежи I и II разрабатываются раздельно, а III и IV эксплуатируются единой сеткой скважин. Целесообразность рассмотрения данного

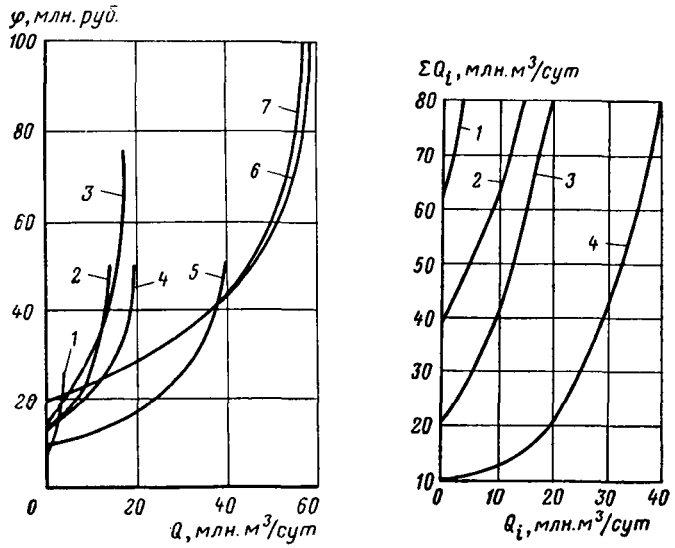


Рис. 92. Целевые функции для различных вариантов разработки многопластового месторождения (типа Газли):

1, 2, 4, 5 — при раздельных системах разработки и обустройства соответственно IV, III, II и I залежей; *3* — при совместной разработке III и IV залежей; *6* — при раздельной разработке и совместном наземном обустройстве I и II залежей; *7* — при совместной разработке (после выравнивания давления) и совместном наземном обустройстве I и II залежей

Рис. 93. Зависимость темпа отбора газа Q_i из отдельного эксплуатационного объекта от темпа отбора газа из месторождения в целом при раздельных системах разработки и обустройства всех залежей

1, 2, 3, 4 — соответственно для IV, III, II и I залежей

варианта вытекает из того, что IV залежь имеет небольшие запасы газа. Кроме того, пластовые давления в III и IV залежах незначительно отличаются друг от друга. Обе залежи имеют близкие газоконденсатные характеристики.

По второму варианту удается рассчитать три целевые функции. При распределении отбора между эксплуатационными объектами для I и II залежей используются те же целевые функции, что и в первом варианте. Для III и IV залежей определяется единая целевая функция при их совместной разработке (зависимость *3* на рис. 92). Здесь и далее под эксплуатационным объектом понимается залежь или группа залежей, характеризующихся одной целевой функцией.

Применение метода Лагранжа позволяет в данном варианте оптимальным образом распределить любой отбор газа из месторождения между I, II и III + IV залежами. Зависимости оптимальных отборов газа из эксплуатационных объектов от возможного отбора из месторождения для второго варианта аналогичны приведенным на рис. 93 и поэтому здесь не даются. Различие состоит в том, что по второму варианту получаем три, а по первому варианту четыре зависимости.

При разработке двух пластов одной сеткой скважин притоки газа в скважины из каждого пласта взаимосвязаны (см. § 2 главы VII). Соотношение притоков газа в скважины в основном зависит от соотношения пластовых давлений в залежах и их коллекторских свойств. В начале разработки бóльшая часть дебита получается за счет пласта с бóльшим начальным пластовым давлением. При определенных дебитах возможен даже переток газа из пласта с бóльшим давлением в пласт с меньшим давлением. В ходе совместной разработки двух горизонтов соотношение притоков газа из пластов со временем стабилизируется. Таким образом, отборы газа из залежей при их совместной разработке изменяются во времени.

Как уже отмечалось, отбор газа из месторождения распределяется по трем целевым функциям, так как для III и IV залежей строится одна целевая функция. Распределение же найденного суммарного отбора газа из III и IV залежей *по горизонтам определяется не экономическими соображениями, а совместностью* систем их разработки. Тем не менее, согласно методу Лагранжа, любой суммарный отбор газа из III и IV залежей, найденный из зависимостей, аналогичных приведенным на рис. 93, обеспечивает в целом для III и IV залежей наилучшие экономические показатели.

Вариант III. Залежи I и II разрабатываются раздельными сетками скважин, но имеют общее обустройство. Залежи III и IV разрабатываются единой сеткой скважин также при совместном обустройстве. По этому варианту возможно снижение капитальных затрат за счет уменьшения наземных коммуникаций. Однако необходимо учитывать следующее.

При единой системе обустройства газ из скважин I и II залежей направляется по шлейфам на групповые сборные пункты, где потоки смешиваются. Затем газ по единому коллектору поступает на головные сооружения. Здесь он подвергается абсорбции и, при необходимости, компримируется. Отборы газа из этих залежей должны быть распределены таким образом, чтобы газ из обеих залежей поступал на групповые установки с одинаковым давлением.

Для выравнивания на групповой установке давления газа различных залежей можно вначале отбирать газ из залежи с большим давлением. После выравнивания давления отборы газа из залежей распределяются пропорционально оставшимся запасам с учетом потерь давления на пути движения газа от пласта до групповой установки. В соответствии с расчетами в начале разработки весь рассматриваемый объем газа может отбираться из залежи с бóльшим пластовым давлением. Для обеспечения этого отбора необходимо или увеличить депрессию на пласт, что не всегда возможно, или пробурить значительное число скважин. После выравнивания давления отбор газа из залежи с бóльшим начальным давлением снизится и число скважин, необходимое для поддержания этого отбора, станет меньше пробуренного числа скважин.

Чтобы в начале разработки избежать бурения лишних скважин на пласт с бóльшим давлением, отбор газа из него должен быть ограничен. Число скважин, пробуренных на пласт с бóльшим давлением, не должно превышать числа скважин, необходимого для поддержания отбора газа в момент выравнивания давления газа на входе в групповую установку. Следовательно, отбор газа из пласта с бóльшим давлением будет ограничиваться максимально возможным отбором газа из этого числа скважин. Остальное количество газа должно отбираться из пласта с меньшим давлением. При этом давление газа из различных залежей на входе в групповую установку будет выравниваться медленнее. Давление же в начале разработки газа из пласта с бóльшим начальным давлением редуцируется до давления газа, поступающего из другой залежи.

В результате расчетов по третьему варианту получаются две целевые функции — общая для I и II залежей и общая для III и IV залежей.

Использование метода Лагранжа для заданного отбора газа из месторожде-

ния позволяет найти оптимальные суммарные отборы из залежей I + II и III + + IV. Распределение же отборов газа по залежам контролируется системами разработки и обустройства.

Вариант IV. Этот вариант разработки и обустройства многопластового месторождения отличается от предыдущего лишь тем, что после выравнивания давления в I и II залежах они начинают эксплуатироваться единой сеткой скважин. Данный вариант, как и предыдущий, приводит к построению двух целевых функций и нахождению двух оптимальных суммарных отборов газа из I + II и III + IV залежей.

Таким образом, в каждом варианте разработки и обустройства многопластового месторождения природного газа получаются зависимости экономического показателя от темпов отбора газа по каждому эксплуатационному объекту. Пользуясь этими зависимостями, при помощи метода Лагранжа получают рациональное распределение отборов газа по эксплуатационным объектам для каждого варианта разработки и обустройства многопластового месторождения.

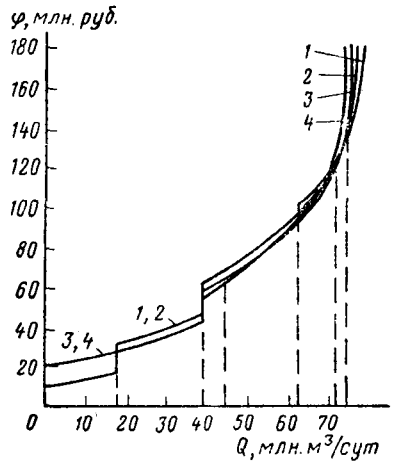


Рис. 94. Зависимость экономического показателя разработки многопластового месторождения от темпа отбора газа из него для различных вариантов разработки и обустройства:

1 — при раздельной системе разработки всех залежей; *2* — при раздельной системе разработки I и II залежей и совместной разработке III и IV залежей; *3* — при раздельной системе разработки и совместном наземном обустройстве I и II залежей и совместной разработке III и IV залежей; *4* — при совместной системе разработки (после выравнивания давлений) и совместном наземном обустройстве I и II залежей и совместной разработке III и IV залежей

Так находят зависимость отборов газа из каждого эксплуатационного объекта от возможных отборов газа из месторождения.

Затем для каждого варианта определяют зависимость экономического показателя для всего месторождения при рациональном (для рассматриваемого варианта) распределении отборов газа по эксплуатационным объектам в функции отбора газа из месторождения в целом. Для этого поступают следующим образом.

Для каждого варианта задаются серией значений отборов газа из месторождения. По зависимостям, аналогичным приведенным на рис. 93, определяют оптимальные отборы газа из каждого эксплуатационного объекта. По целевым функциям находят соответствующие значения экономического показателя для найденных оптимальных отборов газа из эксплуатационных объектов. Сумма этих экономических показателей дает суммарный экономический показатель, необходимый для получения исходной величины отбора газа из месторождения. Проводя аналогичные расчеты для других значений отборов газа из месторождения, строят (для каждого варианта) зависимость экономического показателя от отбора газа из месторождения.

Сопоставление целевых функций для месторождения в целом по каждому из вариантов позволяет установить область экономической эффективности (по отборам) всех рассматриваемых систем разработки и обустройства многопластового месторождения. Другими словами, для заданного отбора газа из месторождения в результате сопоставления целевых функций определяется принципиальная система разработки месторождения и обустройства промысла.

По соответствующим данной системе разработки и обустройства зависимостям

$$\sum Q_i = f(Q_i)$$

заданный отбор газа из месторождения распределяется оптимально между отдельными эксплуатационными объектами. В результате расчетов для каждого оптимального отбора газа определяются все необходимые технико-экономические показатели систем разработки и обустройства каждого отдельного эксплуатационного объекта.

Полученные зависимости экономического показателя разработки многопластового месторождения от возможного отбора газа из него для различных вариантов разработки и обустройства представлены на рис. 94. Из сопоставления приведенных зависимостей следует, что для разных интервалов величин отбора газа из месторождения характерны свои оптимальные системы разработки месторождения и обустройства промысла. Так, если отбор газа из месторождения меньше 20 млн. м³/сут, то необходимо разрабатывать только I залежь. При темпах отбора газа от 20 до 39 млн. м³/сут целесообразно разрабатывать только I и II залежи при совместном наземном их обустройстве. Для данного интервала по отборам газа равноценной является система разработки и обустройства, предусмотренная IV вариантом.

При отборах газа от 39 до 44,5 млн. м³/сут I и II залежи предпочтительно разрабатывать либо при совместном обустройстве, либо с объединением сетки скважин после выравнивания давления, а III и IV залежи разрабатывать совместной системой.

Для темпов отбора газа из месторождения от 44,5 до 63 млн. м³/сут месторождение можно разрабатывать или раздельными сетками скважин, или с объединением I и II залежей единым наземным обустройством с последующим объединением сеток скважин на эти залежи. При этом IV залежь не разрабатывается.

Для темпов отбора газа в диапазоне от 63 до 72,5 млн. м³/сут оптимальным является четвертый вариант. При темпах отбора газа из месторождения более 72,5 млн. м³/сут оптимальным будет первый вариант.

При распределении отбора газа из месторождения по отдельным эксплуатационным объектам в зависимости от того, в какой диапазон этот отбор попадает (см. рис. 94), необходимо пользоваться соответствующими зависимостями $\sum Q_i = f(Q_i)$.

Если рассматриваемое многопластовое месторождение входит в состав газоносной провинции, то с целью оптимального распределения отбора газа между месторождениями провинции в качестве целевой функции для данного многопластового месторождения используется внешняя образующая кривых, представленных на рис. 94. Следовательно, рассматриваются оптимальные участки зависимости экономического показателя разработки месторождения в целом от темпа отбора для различных вариантов.

Если многопластовое месторождение рассматривается как источник дальнего газоснабжения, то эта образующая зависимости экономического показателя от темпа отбора газа из месторождения может быть использована для обоснования параметров магистрального газопровода.

ГЛАВА XII

Анализ разработки месторождений природных газов

§ 1. Задачи анализа разработки месторождений природных газов

С первых моментов реализации проекта разработки газового (газоконденсатного) месторождения начинается анализ получаемой геолого-промысловой информации и показателей разработки.

Первичный, каждодневный анализ процесса разработки месторождения осуществляется геологической службой управления или (и) объединения с центральной научно-исследовательской лабораторией (ЦНИЛ) или цехом научных и производственных работ (ЦНИПР).

Задачи первичного анализа разработки следующие.

1. Обработка и анализ результатов геофизических, газогидродинамических и специальных исследований скважин и пластов. Под специальными исследованиями понимаются: термометрия и дебитометрия скважин; исследование продукции скважин, в частности наблюдение за ионами хлора; текущие исследования скважин на газоконденсатность и т. д.

2. Анализ данных по контролю за разработкой месторождения. Сопоставление и анализ фактических и проектных показателей разработки.

3. Анализ результатов работ по интенсификации добычи газа.

4. Корректирование отдельных положений проекта разработки или доразработки месторождения.

Обработка результатов исследований скважин и пластов позволяет:

определять (или уточнять) параметры пласта (по результатам исследований скважин при неустановившихся режимах фильтрации и по результатам геофизических исследований);

определять (или уточнять) коэффициенты фильтрационных сопротивлений в уравнении притока газа к скважине (по результатам исследований скважин при установившихся режимах фильтрации);

устанавливать для новых и уточнять по эксплуатируемым скважинам допустимые технологические режимы эксплуатации;

определять степень дренирования продуктивных отложений по мощности — выявлять работающие и неработающие интервалы (по результатам термометрии, дебитометрии, акустических и геофизических исследований скважин);

получать текущие газоконденсатные характеристики пластов и скважин.

Анализ получаемых результатов позволяет выявить изменения и причины изменений продуктивных характеристик скважин, степень приобщенности к разработке недренируемых пропластков и т. д.

Текущий контроль за разработкой месторождения осуществляется по данным: измерения дебитов, температур, забойных и пластовых давлений по скважинам; построения карт изобар; измерения давлений (уровней) в системе пьезометрических скважин. Для контроля за продвижением воды проводят геофизические исследования скважин, наблюдения за ионами хлора в добываемой с газом воде.

Анализ данных контроля за разработкой месторождения позволяет установить режим месторождения, характер продвижения воды в пределах отдельных залежей и пластов, степень дренирования месторождения по площади газоносности и мощности.

Сопоставление и анализ фактических и проектных показателей разработки позволяет установить, в частности, причины отклонений между ними. Одним из основных факторов, приводящих к отклонениям между фактическими и проектными показателями разработки, является степень достоверности определения начальных запасов газа в пласте. Поэтому в задачи первичного анализа входят построение зависимости $\frac{\tilde{p}}{z(\tilde{p})} = f\,(Q_{\text{доб}}\,(t))$ и периодическое уточнение запасов газа.

Существенное значение при разработке месторождений природного газа имеют работы по интенсификации добычи газа, способствующие улучшению технико-экономических показателей разработки месторождения и увеличению конечного коэффициента газоотдачи. Комплекс работ по интенсификации добычи газа [1] должен быть обоснованно выбран и правильно осуществлен. Результаты работ по интенсификации добычи газа должны подвергаться тщательному анализу.

Накопление и обобщение обширной геолого-промысловой информации о месторождении и процессах, происходящих в пласте при его разработке, критический анализ и уточнение этой информации позволяют эффективно корректировать отдельные положения проекта разработки. Подвергаться корректированию могут:

комплекс исследовательских работ на скважинах, очередность их проведения;

методы контроля за разработкой месторождения природного газа;

необходимое число и местоположение проектных эксплуатационных, наблюдательных и пьезометрических скважин;

комплекс и технология работ по интенсификации добычи газа;

начальные запасы в пласте, допустимые технологические режимы

---

[1] Например, чрезмерное увлечение солянокислотными обработками на Коробковском месторождении привело в ряде случаев к преждевременному обводнению скважин.

эксплуатации скважин, параметры пласта в областях газо- и водоносности, режим месторождения и т. д.

Если текущий анализ разработки обнаружит существенное отличие месторождения и отдельных пачек и пластов от предыдущего представления о них, значительные отклонения утвержденных запасов газа от проектных показателей, иной, чем предсказано, характер обводнения скважин и месторождения, то составляется проект доразработки. Проект доразработки месторождения выполняется соответствующей исследовательской или проектной организацией с привлечением промысловых исследователей.

В проекте доразработки дается детальный анализ накопленного геолого-промыслового материала. С привлечением электронных вычислительных или (и) аналоговых машин воспроизводится история разработки месторождения, уточняются параметры пластов и скважин, определяются начальные суммарные запасы газа и их распределение по отдельным пластам, эксплуатационным объектам. Дополнительно исследуются результаты первичного анализа разработки месторождения.

Анализ выявляет причины отклонения проектных показателей разработки месторождения и обустройства промысла от фактических. Важнейший результат анализа разработки месторождения состоит в получении наиболее достоверной на рассматриваемый момент времени исходной геолого-промысловой информации о месторождении, отдельных продуктивных горизонтах и водоносном бассейне.

Выполненный анализ разработки позволяет скорректировать величину отбора газа из месторождения. Уточнение отбора газа может вызываться изменениями в начальных запасах газа месторождения или изменением положения с промышленными и прогнозными запасами газа в данном районе, а также требованиями потребителя. Открытие новых месторождений, неоправдавшийся прогноз по перспективным структурам или изменившиеся представления о соседних разрабатываемых месторождениях приводят к необходимости корректирования отбора газа из месторождения.

После выбора одного или нескольких значений отборов газа из месторождения рассматриваются подварианты по отборам газа из отдельных залежей, горизонтов или распределения их по площади газоносности.

Для рассматриваемых отборов газа определяются показатели разработки месторождения и обустройства промысла, т. е. учитываются и намечаются пути оптимизации сложившихся систем разработки и обустройства. Из исследованных вариантов и подвариантов выбирается наилучший по технико-экономическим показателям и рекомендуется к реализации.

В проекте доразработки отражаются результаты анализа разработки, выполненных исследований и приводятся прогнозные показатели разработки месторождения и системы обустройства промысла.

Данная глава посвящается изложению методов решения задач, возникающих при анализе разработки месторождений природных газов.

§ 2. Определение запасов газа по количеству отобранного газа и изменению среднего пластового давления

До последнего времени наибольшее распространение при определении запасов газа имеют объемный метод и метод падения пластового давления. В данном параграфе рассмотрим последний метод, так как изложение сущности и особенностей объемного метода подсчета запасов газа является предметом курса «Промысловая геология нефти и газа».

Здесь и в дальнейшем рассматриваются методы определения общих начальных запасов газа в пласте. Извлекаемые промышленные запасы — это запасы газа, которые могут быть извлечены до достижения экономически рентабельного отбора из месторождения. Извлекаемые запасы газа, определяемые конечной величиной коэффициента газоотдачи, устанавливаются на различных этапах проектирования и разработки месторождения в результате газогидродинамических и технико-экономических расчетов.

В основе метода определения запасов газа по данным о количестве отобранного газа и изменении во времени среднего пластового давления лежит уравнение материального баланса для газовой залежи. Впервые в СССР описываемая методика была предложена в 40-х годах В. П. Савченко, А. Л. Козловым, Н. В. Черским и изложена в их работе [62]. Изучению различных аспектов применения метода подсчета запасов газа по падению среднего пластового давления посвящены работы ряда авторов.

Определив по промысловым данным средние пластовые давления и соответствующие добытые количества газа на различные моменты времени (при уверенности, что режим месторождения газовый), по уравнению материального баланса можно вычислить газонасыщенный объем порового пространства $\alpha\tilde{\Omega}_н$, а затем и запасы газа. Однако для более правильного определения запасов газа по падению среднего пластового давления промысловые данные подвергают графической обработке. Это позволяет, в частности, исключить из рассмотрения (после соответствующего анализа) дефектные точки или установить причины различных аномалий, отклонений. Графический метод обработки промысловых данных позволяет с большой наглядностью определять режим залежи, момент начала активного продвижения воды.

Представим уравнение материального баланса для залежи в случае газового режима в виде:

$$\frac{\tilde{p}(t)}{z(\tilde{p})} = \frac{p_н}{z_н} - \frac{p_{ат} Q^{*}_{доб}(t)}{\tilde{\alpha}\Omega_н} \frac{T_{пл}}{T_{ст}}. \qquad (1)$$

Будем откладывать по оси абсцисс отобранные $Q^*_{\text{доб}}$ количества газа, по оси ординат — величины $\frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})}$. Из уравнения (1) следует, что в этих координатах зависимость $\frac{\bar{p}}{z(\bar{p})} = f\,(Q^*_{\text{доб}}\ (t))$ представляет собой прямую линию (см. рис. 4).

При $Q^*_{\text{доб}} = 0$ из уравнения (1) вытекает тот очевидный результат, что $\bar{p}/z\,(\bar{p}) = p_{\text{н}}/z_{\text{н}}$. При $\bar{p}\,(t) = 0$ из (1) получаем

$$Q_{\text{доб}}(t) = \frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}}}{z_{\text{н}} p_{\text{ат}}} \cdot \frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}}.$$

Очевидно, что комплекс $\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}}}{z_{\text{н}} p_{\text{ат}}} \cdot \frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}}$ представляет собой величину начальных запасов газа в пласте, приведенных к атмосферному давлению и стандартной температуре. Следовательно, рассматриваемая прямолинейная зависимость отсекает на оси абсцисс отрезок с координатой, равной величине начальных запасов газа в пласте, приведенных к стандартным условиям.

Итак, в условиях газового режима зависимость $\bar{p}/z\,(\bar{p}) = f\,(Q^*_{\text{доб}}(t))$ выражается прямой линией. Следует помнить, что данное условие является необходимым, но не достаточным для утверждения о проявлении газового режима.

Если зависимость $\bar{p}/z\,(\bar{p}) = f\,(Q^*_{\text{доб}}\ (t))$ имеет начальный прямолинейный участок и выполняются достаточные условия для определения режима залежи (о них сказано в § 2 главы II), то можно экстраполировать данный участок до оси абсцисс с целью оценки начальных запасов газа в пласте (линия *4* на рис. 4).

Из предыдущих рассуждений следует, что при водонапорном режиме зависимость $\bar{p}/z\,(\bar{p}) = f\,(Q^*_{\text{доб}}\ (t))$ отклоняется от прямой (линия *3* на рис. 4), справедливой для газового режима. Это положение позволяет в результате обработки промысловых данных в координатах $\bar{p}/z\,(\bar{p}) \div Q^*_{\text{доб}}\ (t)$ устанавливать режим месторождения, а также оценивать начальные запасы газа в пласте. В начале разработки поступление воды в залежь может не оказывать существенного влияния на изменение среднего пластового давления, что выражается в прямолинейности начального участка зависимости $\bar{p}/z\,(\bar{p}) = f\,(Q^*_{\text{доб}}\ (t))$, т. е. здесь изменение пластового давления происходит по закону, справедливому для газового режима.

При водонапорном режиме, действующем в течение значительного времени, данные об изменении среднего пластового давления и добытом количестве газа могут ложиться на прямую, как было показано на рис. 6. Экстраполяция подобных прямолинейных отрезков до оси абсцисс для определения начальных запасов газа в пласте недопустима. Для установления принадлежности прямолинейного участка зависимости $\bar{p}/z\,(\bar{p}) = f\,[Q^*_{\text{доб}}\ (t)]$ газовому или водонапорному режиму необходимо использовать источники дополнительной

информации о режиме залежи (см. § 2 главы II). Кроме того, при определении запасов газа методом падения среднего пластового давления следует учитывать факторы, влияющие на характер зависимости $\tilde{p}/z\,(\tilde{p}) = f\,[Q^{*}_{\text{доб}}\,(t)]$ (см. § 3 главы II).

К настоящему времени накоплен значительный опыт применения объемного метода и метода падения среднего пластового давления для определения запасов газа в пласте. Анализ зависимости $\tilde{p}/z\,(\tilde{p}) = f\,[Q^{*}_{\text{доб}}\,(f)]$ во многих случаях позволил достоверно установить режим разрабатываемых месторождений. Считается, что метод падения пластового давления следует использовать при отборе из пласта 5—10% запасов газа. Объясняется это тем, что обнаружить заметное изменение во времени среднего пластового давления можно лишь в период второй фазы неустановившейся фильтрации газа, когда давление падает в каждой точке пласта.

Отметим факторы, которые влияют на точность подсчета запасов газа методом падения пластового давления, а следовательно, и на достоверность прогнозных показателей по системе разработки месторождения и обустройства промысла.

1. При подсчете запасов газа важна достоверность величины добытого количества газа. Необходим по возможности точный учет, например, потерь газа при аварийном фонтанировании скважины [1], потерь газа в атмосферу при исследованиях скважин и т. д. На достоверность определения добытого количества газа могут влиять также возможные неконтролируемые перетоки газа из пласта в пласт или утечки газа на поверхность в результате образования грифонов.

2. Большое внимание должно уделяться повышению точности определения средневзвешенного по объему порового пространства пластового давления на разные моменты времени. Необходимая точность может быть достигнута путем применения образцовых манометров (или грузового пресса Рухгольца), измерения статического давления после длительной остановки скважин, использования карт αmh и карт изобар для вычисления среднего пластового давления.

3. Интервалы времени должны быть такими, чтобы определяемые значения средневзвешенного пластового давления на разные моменты значительно различались между собой. Различия в пластовом давлении не должны быть соизмеримы с погрешностью манометров, использованных при исследовании скважин.

Описанные два метода подсчета запасов газа распространены и за рубежом. Рекомендуется также метод материального баланса для подсчета запасов газа при активном водонапорном режиме, основанный на использовании уравнения материального баланса. Неизвестное в уравнении материального баланса суммарное количество поступившей в залежь воды определяется расчетом притока воды в укрупненную скважину (газовую залежь). Однако этот метод может

---

[1] Определение дебита аварийно фонтанирующей скважины — сложная задача. Обнадеживающими являются акустические методы оценки дебитов аварийно фонтанирующих скважин [31].

привести к значительным погрешностям подсчета, и здесь он не рассматривается. Достаточно сослаться на работу Д. Чиириси с соавторами [1], где рассматривается этот метод и на примере шести газовых месторождений делается вывод о том, что в условиях проявления водонапорного режима возможна неединственность в определении величины начальных запасов газа по данным истории их разработки. Для каждого из шести рассмотренных месторождений был выбран ряд значений запасов газа, отличающихся от рассчитанных объемным методом. Оказалось, что для каждого из этих значений запасов газа можно подобрать такие параметры водоносного пласта, которые позволили получить на электрической модели данные об изменении среднего пластового давления, близкие к фактическим.

§ 3. Некоторые примеры анализа разработки газовых месторождений

Трудно перечислить даже наиболее характерные задачи, возникающие при анализе разработки месторождений природных газов. Поэтому в данном параграфе приведем лишь решение отдельных вопросов анализа разработки и внесения соответствующих корректив

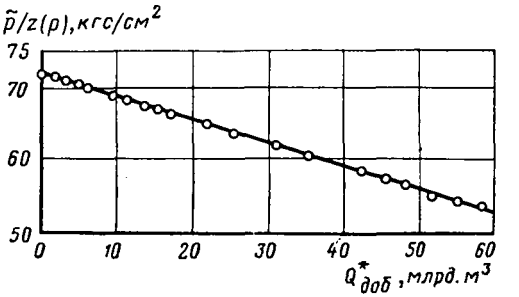


Рис. 95. Зависимость $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q^*_{доб}(t)]$ для Северо-Ставропольского месторождения

на примере ряда разрабатываемых газовых месторождений Советского Союза. По каждому рассматриваемому месторождению приведем по одной типичной задаче анализа разработки.

I. На примере Северо-Ставропольского газового месторождения коснемся подсчета начальных запасов газа и анализа распределения пластового давления [2].

Северо-Ставропольское месторождение природного газа, связанное с двумя поднятиями — Северо-Ставропольским и Пелагиадинским (см. рис. 23), было открыто в 1950 г. Начальные запасы газа по объемному методу оценены в 174 млрд. м^3 при начальном пластовом давлении 66,5 кгс/см^2.

В промышленную разработку Северо-Ставропольское месторождение введено в декабре 1956 г. с подачей газа в магистральный газопровод Ставрополь — Москва. С 1959 г. газ подается также

---

[1] Chierici G. L. Pizzi G., Ciucci G. M. Water drive gas reservoirs: uncertaintly in reserves evaluation from past history. Journ. Petrol. Technology, 1967 N 2, pp. 144—160.

[2] По результатам работы А. Л. Козлова, Е. М. Минского, О. Ф. Андреева и Ю. М. Фримана.

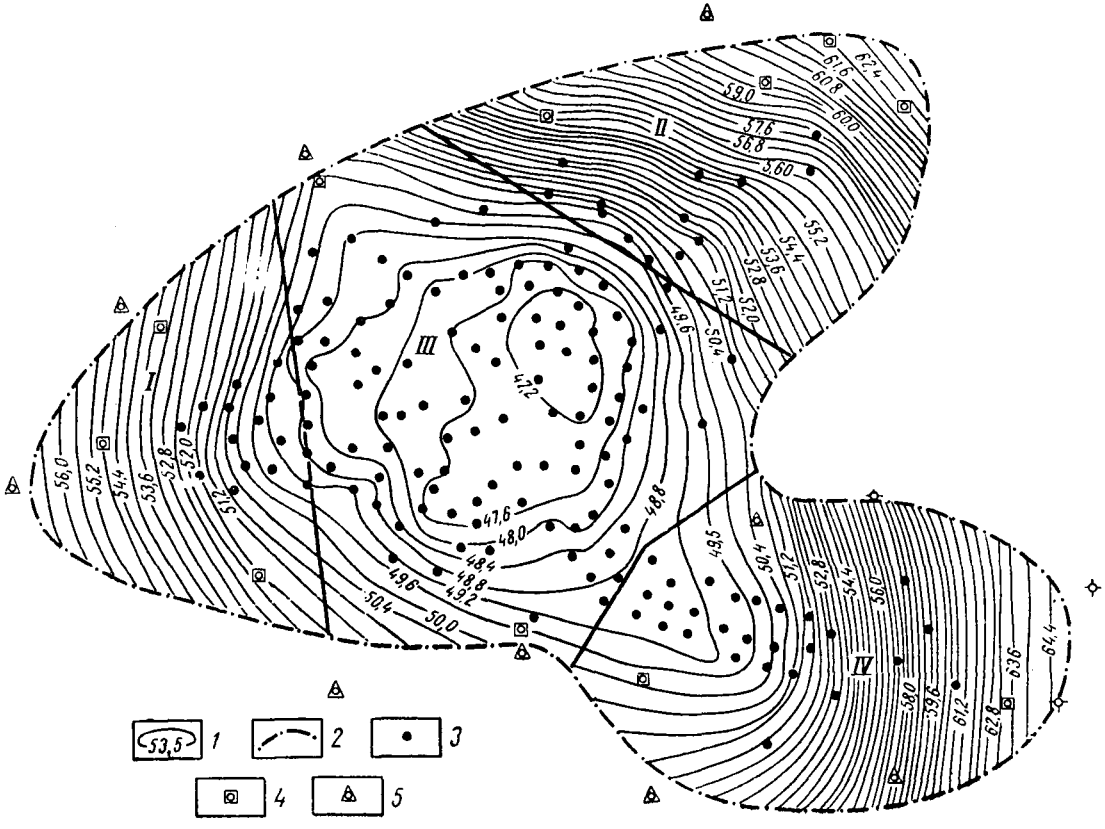


Рис. 96. Карта изобар хадумской газовой залежи на 15/VI 1964 г:

1 — линия равных значений пластового давления; *2* — внешний контур газоносности; *3* — эксплуатационные и разведочные скважины; *4* — наблюдательные скважины; *5* — пьезометрические скважины

в газопровод Ставрополь — Невинномысск — Грозный, продолженный в 1963 г. до Тбилиси.

На основе данных о разработке месторождения к середине 1960 г. были определены начальные запасы газа методом падения среднего пластового давления. Запасы составили 220 млрд. м³. Дальнейшая разработка месторождения подтвердила эту величину начальных запасов газа. На рис. 95 показана зависимость изменения приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа для Северо-Ставропольского месторождения на 15/VI 1964 г. Из этого рисунка видно, что промысловые значения среднего давления и добытого количества газа достаточно хорошо ложатся на прямую линию. Поэтому можно было с уверенностью определить начальные запасы газа и установить, что режим месторождения газовый. На отмеченный момент времени отобрано 25,6% начальных запасов газа.

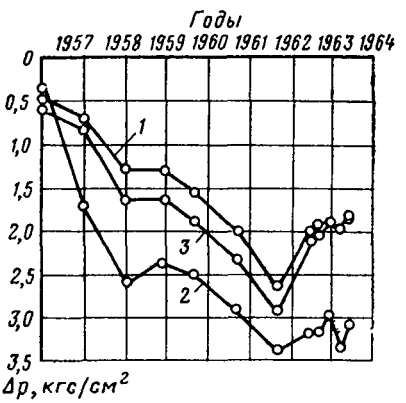


Рис. 97. Изменение во времени глубины Δp депрессионной воронки:
1 — $\bar{p}(t) - \bar{p}_{\text{центр}}(t)$; 2 — $\bar{p}(t) - \bar{p}_{\min}(t)$;
3 — $\bar{p}^2(t) - \bar{p}^2_{\text{центр}}(t)$

Система размещения скважин, рекомендованная ВНИИгазом в технологической схеме разработки месторождения (1954 г.), предусматривала разбуривание небольшой зоны. Применение такой системы размещения скважин определило необходимость контроля в процессе разработки месторождения за изменениями пластового давления во времени. Приведенная на рис. 96 карта изобар на 15/VI 1964 г. свидетельствует об образовании в процессе разработки общей депрессионной воронки. Образование депрессионной воронки при низком начальном пластовом давлении на Северо-Ставропольском месторождении имеет существенное значение в связи с необходимостью раннего ввода в эксплуатацию дожимной компрессорной станции и определения потребного числа и мощности ступеней компримирования газа. В процессе разработки месторождения наметилась тенденция роста глубины депрессионной воронки. На рис. 97 показано, как изменялась во времени разница между средним пластовым давлением по месторождению и минимальным давлением в центральной зоне.

Рост глубины воронки депрессии привел к необходимости расширения площади разбуривания месторождения. На рис. 98 показана последовательность увеличения разбуренной площади газоносности на Северо-Ставропольском месторождении. Кроме того, во время сокращения сезонного потребления газа летом 1963 г. были выключены из эксплуатации 45 скважин центральной зоны. В результате

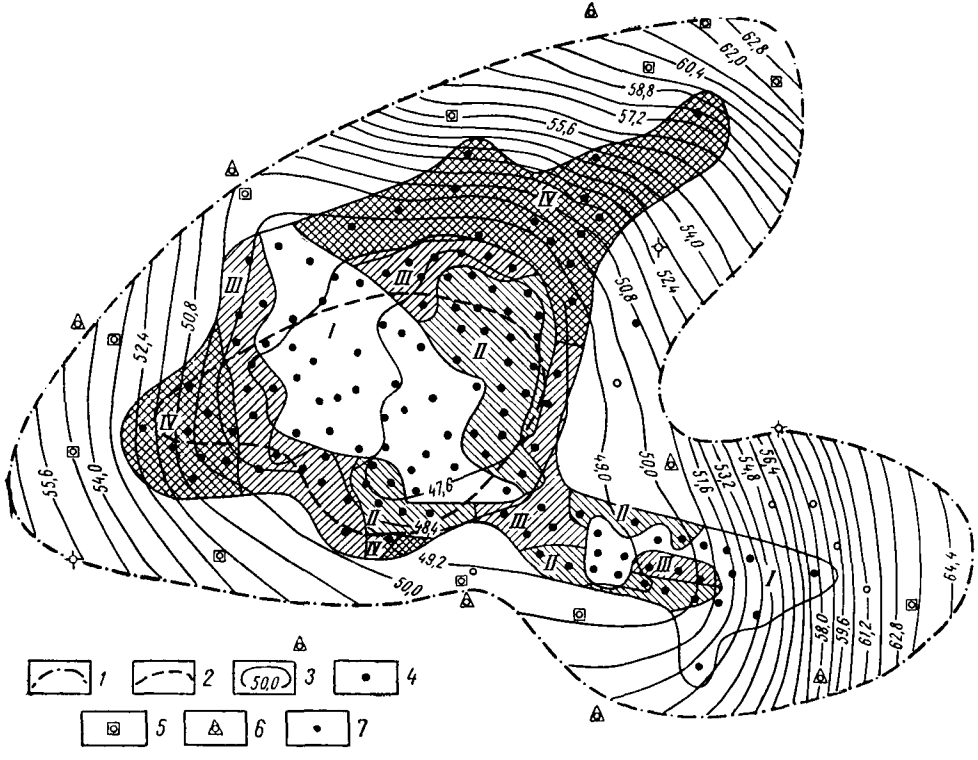


Рис. 98. Схема ввода в разработку отдельных участков хадумской залежи Северо-Ставропольского месторождения:

1 — внешний контур газоносности; *2* — контур «сухого» поля; *3* — изобары на 15/VI 1964 г.; *4* — эксплуатационные скважины, введенные в эксплуатацию на 15/VI 1964 г.; *5* — наблюдательные скважины; *6* — пьезометрические скважины; *7* — скважины, не введенные в эксплуатацию на 1/I 1964 г.: Этапы: *I* — скважины введены к 1/X 1958 г.; *II* — скважины введены к 1/IX 1960 г.; III — скважины введены к 1/I 1962 г.; *IV* — скважины введены к 1/I 1964 г.

отмеченных и других мероприятий к середине 1964 г. глубина депрессионной воронки стабилизировалась (см. рис. 97).

Для более тщательного контроля за изменением пластового давления и выяснения влияния различных мероприятий на выравнивание депрессионной воронки площадь газоносности Северо-Ставропольского месторождения была условно разделена на четыре зоны: I — западную, II — северо-восточную, III — центральную и IV — пелагиадинскую (см. рис. 96). Рассмотрение темпов падения пластового давления по отдельным зонам подтверждает своевременность принятых мер по выравниванию общей депрессионной воронки (рис. 99). При этом необходимо иметь в виду, что период нарастающей добычи газа продолжался до 1963 г.

По каждой выделенной зоне определялись изменения во времени среднего пластового давления. Это позволило, в частности, определить объемы газонасыщенного порового пространства каждой зоны (запасы газа) и оценить величины перетоков газа из периферийных зон в центральную. По изменению среднего пластового давления в каждой зоне и добытому количеству газа из скважин соответствующей зоны $Q_{\text{доб. скв}}$ можно судить о суммарном объеме перетекающего газа в центральную зону:

$$Q_{\text{пер}}(t) = Q_{\text{зон}}(t) - Q_{\text{доб. скв}}(t). \qquad (1)$$

Величина $Q_{\text{зон}}(t)$ определяется из уравнения

$$Q_{\text{зон}}(t) = \frac{\Omega_{\text{зон}}}{p_{\text{ат}}} \left(\frac{p_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - \frac{\bar{p}_{\text{зон}}(t)}{z(\bar{p}_{\text{зон}})} \right). \qquad (2)$$

Здесь $\Omega_{\text{зон}}$ — газонасыщенный объем порового пространства выделенной зоны; $p_{\text{зон}}(t)$ — средневзвешенное по $\Omega_{\text{зон}}$ пластовое давление в соответствующей зоне на момент времени t.

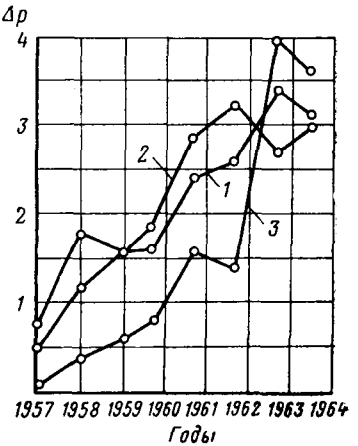


Рис. 99. Изменение во времени темпа падения пластового давления в разных частях Северо-Ставропольского месторождения. Темп падения пластового давления:

1 — по месторождению в целом; *2* — по центральной зоне; *3* — по северо-восточной зоне

Таким образом, анализ разработки Северо-Ставропольского месторождения позволил уточнить начальные запасы газа. На основе уточненной величины запасов газа был рекомендован годовой отбор из месторождения в размере 12,2 млрд. м³. Анализ разработки дал также возможность учесть особенности Северо-Ставропольского месторождения и внести существенные коррективы в принятую ранее систему разработки, а соответственно и в систему обустройства промысла. Анализ разработки месторождения предоставил необходимую информацию для прогнозных расчетов.

Исходя из некоторых упрощающих положений, Е. М. Минский в результате проведенного им исследования отмечает, что при сложившейся системе разработки месторождения (постоянный отбор и неизменное расположение скважин) фильтрационные сопротивления отдельных зон пласта остаются постоянными во времени.

К 1964 г. было закончено разбуривание месторождения и оно вступило в период постоянного отбора газа. Поэтому приближенно было принято, что в дальнейшем будет выполняться равенство

$$\bar{p}^2(t) - \bar{p}^2_{\text{н}}(t) = \text{const}. \qquad (3)$$

На основе обработки фактических данных получено

$$\bar{p}^2(t) - \bar{p}_{\text{ц}}^2(t) = 190 \ (\text{кгс/см}^2)^2. \tag{4}$$

Использование уравнения материального баланса позволяет вычислить зависимость

$$\bar{p} = \bar{p}(t). \tag{5}$$

Тогда по уравнению (4) определяется изменение во времени среднего пластового давления в центральной зоне:

$$\bar{p}_{\text{ц}} = \bar{p}_{\text{ц}}(t). \tag{6}$$

Уравнения типа (3) записываются и для других зон и аналогично определяются зависимости изменения среднего пластового давления по другим зонам месторождения.

Знание зависимостей типа (6) позволило определить основные показатели разработки отдельных зон месторождения и установить окончание периода постоянной добычи газа, которое приходилось на 1969—1970 гг. в связи с резким возрастанием потребной мощности дожимной компрессорной станции. Обосновать этот срок оказалось возможным в результате знания зависимостей типа (6).

За достаточно длительный период нарастающей добычи газа из месторождения было добыто 23,6% запасов. Добытое количество газа на конец семилетнего периода постоянной добычи составило соответственно 57% от запасов. Остальное количество газа будет добываться в период падающей добычи.

II. На примере многопластового месторождения Газли рассмотрим вопрос об изменении представлений о продуктивных характеристиках скважин [1].

Первоначальные исследования разведочных скважин на месторождении Газли показали, что в скважинах IX и X горизонтов при депрессиях на пласт в 2—3 кгс/см² и дебитах 300—400 тыс. м³/сут выносятся частицы породы. При последующих многоцикловых исследованиях ряда скважин было установлено, что при дебитах 800—1000 тыс. м³/сут происходит уменьшение, а в дальнейшем прекращение выноса частиц породы. Это показало, что при длительных исследованиях скважин происходит очистка призабойной зоны от остатков глинистого раствора и несцементированных частиц песка.

В результате проведенных исследований были приняты для проектных скважин следующие начальные допустимые дебиты и депрессии: для скважин IX горизонта начальный дебит 700 тыс. м³/сут при допустимой депрессии 2 кгс/см²; для скважин X горизонта — 700 тыс. м³/сут при депрессии 3 кгс/см²; для скважин XII горизонта — 400 тыс. м³/сут при депрессии 4 кгс/см²; для скважин XII+XIII горизонтов — 500 тыс. м³/сут при депрессии 5 кгс/см². При обосновании допустимой депрессии учитывалось также относительно низкое пластовое давление в залежах. В этих условиях повышение депрессии приводит к увеличению дебитов скважин, но

[1] По данным работ Ю. П. Коротаева, Г. Д. Маргулова, Л. Б. Бермана и С. М. Тверковкина.

и к возрастанию потерь давления на пути движения газа от пласта до магистрального газопровода, следовательно, — к сокращению периода бескомпрессорной эксплуатации.

Месторождение Газли введено в разработку в 1961 г. с подачей газа в газопровод Газли—Каган—Ташкент. С этого момента начинается период опытно-промышленной эксплуатации месторождения. Началом промышленной разработки считается конец 1963 г., когда вступила в эксплуатацию первая нитка магистрального газопровода Бухара—Урал.

В период опытно-промышленной эксплуатации проверялась обоснованность принятых в проекте начальных допустимых дебитов скважин. В 1962 г. в эксплуатации находилось 5 скважин X горизонта, в начале 1963 г. были подключены 10 скважин IX горизонта. На конец 1963 г. в эксплуатации находилось 40 скважин.

Анализ изменения дебитов был проведен по 15 скважинам, которые находились в эксплуатации от полугода до двух лет. Почти все эти скважины переведены в эксплуатационные из разведочного фонда. Они характеризуются значительным несовершенством по степени и характеру вскрытия.

Скважины 5, 8 и 10 X горизонта при проектной депрессии эксплуатировались с дебитами 800—900 тыс. м³/сут. Скважины IX горизонта различались несовершенетвом по степени вскрытия. Это привело к различиям их дебитов от 300 до 1300 тыс. м³/сут.

Опытно-промышленная эксплуатация показала, что продуктивная характеристика большинства скважин улучшается во времени. Следовательно, допустимые дебиты (депрессии), определенные по результатам исследования небольшого числа разведочных скважин, нуждались в корректировании, а соответственно — и данные о необходимом числе скважин для разработки месторождения.

В течение 1961—1965 гг. были разбурены западная, центральная и значительная площадь восточной части структуры по IX и X горизонтам. В восточной части месторождения было пробурено 23 скважины на XII и XIII горизонты.

На первый квартал 1965 г. на основе многоцикловых исследований были определены средние текущие дебиты скважин. При отмеченных проектных депрессиях средние дебиты скважин IX горизонта составили 900 тыс. м³/сут, дебиты скважин X горизонта — 930 тыс. м³/сут, скважин XII+XIII горизонтов — 710 тыс. м³/сут. При этих расчетах не учитывались 25 эксплуатационных скважин из числа бывших разведочных.

В 1964—1965 гг. по скважинам месторождения Газли проводились геофизические исследования в комплексе с газодинамическими. Эти исследования показали, что во многих скважинах не дренируются отдельные высокопроницаемые и высокогазонасыщенные пропластки. В результате проведенных работ по интенсификации добычи газа (нефтегазоконденсатные ванны и др.) на 20—30% и более повысились дебиты скважин эксплуатационного фонда, увеличились общие добывные возможности месторождения.

Таким образом, проведенные исследования и анализ данных эксплуатации скважин позволили уточнить представления о допустимых дебитах (при проектных депрессиях) и привели к необходимости уточнить число скважин для разработки месторождения Газли до конца периода постоянной добычи газа.

III. На примере Шебелинского месторождения рассмотрим возможность выявления взаимодействия продуктивных горизонтов в процессе разработки (по данным исследований В. П. Войцицкого).

Шебелинское месторождение природного газа введено в промышленную разработку в 1956 г. Это крупнейшее месторождение обеспечивает газом важные промышленные районы страны — Донецко-Приднепровский район, Центр, юг Украины и Прибалтику.

На Шебелинском месторождении промышленная газоносность приурочена к отложениям нижнего ангидритового горизонта (НАГ), свиты медистых песчаников (СМП) нижней перми и араукаритовой свиты верхнего карбона (АСК). Продуктивные горизонты СМП и АСК имеют общий газо-водяной контакт на отметке около 2270 м. Этаж газоносности равен 1150 м.

В структурном отношении Шебелинское месторождение представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, разбитую дизъюнктивными нарушениями на ряд блоков, смещенных по вертикали относительно друг друга (см. рис. 25). Амплитуда нарушений достигает 150—200 м в своде структуры и уменьшается к крыльям и периклиналям.

Широко развитая трещиноватость наряду с непосредственным контактированием разных стратиграфических комплексов по плоскостям тектонических нарушений обусловила газодинамическую связь отдельных горизонтов. Эта связь проявлялась на протяжении геологического времени при формировании месторождения. Поэтому необходимо было установить возможность и характер проявления этой связи за период разработки месторождения, так как эта газодинамическая связь может оказывать значительное влияние на все показатели разработки месторождения.

Начальное статическое устьевое давление, приведенное к отметке +180 м, одинаково по всем горизонтам и составляет 207 кгс/см^2. Пластовое давление по отдельным горизонтам различается только на вес столба газа.

Первым был введен в разработку продуктивный нижний ангидритовый горизонт (НАГ) — в июне 1956 г. с вступлением в эксплуатацию скв. 30 и 14. Разработка свиты медистых песчаников (СМП) началась в конце 1956 г. после введения в эксплуатацию скв. 34, 40 и 102. Разработка араукаритовой свиты верхнего карбона (АСК) начата в январе 1960 г. с введением в эксплуатацию скв. 143, вскрывшей совместно СМП и верхи АСК.

Первые данные о проявлении активной газодинамической связи между продуктивными горизонтами были получены после ввода в разработку горизонта НАГ.

Анализы дебитов по скважинам НАГ показали, что наиболее

продуктивными являются участки залежи, осложненные большим количеством тектонических нарушений. Повышенными дебитами характеризовались скважины, непосредственно расположенные у нарушений (скв. 14, 2, 115, 111). Это могло объясняться образованием при разрыве сплошности пород микро- и макротрещин и перетоками газа из СПМ.

Наиболее продуктивной по НАГ оказалась западная зона, где отмечается наибольшее число сбросов. По плоскостям этих нарушений местами имеется непосредственный контакт с отложениями СМП. Наличие газодинамической связи между продуктивными горизонтами в западной зоне подтверждается примерно одинаковым характером изменения во времени статических давлений на устьях скважин горизонтов НАГ, СМП и АСК. Так, статическое давление по скв. 102, эксплуатирующей горизонт M_1 (СМП), на протяжении длительного времени практически не отличается от статического давления по скв. 2 (НАГ), находящейся на расстоянии 100 м от последней. Скв. 71 (M_1) пробурена в начале 1961 г. При этом статическое давление оказалось равным 196,9 кгс/см². Это почти на 10 кгс/см² меньше первоначального, несмотря на то, что в данной зоне горизонт M_1 не разрабатывался. Статическое давление по близ расположенным скв. 115, 111 и 105 в это время было 195—196,5 кгс/см². Следовательно, снижение статического давления по скв. 71 могло быть вызвано только перетоком газа в НАГ. Значительное время скв. 71 выполняла функции наблюдательной. За весь этот период давление по скважине было очень близким к статическому давлению по окружающим скважинам НАГ.

В конце 1960 г. была пробурена скв. 168 на горизонты M_1—M_5 свиты медистых песчаников. Статическое давление оказалось равным 190 кгс/см², что лишь на 1—3 кгс/см² выше давления по соседним скважинам НАГ.

Анализ статического давления $p_{ст}$ по скважинам позволил установить наличие газодинамической связи между СМП и АСК, существование перетока газа из АСК в СМП.

При испытании в 1959 г. первого объекта в скв. 57 (опробование проводилось снизу вверх) было получено $p_{ст} = 205{,}6$ кгс/см², т. е. на 1,2 кгс/см² ниже первоначального по месторождению. По второму объекту получено $p_{ст} = 205{,}5$ кгс/см², по третьему $p_{ст} = 204{,}4$ кгс/см², по четвертому $p_{ст} = 204{,}2$ кгс/см². Если учесть, что к этому времени АСК еще не разрабатывалась, то снижение статического давления по скважине объясняется перетоками газа в СМП и далее — в НАГ. Статическое давление по скв. 58 и 238 (АСК) к моменту ввода в эксплуатацию также оказалось значительно ниже первоначального.

Относительное повышение в дальнейшем отборов газа из СМП и АСК ускоряет падение пластового давления в данных горизонтах, в результате чего уменьшаются перетоки газа в НАГ. После введения в эксплуатацию скв. 168, 191, 148, 57 и др. пластовое давление по ним приблизилось к давлению в НАГ. Это привело к увеличению

темпов падения давления по скважинам НАГ (скв. 14, 2, 111, 115).

На 1/I 1965 г. из скважин западной зоны НАГ отобрано 15,4 млрд. м³ газа. Это почти 50% от всей добычи по горизонту. В то же время западная зона занимает лишь 18% всей площади газоносности по НАГ. Пластовое давление по зоне составляет 174,7 кгс/см², т. е. снизилось по сравнению с первоначальным на 61,2 кгс/см².

Первоначальные запасы газа в западной зоне, подсчитанные объемным методом при максимально возможных значениях расчетных параметров, составляют менее 30 млрд. м³. При таких запасах пластовое давление должно снизиться до 120 кг/см². Замедленное падение пластового давления по западной зоне в целом также свидетельствует о перетоках газа из СМП в НАГ.

Построение профилей распределения пластового давления показывает, что, например, в районе скв. 30, 14, 129, 115, 111 и 117 за весь анализируемый срок разработки в НАГ происходит более интенсивное падение пластового давления. Это определило направление перетоков снизу вверх. В других частях западной зоны в связи с превышением давления в НАГ над пластовым давлением в СМП перетоки газа могли иметь только обратное направление.

Центральная зона характеризуется сравнительно низкой продуктивностью. Известные здесь тектонические нарушения имеют небольшую амплитуду и расположены преимущественно по краям зоны. Только в восточной части НАГ контактирует с СМП. Однако вследствие значительных отборов газа из СМП в данном районе (скв. 110, 62, 34) перетоки газа в НАГ имеют ограниченный характер. Об этом говорят и данные разработки.

Восточная зона НАГ изолирована от основной части залежи меридиональным нарушением. В данной зоне только в начальные моменты времени темп падения давления в скважинах НАГ был выше, чем в СМП и АСК. Затем разработка СМП характеризовалась более высокими темпами отбора газа по сравнению с отборами из НАГ и АСК. Это определило характер перетока газа в СМП — из НАГ и АСК. О существовании подобных перетоков свидетельствуют данные по скв. 178 (АСК). Эта скважина пробурена на горизонт A_5, который в данной части структуры не вскрыт ни одной эксплуатационной скважиной. Пластовое давление по этой скважине оказалось на 8,8 кгс/см² ниже первоначального. В последующие два года давление снизилось еще на 5,3 кгс/см².

Таким образом, анализ изменения во времени статического устьевого и пластового давления по скважинам позволил установить зоны отсутствия и наличия перетоков газа между продуктивными горизонтами Шебелинского месторождения. Наличие перетоков необходимо было учитывать при подсчете запасов газа по горизонтам и месторождению в целом. Подсчет запасов газа по Шебелинскому месторождению в 1968 г. проводился во ВНИИгазе на электроинтеграторе с учетом газодинамической связи продуктивных горизонтов.

В результате анализа распределения и изменения во времени

давлений по пластам были внесены необходимые коррективы в технологию бурения скважин, в конструкции скважин и т. д. Естественно, что и прогнозные расчеты по определению показателей разработки не могут проводиться без учета места и характера возможных перетоков газа из пласта в пласт.

В заключение заметим, что описанные особенности перетоков газа в значительной мере определяются высокими фильтрационными сопротивлениями продуктивных пластов. Это привело к значительной дифференциации давления по пластам и площадям газоносности. Так, среднее значение коэффициента проницаемости по НАГ составляет 16 мД. Из 300 образцов керна СМП только по 36 образцам проницаемость была выше 5 мД, а по 12 образцам находилась в пределах 40—300 мД. Средняя проницаемость по СМП составляет около 6 мД. Проницаемость 110 образцов керна из АСК определялась в лабораторных условиях. Только в девятнадцати из них коэффициент проницаемости оказался выше 5 мД. Несколько бóльшие значения проницаемости получаются при определении их по параметрам проводимости, вычисленным по данным исследования скважин: от 5 до 25 мД, в среднем 16 мД.

§ 4. Определение запасов газа по данным непродолжительной эксплуатации залежи

В связи с быстрыми темпами развития газовой промышленности страны существенное значение приобретает достоверный подсчет запасов газа в минимальные сроки и с минимальными капитальными вложениями. От достоверности подсчета запасов газа зависит эффективность использования капитальных вложений в разработку месторождения и обустройство промысла. Завышение, как и занижение, запасов газа является крайне нежелательным. Чем быстрее и достовернее будут оценены запасы газа и раньше будет введено в разработку месторождение, тем бóльший экономический эффект получит народное хозяйство от использования газа. Так, по данным ВНИИгаза, каждый дополнительный миллиард кубометров газа, подаваемого в районы Центра европейской части Советского Союза, обеспечивает народному хозяйству страны прибыль около 10 млн. рублей.

В работе А. Л. Козлова, М. Л. Фиш и З. Ф. Морозовой отмечается значительность сроков консервации месторождений. По крупнейшим месторождениям страны сроки консервации составляли 4—6 лет (Шебелинское месторождение — 6 лет, Газлинское — 4 года, Северо-Ставропольское — 6 лет). Для средних и мелких по запасам месторождений эти сроки доходили до 13 лет. Одной из причин консервации месторождений является отсутствие достоверной оценки запасов (затягивающаяся разведка месторождения с целью подсчета запасов газа).

В практике подсчета запасов газа широкое распространение получили объемный метод и метод, основанный на использовании

уравнения материального баланса и данных об изменении во времени среднего пластового давления и количества отобранного газа.

При использовании объемного метода необходимо знать поровый объем газовой залежи и такие параметры, как газонасыщенность и изменение ее по площади залежи. Из-за неоднородности коллекторов точность определения запасов газа непосредственно зависит от числа разведочных скважин. Известны случаи, когда ошибки в определении запасов газа объемным методом составляли 200% и более (М. Т. Абасов, Б. М. Листенгартен и др.). Использование объемного метода в условиях карбонатных коллекторов еще более затруднительно.

Метод, основанный на уравнении материального баланса, также имеет недостатки. Считается, что метод падения среднего пластового давления следует использовать при отборе из пласта 5—10% запасов газа (Е. М. Минский) и даже 20—30% (О. Г. Баркалая, А. Л. Козлов, Ю. П. Коротаев).

Таким образом, эффективное использование рассматриваемого метода возможно при отборе значительных запасов газа. При отмеченных величинах отбора газа продвижение контурных или подошвенных вод в газовую залежь может повлиять на точность определения запасов газа.

Средневзвешенное по газонасыщенному поровому объему залежи пластовое давление определяется формулой

$$\tilde{p} = \frac{1}{\tilde{\alpha}\Omega} \int_{\Omega} p\alpha \, d\Omega.$$

Если площадь залежи разбита на одинаковые элементарные квадраты с шагом $\Delta x = \Delta y$, то эта формула записывается в виде:

$$\tilde{p} = \frac{\sum_{i=1}^{n} p_i (\alpha m h)_i}{\sum_{i=1}^{n} (\alpha m h)_i}.$$

Здесь i — номер элементарного объема; n — число элементарных объемов; p_i — среднее пластовое давление в i-м объеме; $(\alpha m h)_i$ — значение параметра $\alpha m h$ в центре того же квадрата (элементарного объема).

Из приведенных формул следует, что точность определения $\tilde{p}$ зависит от точности построения карт изобар и карт равных коэффициентов газонасыщенности и пористости, а также мощности пласта. Точность же и достоверность указанных карт зависят непосредственно от числа газовых скважин и равномерности их размещения на площади газоносности. С этой точки зрения объем информации, необходимой для эффективного использования метода падения среднего пластового давления для подсчета запасов газа, аналогичен и даже больше объема информации, используемого при подсчете запасов

газа объемным методом. Поэтому предлагаются иные подходы, позволяющие оценивать средневзвешенное по объему порового пространства пластовое давление, — путем взвешивания по дебитам (Ю. П. Коротаев, Г. А. Зотов, К. Д. Кичиев) или добытым количествам газа (З. Г. Галимзянов). Иногда, при малом числе скважин, среднее пластовое давление определяют как среднеарифметическое. В результате получаются заниженные, а в ряде случаев завышенные запасы газа.

Различными исследователями развивались методы подсчета запасов газа, основанные на учете особенностей протекания процессов в газовых залежах при определенных воздействиях на пласт. Так, в работе [76] для определения запасов газа предлагается использовать данные об изменении давления в простаивающей скважине при мгновенном пуске в работу соседней скважины. Использование этого метода затруднено тем, что неизвестно, к какой по размерам зоне пласта отнести определяемые значения параметра mh. Из-за большой упругости газа трудно получить кривую изменения давления в реагирующей скважине, особенно в пластах с хорошими коллекторскими свойствами.

Для определения по скважинам параметра mh (или удельных запасов газа) предложен метод обработки конечных участков кривых восстановления забойного давления [24]. Однако, согласно работам [76, 84], при определении параметров пласта с использованием этого метода возможны ошибки. Существенно ограничивает его применение также неопределенность используемого в расчетах «радиуса удельной площади дренирования».

Методы оценки параметра mh с использованием кривых восстановления забойного давления, близкие по идее к отмеченным выше, рассматриваются также в ряде зарубежных работ.

Использование информации об изменении во времени забойного давления и дебитов скважин позволяет быстрее и экономичнее по сравнению с другими методами [19] определять среднее для залежи значение параметра емкости amh, необходимого при подсчете запасов газа или объема порового пространства залежи.

Отмечая достоинства излагаемого в данном параграфе метода определения запасов, мы не противопоставляем его, например, методу падения среднего пластового давления. Предполагается, что определение запасов газа по данным непродолжительной эксплуатации залежи естественно дополняет существующие методы подсчета запасов газа. Целесообразность использования информации об изменении во времени забойных давлений и дебитов скважин объясняется относительной доступностью и достоверностью этой информации. При этом не требуется определения каких-либо средневзвешенных по объему порового пространства залежи параметров. Это также относится к положительным сторонам рассматриваемой методики подсчета запасов газа.

Определение среднего по залежи параметра amh (а следовательно, запасов газа) возможно, если известны данные пробной эксплуатации

залежи: дебиты и соответствующие изменения забойных давлений во времени. Необходимо также знание величин начальных пластовых давления и температуры, конфигурации (площади) залежи, состава пластового газа, расположения скважин, приведенных радиусов скважин или коэффициентов продуктивности (при фильтрации газа по линейному закону), при нарушении в призабойной зоне скважин линейного закона фильтрации — величин фильтрационных сопротивлений A и B в уравнении притока газа к скважине.

Основой предлагаемого метода является количественное сопоставление данных эксплуатации газовых скважин с данными воспроизведения их работы на электрических моделях или на ЭВМ. Впервые идея использования электрических моделей для оценки параметра упругоемкости нефтеносного (водоносного) пласта высказана в работе П. М. Белаша.

Процесс эксплуатации газовых скважин моделируется на сетке RC при тех же краевых условиях, которые существуют в натурном (реальном) пласте. Натурным называем пласт конкретного месторождения, а электрическую модель рассматриваемого месторождения назовем модельным пластом. Величины и характеристики, относящиеся к модельному пласту, будем выделять индексом «м».

При моделировании параметр газопроводимости модельного пласта $kh/\mu_{ат}$ набирается равным среднему значению параметра $kh/\mu_{ат}$ натурного пласта. Это значение определяется по данным исследований скважин при неустановившихся режимах и интерпретации результатов по одному из способов, изложенных в работах [9, 23, 24, 31]. Величина параметра емкости модельного пласта αmh, при отсутствии оценочных данных, берется произвольной. Добавочные сопротивления, моделирующие фильтрационные сопротивления от радиуса фиктивной до радиуса действительной скважины, вычисляются согласно изложенному в § 8 главы V.

Пусть газовые скважины эксплуатируются с постоянными во времени, но различающимися дебитами. Для каждой скважины вычисляется изменение во времени функции φ:

$$\varphi = \int_0^{p_c} \frac{p}{\mu^*(p)\, z(p)}\, dp. \qquad (1)$$

В этой формуле p_c — забойное давление в момент времени t. При известной зависимости $\varphi = \varphi(p)$ по значениям забойного давления в разные моменты времени вычисляется функция φ на эти моменты времени. Составляется эквивалентная модель пласта с постоянными по площади параметрами $kh/\mu_{ат}$ и αmh. На модельном пласте воспроизводится процесс эксплуатации натурного пласта, т. е. n скважин на модельном пласте «работают» с теми же дебитами газа.

Так как величина параметра αmh для модельного пласта принята произвольной, то изменение забойных давлений в скважинах модель-

ного пласта будет происходить иначе, чем в скважинах натурного пласта.

Оказывается, что при выполнении условия

$$\sum_{i=1}^{n} \varphi_i = \left(\sum_{i=1}^{n} \varphi_i \right)_м \tag{2}$$

связь между средними значениями параметров емкости αmh для натурного и модельного пластов дается выражением

$$\frac{t}{\alpha mh} = \frac{t_м}{(\alpha mh)_м}. \tag{3}$$

Таким образом, результаты модельного и натурного замеров забойных давлений по скважинам обрабатываются в координатах $\sum \varphi_i \div t$ (рис. 100). Согласно условию (2), проводим горизонтальную прямую. Значения координат точек пересечения данной прямой с графиками зависимостей $\sum \varphi_i = f(t) - t$ и $t_м$ подставляются в уравнение (3). Тогда из соотношения (3) определяется средняя для натурной залежи величина параметра αmh (значение параметра $(\alpha mh)_м$ задано при моделировании).

Если достоверно известны площадь газоносности S, величины $p_н$, $T_{пл}$ и $z_н$, то начальные запасы газа, приведенные к $p_{ат}$ и $T_{ст}$, вычисляются по формуле

$$Q^*_{зап} = \frac{\alpha mhSp_н}{z_н p_{ат}} \frac{T_{ст}}{T_{пл}}.$$

В случае идеального газа соотношение (2) записывается в виде:

$$\sum_{i=1}^{n} p_{ci}^2 t = \left(\sum_{i=1}^{n} p_{ci}^2 t \right)_м.$$

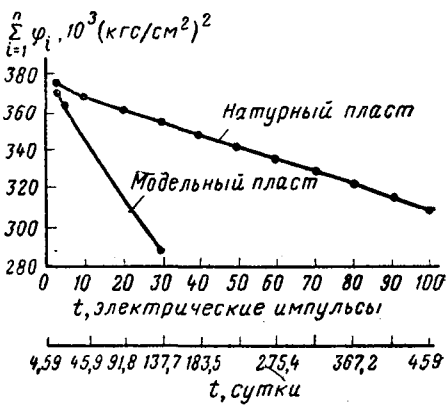


Рис. 100. Зависимости $\sum_{i=1}^{n} \varphi_i = f(t)$ для скважин натурной и модельной залежей [19]

Если скважины эксплуатируются при заданных, постоянных во времени забойных давлениях, то вместо соотношения (2) имеем условие равенства сумм дебитов скважин натурного и модельного пластов:

$$\sum_{i=1}^{n} q_i = \left(\sum_{i=1}^{n} q_i \right)_м. \tag{4}$$

Существенным ограничением для применения изложенной методики оценки запасов газа является необходимость знания площади газоносности. Это ограничение возникает на начальных этапах

разведанности месторождения при малом числе скважин. Исследованиями показано, что если площадь газоносности достоверно не известна, то при выполнении условия (2) или (4) вместо соотношения (3) имеем [1]

$$\frac{t}{\alpha mhS} = \frac{t_м}{(\alpha mhS)_м}. \qquad (5)$$

Здесь S — истинная площадь газоносности; $S_м$ — площадь газоносности, определенная на основе имеющейся информации о залежи (и заданная при моделировании).

Следовательно, выполнение условия (2) или (4) позволяет при недостоверном знании площади газоносности из соотношения (5) сразу определять искомый газонасыщенный объем порового пространства натурной залежи αmhS.

Достоинство соотношений типа (2)—(3), (3)—(4), (2)—(5) состоит в том, что при соблюдении принимаемых допущений достаточно одноразовых расчетов на модельном пласте для определения запасов газа натурной залежи. Однако не во всех случаях удается получить соотношения, аналогичные приведенным выше. Это бывает затруднительно, например, при разновременном вводе скважин в эксплуатацию. В подобных случаях можно применять метод последовательных приближений.

Выполненные исследования и соответствующие расчеты позволяют рекомендовать проведение итерационного процесса по зависимостям $\sum \varphi_i = f(t)$ для скважин натурного и модельного пластов.

Если зависимости $\sum \varphi_i = f(t)$ для натурной и модельной залежей не совпадают, следовательно, модельный пласт по своим параметрам не эквивалентен натурному. Пусть зависимость $\sum \varphi_i = f(t)$ для модельного пласта располагается ниже, чем для натурного. Это означает, что параметр емкости модельного пласта αmh занижен против среднего истинного значения параметра αmh. В следующем приближении параметр αmh следует принять бóльшим αmh, использованного в расчетах предыдущего приближения.

Согласно методу последовательных приближений, значение параметра αmh модельного пласта необходимо изменять до тех пор, пока не совпадут зависимости $\sum \varphi_i = f(t)$ для скважин натурной и модельной залежей.

При использовании метода последовательных приближений необходимо добиваться совпадения не начальных, а конечных участков зависимостей $\sum \varphi_i = f(t)$ для натурной и модельной залежей, которые соответствуют отборам из залежи 1—1,5% от запасов газа. Эта необходимость связана с недостаточной точностью начальных участков зависимостей $\sum \varphi_i = f(t)$ [19].

[1] Вывод приводимых расчетных соотношений достаточно громоздок. Поэтому, а также в связи с тем, что подробный вывод их дан в работе [19], мы ограничиваемся здесь приведением конечных результатов. То же относится и к примерам расчета.

Легко видеть, что метод последовательных приближений не накладывает каких-либо ограничений на граничные условия по скважинам. Этот метод в равной мере применим для определения запасов газа залежей по данным эксплуатации скважин при постоянных или переменных во времени дебитах или забойных давлениях, а также для определения запасов газа и однопластовых, и многопластовых месторождений, как при известной площади газоносности, так и при недостаточной информации о ней и т. д.

Если при применении метода последовательных приближений имеется карта равных значений $kh/\mu_{ат}$ для натурного пласта, то ее необходимо использовать для расчета и задания переменных по площади модельного пласта электрических сопротивлений.

Подсчет запасов газа многопластовых месторождений (или залежей, представленных чередованием продуктивных пропластков) при единой сетке эксплуатационных скважин, например методом падения среднего пластового давления, связан со значительными трудностями. Например А. Л. Козлов и Е. Н. Храменков на основе проведенных расчетов приходят к выводу, что определять по падению давления суммарные запасы совместно разрабатываемых пластов, резко различающихся по проницаемости, не представляется возможным. Авторы полагают, что достоверный подсчет запасов газа можно провести лишь применив метод падения давления к каждому пласту в отдельности.

То обстоятельство, что рассматриваемая в данном параграфе методика определения запасов газа основывается на использовании данных об изменении во времени забойных давлений, позволяет рекомендовать ее для определения запасов газа многопластовых месторождений, разрабатываемых единой сеткой скважин. При разработке многопластовых месторождений единой сеткой скважин забойные давления против каждого пласта могут приниматься одинаковыми (при достаточно небольших расстояниях между пластами). Поэтому рассматриваемую методику определения запасов газа можно обобщать и применительно к многопластовым месторождениям. Однако при этом определяются суммарные запасы газа многопластового месторождения, так как в качестве модельного принимается однопластовое месторождение.

Зависимости изменения во времени забойных давлений в натурных скважинах дают информацию о сообщаемости или о несообщаемости пластов или пропластков. Поэтому даже при незнании деталей геологического строения многопластового месторождения запасы газа в нем определяются с учетом особенностей протекания фильтрационных процессов в многопластовых месторождениях.

Результаты проведенных исследований показывают, что рассмотренную методику подсчета запасов газа можно эффективно применять на практике. Проверка методики на гипотетических залежах различных типов показывает ее высокую точность. Для большинства рассмотренных примеров погрешность в определении запасов газа не превышает 10% при отборе из залежи около 0,5—

1,5% запасов газа. При таких отборах практически снимается вопрос о возможном влиянии водонапорного режима на точность подсчета запасов газа.

Остановимся на вопросе о том, когда можно судить о равенстве определяемых запасов газа действительным запасом газа в пласте. При практическом использовании методики судить об отборе 0,5—1,5% запасов можно лишь тогда, когда известны истинные запасы газа. В связи с этим рекомендуется следующий подход к решению интересующей нас задачи.

Согласно проведенным исследованиям, начиная с некоторой суммарной величины отбора газа из месторождения, погрешность определения запасов газа остается практически неизменной (рис. 101).

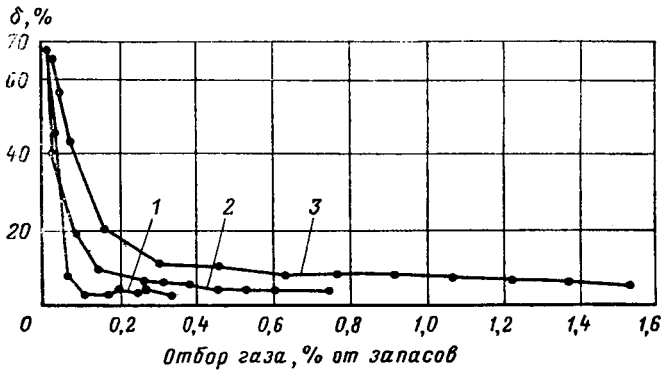


Рис. 101. Зависимость погрешности определения запасов газа от суммарного отбора из месторождения при различном числе эксплуатационных скважин [19]

Число скважин: *1* — пять; *2* — десять; *3* — двадцать

Это равносильно стабилизации отношения времен t и $t_м$ с увеличением отбора газа. Следовательно, равенство (или близость) отношения $\frac{t}{t_м}$ для различных величин $\sum_{i=1}^{n} \varphi_i = \left(\sum_{i=1}^{n} \varphi_i\right)_м$ показывает, что из соотношения (3) или (5) можно определить искомые значения параметра емкости amh или газонасыщенного объема порового пространства amh.

Другой подход заключается в расчете параметра amh или $amhS$ (следовательно, и запасов газа) на разные даты с использованием метода последовательных приближений. Получение сходящихся результатов по величинам amh или $amhS$ означает, что дальнейшая эксплуатация залежи уже не уточнит размера определяемых запасов газа.

Отметим еще два интересных факта.

1. Ошибки в определении и задании параметра проводимости модельного пласта не оказывают существенного влияния на погрешность в подсчете запасов газа. Это означает, что степень достовер-

ности определения среднего значения параметра $\frac{kh}{\mu_{ат}}$ (или карты проводимости) не накладывает ограничений на возможность использования методики для подсчета запасов газа.

2. Не выявлено существенной зависимости погрешности определения запасов газа от числа и местоположения эксплуатационных скважин.

Расчеты показывают, что не число скважин, а величина отбора газа определяет степень достоверности подсчета запасов по рассмотренной методике. Даже по данным эксплуатации одной—трех скважин удалось оценить запасы газа гипотетической залежи. Однако при малом числе скважин иногда бывает трудно ответить на вопрос о наличии или отсутствии нефтяной оторочки промышленного значения. Поэтому до решения данного вопроса месторождение не вводится в опытно-промышленную или промышленную разработку. Исследования последних лет показывают, что решить вопрос о наличии нефтяной оторочки можно и без специального бурения скважин. В результате статистической обработки данных анализов газа по большому числу месторождений А. С. Великовский, В. П. Савченко, Я. Д. Саввина, В. В. Юшкин и М. Я. Зыкин отмечают ряд характерных признаков наличия нефтяной оторочки того или иного размера. Например, газоконденсатные месторождения с содержанием $C_{5+высшие}$ более 1,75% или с выходом стабильного конденсата более 80 см³/м³ обычно связаны с нефтяными оторочками или являются газовыми шапками нефтяных залежей. А. К. Карпов и Ю. П. Коротаев для характеристики типа залежи рекомендуют оценивать величину отношения $\frac{i\text{-}C_4}{n\text{-}C_4}$ [31]. Исследования этих авторов показали, что газы газовых шапок или газоконденсатно-нефтяных месторождений характеризуются неравенством $\frac{i\text{-}C_4}{n\text{-}C_4} < 1$. Для этих газов $\frac{i\text{-}C_4}{n\text{-}C_4} = 0{,}5 \div 0{,}8$.

Сравнительно малые отборы позволяют применять изложенную методику для подсчета запасов газа даже при отсутствии потребителя газа, что особенно важно для новых газоносных провинций. В этих условиях газ, отбираемый из нижних горизонтов, может перепускаться в верхние залежи или в соседние месторождения. Представляется возможной даже закачка (перепуск) газа в верхние водоносные горизонты. В этом случае в пределах месторождения будет создаваться как бы искусственное подземное газохранилище. В некоторых случаях может оказаться целесообразным разработка газоконденсатной залежи с целью добычи конденсата и закачка отбензиненного газа в другие продуктивные комплексы.

Отмеченные способы применения методики подсчета запасов газа при отсутствии потребителей газа связаны с незначительными дополнительными капитальными вложениями (по сравнению со строительством газопровода до потребителя). Эти дополнительные капитальные вложения вполне оправдываются, если принимать во внимание общие капиталовложения в разработку месторождений и обустройство промыслов, определение объемов и направлений использования газа, ускорение ввода месторождений в промышленную разработку.

Рассматриваемая методика подсчета запасов газа основывается, в частности, на использовании информации об изменении во времени забойных давлений. Однако (по справедливому замечанию Г. А. Зотова) изложенная методика может целиком основываться на данных изменения во времени пластовых давлений в районе каждой скважины. При этом не требуются знание коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B и учет возможного изменения их во времени в процессе эксплуатации скважин. В этом случае за пластовое давление в модельных скважинах могут приниматься текущие давления

в соответствующих узловых точках модели, где располагаются скважины. Такой подход оправдывается тем, что основные потери давления при фильтрации газа приходятся на область пласта от реальной до фиктивной скважины. Давление по фиктивной скважине близко к текущему пластовому давлению в районе реальной скважины.

Идея использования зависимостей изменения во времени пластовых давлений в скважинах для подсчета запасов газа высказана Г. А. Зотовым и проверена им совместно с Н. Н. Вишневецким и С. М. Тверковкиным на примере Быстрянской залежи. В исследованиях Ю. П. Коротаева, Л. И. Гутенмахера, Ф. А. Требина, Г. А. Зотова и Ю. А. Полякова эта методика распространяется на систему эксплуатационных скважин. Использование данных об изменении во времени пластовых давлений в скважинах и их дебитов позволило, на несколько иной основе, предложить методику определения запасов газа в пласте (одному из авторов настоящей книги совместно с В. И. Ахапкиным).

Упомянутые методики — приближенные, они основываются на допущении об относительно стабильной добыче газа по скважинам. Методика же, изложенная в настоящем параграфе, позволяет учесть особенности разбуривания залежи и эксплуатации скважин. Однако для ее применения необходимо проведение расчетов на электрической модели или на ЭВМ.

§ 5. Определение запасов газа по изменению давления в скважинах при длительной эксплуатации

Изложенная в предыдущем параграфе методика оценки запасов газа в залежи основывается на расчетных соотношениях, полученных в предположении о непродолжительной эксплуатации залежи. Представляет интерес применение этой методики и к случаю длительной разработки залежи, так как не всегда удается с достоверностью определить запасы газа по методу падения среднего пластового давления из-за сложности или невозможности нахождения средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства давления на разные даты. Как уже отмечалось, использование информации об изменении во времени забойного давления позволило избежать «взвешивания» исходных данных, применяемых для подсчета запасов газа.

Рассмотрим методику определения запасов газа по изменению забойного давления в период существенного снижения пластового давления в залежи. Методика пригодна для условий разработки залежи (в пределах рассматриваемого периода времени) при газовом режиме.

Основную причину, не позволяющую использовать рассмотренную в предыдущем параграфе методику для определения запасов газа по данным длительной эксплуатации скважин, поясним ниже.

В работе [19] при линеаризации исходного нелинейного дифференциального уравнения для связи «фиктивного» времени τ и реального t использовано равенство

$$\tau = Dt. \qquad (1)$$

В действительности зависимость $\tau = \tau(t)$ определяется соотношением

$$\tau = \int_0^t \frac{\bar{p} z(\bar{p})}{z(\bar{p}) - \bar{p}\frac{dz}{d\bar{p}}} \frac{1}{\mu^*(\bar{p})} dt. \qquad (2)$$

При неизвестных запасах газа нельзя вычислить зависимость изменения во времени среднего пластового давления $\bar{p} = \bar{p}(t)$, а следовательно, невозможно установить по (2) функциональную зависимость $\tau = \tau(t)$. Для начальных же моментов времени, которые и рассмотрены в предыдущем параграфе, этих трудностей удается избежать. Действительно, когда изменение среднего пластового давления мало ($\bar{p} \approx p_н$), соотношение (2) может быть представлено в виде:

$$\tau = \frac{p_н z_н}{z_н - p_н \frac{dz}{dp}\Big|_{p=p_н}} \frac{1}{\mu^*(p_н)} t = Dt.$$

Здесь положение аналогично тому, с которым мы сталкиваемся при линеаризации дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации идеального газа. Для начальных моментов времени первой фазы высокая степень точности расчетов получается тогда, когда давление перед производной по времени приравнивается начальному ($p = p_н$). Для второй же фазы приемлемая точность расчетов достигается при принятии равенства $p(x, y, t) = \bar{p}(t)$.

В связи с отмеченным для решения интересующей нас задачи оказывается эффективным метод последовательных приближений.

При ранее принятых допущениях на электроинтеграторе набирается модельный пласт. Запасы модельного пласта известны (но они, естественно, не равны искомым запасам газа в натурной залежи).

По известным фактическим дебитам скважин q_i определяется зависимость изменения во времени отбора газа из месторождения

$$Q(t) = \sum_{i=1}^{n} q_i(t). \qquad (3)$$

Здесь вполне допустим разновременный ввод скважин в эксплуатацию.

С использованием соотношений (3) и (2) определяется зависимость $\tau = \tau(t)$. Это позволяет воспроизвести на электрической модели процесс разработки реального месторождения. Затем для скважин модельного пласта определяется зависимость

$$\left(\sum_{i=1}^{n} \varphi_i\right)_м = f_м(t). \qquad (4)$$

Принимается допущение о возможности проведения итерационного процесса по $\sum \varphi_i = f(t)$ для скважин натурного и модельного пластов. Тогда графическое сопоставление зависимости (4) с соответствующей зависимостью для натурного пласта позволяет ответить на вопрос о соответствии запасов модельной залежи запасам газа в натурной залежи.

Если, например, оказывается, что на графике зависимость $\left(\sum_{i=1}^{n} \varphi_i\right)_м = f_м(t)$ располагается ниже $\sum_{i=1}^{n} \varphi_i = f(t)$, это указывает

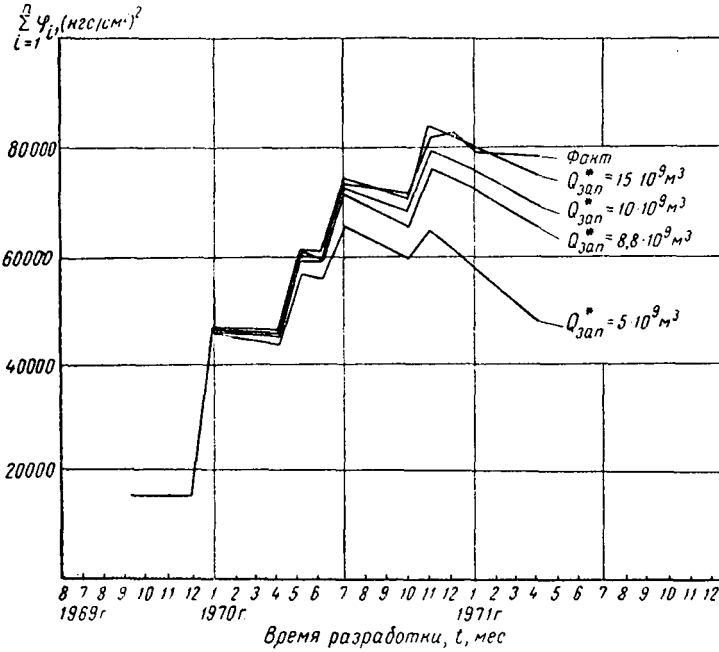


Рис. 102. Последовательные приближения при определении запасов газа Совхозного месторождения

на заниженность запасов газа в модельном пласте по сравнению с истинными запасами газа в натурной залежи. В этом случае для проведения расчетов во втором приближении запасы газа модельной залежи увеличиваются на некоторую величину. Дальнейший порядок расчетов аналогичен расчетам первого приближения.

Процесс последовательных приближений продолжается до совпадения зависимостей $\left(\sum_{i=1}^{n} \varphi_i\right)_м = f_м(t)$ и $\sum_{i=1}^{n} \varphi_i = f(t)$, а следовательно, и запасов модельной и натурной залежей с погрешностью не более заданной.

По изложенной методике определены запасы газа Совхозного месторождения (Оренбургская область). Они оказались равными 15 млрд. м³ [22].

На рис. 102 представлены зависимости $\sum_{i=1}^{n} \varphi_i = f(t)$ и $\left(\sum_{i=1}^{n} \varphi_i\right)_м = f_м(t)$ для различных приближений. Возрастающий во времени характер этих зависимостей связан с ростом в процессе разработки числа эксплуатационных скважин.

§ 6. Оценка запасов газа и параметра слабопроницаемой перемычки многопластового месторождения

В § 5 главы VII было показано, что изменение среднего пластового давления в залежах, разделенных слабопроницаемой перемычкой, описывается следующей системой уравнений:

$$\frac{p_н \bar{\alpha}_1 \Omega_н}{z_н} = \frac{\bar{p}_1(t)\,\bar{\alpha}_1 \Omega_{н1}}{z(\bar{p}_1)} + p_{ат} Q_{доб}(t) - p_{ат} Q_{пер}(t); \tag{1}$$

$$\frac{p_н \bar{\alpha}_2 \Omega_{н2}}{z_н} = \frac{\bar{p}_2(t)\,\bar{\alpha}_2 \Omega_{н2}}{z(\bar{p}_2)} + p_{ат} Q_{доб\,2}(t) + p_{ат} Q_{пер}(t); \tag{2}$$

$$Q_{п\cdot р}(t) = \int_0^t q_{пер}(t)\,dt; \tag{3}$$

$$q_{пер}(t) = \gamma[\bar{\varphi}_2(t) - \bar{\varphi}_1(t)]. \tag{4}$$

Данная система уравнений учитывает обменные процессы и при наличии перетоков, например, по системам трещин. Параметр γ характеризует фильтрационные сопротивления зоны перетока.

Для расчета запасов газа в I и II пластах воспользуемся идеей Е. М. Минского, использованной при определении запасов газа двух взаимодействующих залежей, приуроченных к одной водонапорной системе.

Сложим уравнения (1) и (2). Получим

$$\frac{p_н \bar{\alpha}_1 \Omega_{н1}}{z_н} + \frac{p_н \bar{\alpha}_2 \Omega_{н2}}{z_н} = \frac{\bar{p}_1(t)\,\bar{\alpha}_1 \Omega_{н1}}{z(\bar{p}_1)} + \frac{\bar{p}_2(t)\,\bar{\alpha}_2 \Omega_{н2}}{z(\bar{p}_2)} + p_{ат} Q_{доб\,1}(t) + p_{ат} Q_{доб\,2}(t). \tag{5}$$

Уравнение (5) представим в виде:

$$\bar{\alpha}_1 \Omega_{н1} + \bar{\alpha}_2 \Omega_{н2} \frac{\frac{p_н}{z_н} - \frac{\bar{p}_2(t)}{z(\bar{p}_2)}}{\frac{p_н}{z_н} - \frac{\bar{p}_1(t)}{z(\bar{p}_1)}} = \frac{p_{ат}(Q_{доб\,1}(t) + Q_{доб\,2}(t))}{\frac{p_н}{z_н} - \frac{\bar{p}_1(t)}{z(\bar{p}_1)}} \tag{6}$$

Из уравнения (6) следует, что если промысловые данные о средних пластовых давлениях и добытых количествах газа обрабатывать в координатах

$$\frac{Q_{\text{доб }1}(t)+Q_{\text{доб }2}(t)}{\dfrac{p_н}{z_н}-\dfrac{\tilde{p}_1(t)}{z(\tilde{p}_1)}}\,p_{ат} \div \frac{\dfrac{p_н}{z_н}-\dfrac{\tilde{p}_2(t)}{z(\tilde{p}_2)}}{\dfrac{p_н}{z_н}-\dfrac{\tilde{p}_1(t)}{z(\tilde{p}_1)}}$$

то в случае газового режима получаем точки, лежащие на прямой линии (рис. 103). При этом на оси ординат отсекается отрезок, равный по величине $\tilde{\alpha}_1\Omega_{н1}$, а тангенс угла наклона прямой равняется $\tilde{\alpha}_2\Omega_{н2}$. Следовательно, определив $\tilde{\alpha}_1\Omega_{н1}$ и $\tilde{\alpha}_2\Omega_{н2}$, устанавливаем значения начальных запасов газа в каждом пласте.

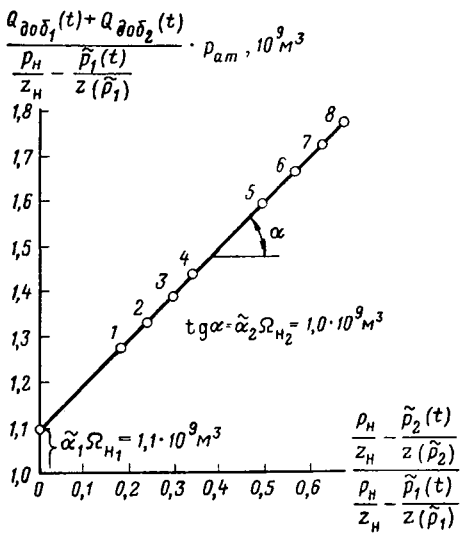


Рис. 103. К определению запасов газа отдельных пластов и интегрального фильтрационного параметра слабопроницаемой перемычки

Как и для однопластовых месторождений, рассмотренная методика оценки запасов газа в пластах применима и для условий водонапорного режима, когда на момент проведения расчетов продвижение воды мало и слабо ощутимо.

После определения запасов газа по формуле (1) или (2) вычисляется зависимость изменения во времени суммарного количества перетекающего из пласта в пласт газа

$$Q_{\text{пер}} = Q_{\text{пер}}(t). \tag{7}$$

Согласно (3) имеем, что дебит перетока

$$q_{\text{пер}}(t) = \frac{dQ_{\text{пер}}(t)}{dt}. \tag{8}$$

Численное или графическое дифференцирование (7) позволяет определить изменение во времени дебита перетекающего газа

$$q_{\text{пер}} = q_{\text{пер}}(t). \tag{9}$$

С использование зависимостей $\varphi = \varphi(p)$, $\tilde{p}_1 = p_1(t)$, $\tilde{p}_2 = \tilde{p}_2(t)$ определяются значения

$$\tilde{\varphi}_1 = \tilde{\varphi}_1(t); \tag{10}$$

$$\tilde{\varphi}_2 = \tilde{\varphi}_2(t). \tag{11}$$

При вычисленных значениях (9), (10) и (11) из формулы (4) на различные даты определяется параметр γ. Затем вычисляется осредненное значение γ, которое и используется в прогнозных расчетах.

Перейдем к примеру определения запасов газа и интегрального фильтрационного параметра γ для зоны газодинамической связи между пластами месторождения, для которого исходные данные описаны в § 5 главы VII. Показатели восьмилетней разработки рассматриваемого месторождения приведены в табл. 28 и на рис. 71.

Таблица 28

Показатели разработки месторождения *C*

Показатели	Годы разработки							
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й
$Q_{доб1}$, 10^9 м^3	5,7	14,3	25,8	40,1	57,3	74,5	91,7	109
$Q_{доб2}$, 10^9 м^3	—	—	—	—	5,7	11,4	17,1	22,8
$\tilde{p}_1$, кгс/см^2	292	284	274	262	249	236	224	212
$\tilde{p}_2$, кгс/см^2	297	295	292	284,5	273	261	249	237

Результаты, представленные в табл. 28, пересчитаны для графической интерпретации и приведены в табл. 29.

Таблица 29

Пересчет исходных данных для подсчета запасов газа в горизонтах месторождения *C*

Показатели	Годы разработки							
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й
$\frac{\tilde{p}_1}{z(\tilde{p}_1)}$, кгс/см^2	317,4	311	302,9	293,3	281,2	269	257	245,2
$\frac{\tilde{p}_2}{z(\tilde{p}_2)}$, кгс/см^2	321,2	319,4	316,3	312,3	301,9	291,8	281,4	270,7
$A=\frac{p_н}{z_н}-\frac{\tilde{p}_2(t)}{z(\tilde{p}_2)}$	0,8	2,6	5,6	9,7	20,1	30,2	40,6	51,3
$B=\frac{p_н}{z_н}-\frac{\tilde{p}_1}{z(\tilde{p}_1)}$	4,6	11	19,1	28,7	40,8	53	65	76,8
$\frac{A}{B}$	0,174	0,236	0,293	0,338	0,490	0,567	0,625	0,668
$C=(Q_{доб1}+Q_{доб2})\,P_{ат}$	5,9	14,7	26,6	41,2	65	88,5	112	136
$\frac{C}{B}$	1,28	1,335	1,39	1,435	1,59	1,67	1,725	1,77

По данным табл. 29 построен рис. 103, из которого видно, что $\tilde{\alpha}_1\Omega_{н1} = 1{,}1 \cdot 10^9$ м³, $\tilde{\alpha}_2\Omega_{н2} = 10^9$м³. Найденная величина интегрального параметра γ перемычки равняется $0{,}33 \cdot 10^5 \frac{Д \cdot см}{спз \cdot (кгс/см^2)}$. Полученные данные о запасах пластов и величине γ использованы в описанных прогнозных расчетах (см. § 5 главы VII).

§ 7. Уточнение параметров водоносного пласта по данным разработки группы взаимодействующих месторождений

Использование карты гидроизопьез, как уже отмечалось в § 2 главы IX, позволяет уточнить фильтрационные сопротивления и особенности строения водонапорного бассейна в региональном масштабе.

Процесс разработки месторождений природных газов характеризуется избирательным продвижением воды по отдельным пропласткам, пачкам и пластам, неполным вытеснением газа водой и т. д. Это приводит к тому, что фильтрационные сопротивления вблизи контакта газ—вода (в обводняемой области) имеют бóльшую величину, чем при однофазной фильтрации и вытеснении газа водой по всей газонасыщенной мощности. На фильтрационные сопротивления вблизи контакта газ—вода может влиять нефтяная оторочка (даже непромышленного значения).

При разработке нефтяных месторождений фильтрационные сопротивления ухудшаются также вблизи контакта нефть—вода. Рассмотрение нефтяной залежи в виде укрупненной скважины и применение формул теории упругого режима позволяют по известному закону изменения пластового давления и отборам из залежи во времени уточнить фильтрационное сопротивление (А. П. Крылов), фильтрационное сопротивление и коэффициент пьезопроводности пласта в законтурной области (В. С. Орлов). Расчеты показывают, что гидропроводность законтурной области часто бывает занижена (ухудшена) по сравнению с проводимостью в нефтяной залежи. При электромоделировании процесса разработки группы из четырех нефтяных месторождений Саудовской Аравии, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе, для получения совпадения данных разработки, определенных на интеграторе, с фактическими данными пришлось ухудшить фильтрационные сопротивления вдоль всех месторождений (В. Вахл и др.). Авторы затем связывали ухудшение фильтрационных сопротивлений с окислением нефти и отложением в поровых каналах продуктов их окисления. Этот факт был установлен по данным лабораторных анализов кернов, отобранных из приконтурных скважин.

Так как показатели разработки эксплуатируемых месторождений зависят от параметров коллекторов водоносного пласта и на контакте газ—вода, эти показатели следует использовать для оценки возможных ухудшений фильтрационных сопротивлений в приконтурной зоне [3].

Процесс неустановившейся фильтрации воды в пласте относительно приведенного давления описывается следующим дифференциальным уравнением параболического типа:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x,\ y)\,h(x,\ y)}{\mu(x,\ y)}\,\frac{\partial p^*}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x,\ y)\,h(x,\ y)}{\mu(x,\ y)}\,\frac{\partial p^*}{\partial y}\right]=$$

$$=[m(x,\ y)\beta_{\text{ж}}(x,\ y)+\beta_{\text{с}}(x,\ y)]\,h(x,\ y)\,\frac{\partial p^*}{\partial t}. \qquad (1)$$

При уточнении параметров водоносного пласта по данным разработки эксплуатируемых месторождений приходится решать дифференциальное уравнение (1) при следующих начальном и граничных условиях.

Если в водоносном бассейне имеется естественный фильтрационный поток воды, то в качестве начального условия задается распределение давления в пласте, приведенное к тому уровню, на котором отыскивается решение уравнения (1):

$$t=0,\quad p^*=p^*(x,\ y). \qquad (2)$$

На контурах областей питания Γ_1 и разгрузки Γ_2 задаются величины напоров (давлений), пересчитанные соответственно уровню приведения:

$$p^*(x,\ y)=p^*_n,\quad (x,\ y)\in\Gamma_n \qquad (3)$$

$$p^*(x,\ y)=p^*_p,\quad (x,\ y)\in\Gamma_p. \qquad (4)$$

Вдоль областей выклинивания коллекторов водонапорной системы и вдоль фильтрационных экранов (неразрабатываемые месторождения и непроницаемые тектонические нарушения) необходимо задавать условие непроницаемости

$$\frac{\partial p^*}{\partial n_0}=0. \qquad (5)$$

Задание граничных условий вдоль разрабатываемых месторождений основывается на использовании уравнения материального баланса для водонапорного режима, из которого имеем

$$Q_{\text{в}}(t)=\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}-\left(\frac{p_{\text{н}}\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}}-p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}}(t)\right)\frac{z(\tilde{p})}{\tilde{p}(t)} \qquad (6)$$

Зная начальные запасы газа в пласте и подставляя в (6) промысловые данные о $Q_{\text{доб}}(t)$ и $\tilde{p}(t)$ на соответствующие даты, вычисляем зависимость изменения во времени суммарного объема поступающей в залежь воды

$$Q_{\text{в}}=Q_{\text{в}}(t). \qquad (7)$$

По найденной зависимости (7) определяем изменение во времени дебита поступающей в залежь воды

$$q_{\text{в}}=q_{\text{в}}(t). \qquad (8)$$

Вычисленные зависимости (8) для каждого месторождения задаются в качестве граничных условий на контурах газоносности.

При этом используется отмеченный уже принцип «развязывания» [3].

В результате решения уравнения (1) при описанных краевых условиях получаются зависимости $\bar{p} = \bar{p}(t)$ по разрабатываемым месторождениям.

Сопоставление фактических зависимостей $\bar{p} = \bar{p}(t)$ с расчетными и дает ответ о степени соответствия заданных в расчетах и действительных значений параметров пласта вблизи эксплуатируемых месторождений. Подбирая величины приконтурных фильтрационных сопротивлений, можно достигнуть удовлетворительного совпадения фактических и расчетных зависимостей $\bar{p} = \bar{p}(t)$. Уточненные таким путем параметры пласта можно затем использовать при проведении прогнозных расчетов.

При наличии системы пьезометрических скважин сопоставление по ним фактических и расчетных величин давления может использоваться как критерий получения достоверной эквивалентной модели пластовой водонапорной системы. Вместе с тем данные по пьезометрическим скважинам могут помочь уточнению параметров пласта в отдельных областях.

Таким образом, с применением рассмотренной методики уточняются параметры водоносного пласта лишь вблизи разрабатываемых месторождений, так как до ее применения уточнение параметров пласта в региональном масштабе должно быть проведено при помощи карты гидроизопьез. Необходимость же уточнения параметров пласта вблизи месторождений связывается с процессом воздействия на водонапорную систему и с особенностями проявления водонапорного режима. Кроме того, при ее применении учитывается специфичность задачи — невозможность (в общем случае) создания эквивалентной модели пласта, однородного по коллекторским свойствам, которая позволяла бы получить совпадение фактических и расчетных показателей разработки одновременно по всем эксплуатируемым месторождениям.

По данным сравнительно непродолжительной разработки Ленинградского, Челбасского и Каневского месторождений были уточнены фильтрационные сопротивления вблизи этих месторождений [3]. В результате пришлось существенно «ухудшить» фильтрационные параметры вблизи отмеченных месторождений. При объяснении этого факта тогда же было высказано предположение об избирательном продвижении воды по отдельным пропласткам. А вскоре процесс разработки данных и других месторождений Краснодарского края значительно осложнился в связи с преждевременным избирательным обводнением эксплуатационных скважин.

§ 8. Уточнение параметров водоносного пласта по данным разработки газового месторождения

Параметры водоносного пласта определяют степень активности продвижения контурных или подошвенных вод в газовую залежь. Количество воды, поступающей в газовую залежь, влияет на темпы

падения среднего пластового давления, дебиты газовых скважин, потребное число скважин и их обводнение и на другие технико-экономические показатели разработки месторождений природных газов.

Суммарное продвижение воды в газовую залежь (при прочих равных условиях) определяется: 1) средним коэффициентом пьезопроводности водоносного пласта $\varkappa$; 2) средней величиной параметра проводимости kh/μ водоносного пласта и 3) изменением во времени среднего (по периметру) контурного давления $p_к$ в газовой залежи. Применяемое в настоящее время неравномерное размещение скважин (в центральной части залежи) приводит к неравномерному дренированию залежи, к различию в величинах среднего пластового и среднего контурного давлений (вдоль подвижной границы раздела газ—вода). Это различие в давлении по разрабатываемым месторождениям составляет от нескольких атмосфер (Газлинское, Северо-Ставропольское месторождения) до десятков атмосфер (Коробковское, Шебелинское месторождения). В связи с этим при анализе или определении перспектив доразработки месторождений природных газов необходимо расчеты количества воды, поступающей в газовую залежь, проводить с использованием соответственно фактических или прогнозных данных об изменении во времени среднего контурного давления.

I. По данным разработки газового месторождения при водонапорном режиме уточнить параметр проводимости водоносного пласта, если известен коэффициент пьезопроводности, можно следующим образом.

Здесь и в дальнейшем предполагается, что дренируется вся залежь и не происходит неравномерного обводнения ее по площади и мощности. Согласно теории упругого режима, количество воды, поступившей в газовую залежь на момент времени t, определяется следующей формулой (см. § 2 главы VI):

$$Q_в(t) = \frac{2\pi khR_3^2}{\mu_в \varkappa}\left[\Delta p_0 \overline{Q}(\mathrm{fo}) + \Delta p_1 \overline{Q}(\mathrm{fo} - \mathrm{fo}_1) + \Delta p_2 \overline{Q}(\mathrm{fo} - \mathrm{fo}_2) + \ldots\right]. \quad (1)$$

В уравнении (1) Δp_0, Δp_1, Δp_2, ... — изменения контурного давления в моменты времени 0, t_1, t_2, ... соответственно. Величина $\varkappa$ задается по имеющимся геолого-промысловым данным.

Из уравнения материального баланса для случая водонапорного режима с использованием данных об изменении во времени среднего пластового давления и добытого количества газа определяется зависимость изменения во времени суммарного количества воды, поступившей в газовую залежь. Подставляя в правую часть формулы (1) значения суммарного количества поступающей в залежь воды на разные моменты времени, находят соответствующие значения параметра проводимости пласта kh/μ. Осредняя значения параметра проводимости по данным расчетов на разные моменты времени, находим эквивалентное значение данного параметра для водоносного пласта. Для исключения субъективного фактора при осреднении параметра

проводимости можно воспользоваться методом наименьших квадратов.

Если среднее значение эффективной мощности в области водоносности оценить можно, то из соотношения kh/μ определяется коэффициент проницаемости и затем уточняется коэффициент пьезопроводности водоносного пласта (исходя из его структуры). При последующих приближениях можно использовать уточненную величину коэффициента пьезопроводности. В любом случае речь идет о создании эквивалентной модели по отношению к реальному водоносному пласту. В этой связи полезно отметить следующее. Из структуры формулы (1) получается, что погрешность в знании среднего значения коэффициента пьезопроводности в некоторой мере (так как $\varkappa$ еще входит в параметр fo) компенсируется за счет определяемого параметра проводимости. Например, завышение коэффициента $\varkappa$ приводит к получению заниженного против истинного среднего значения параметра kh/μ.

Из рассмотрения описываемой методики видна область ее предпочтительного применения. Предполагается, что начальный участок зависимости $\tilde{p}/z\,(\tilde{p}) = f\,(Q_{\text{доб}}\,(t))$ позволяет определять начальные запасы газа в пласте. В дальнейшем проявление водонапорного режима должно приводить к достаточно ощутимым поступлениям воды в залежь (результаты расчетов будут надежными, если суммарное поступление воды в залежь будет составлять 10—15% и более от начального газонасыщенного объема залежи).

С использованием изложенной методики проведены расчеты по уточнению параметров водоносного пласта на примере Северо-Ставропольского месторождения.

Для наблюдения за процессами распределения давления в области водоносности на Северо-Ставропольском месторождении пробурено 11 пьезометрических скважин, из которых восемь расположены достаточно равномерно по периметру месторождения на расстоянии не более 2 км от внешнего газоводя-

Таблица 30

Падение уровней в пьезометрических скважинах

Скважина № 18-с		Скважина № 39-с		Скважина № 40-с	
Дата замера	Уровень, м	Дата замера	Уровень, м	Дата замера	Уровень, м
18/IX 1957	32,2	3/X 1956	55,6	31/VIII 1956	57,8
4/XI 1958	36,1	31/X 1957	56,0	29/X 1957	58,8
3/VIII 1959	41,0	2/XII 1958	58,2	2/XII 1958	63,6
9/VII 1960	48,8	24/XII 1959	62,0	24/XII 1959	72,5
9/IX 1961	60,4	26/XII 1960	66,1	26/XII 1960	81,7
19/IX 1962	72,9	9/IX 1961	70,8	9/IX 1961	89,5
16/IX 1963	86,5	13/XII 1962	84,5	13/XII 1962	111,6
15/VI 1964	97,5	12/XII 1963	137,9	12/XII 1963	142,5
22/XII 1964	104,8	21/XII 1964	159,9	19/XII 1964	176,1
16/VI 1965	106,7	16/VI 1965	169,8	16/VI 1965	187,7

ного контакта. Наблюдения за пьезометрическими скважинами показывают, что вода продвигается в Северо-Ставропольское месторождение.

В табл. 30 для примера приведены данные о падении уровней в трех пьезометрических скважинах. Замеры выполнены от уровня поверхности земли. До начала разработки уровни в скважинах были: в скв. 18-с — 31 м, в скв. 39-с — 55,8 м, в скв. 40-с — 57,4 м.

Продвижение воды в Северо-Ставропольское месторождение становится различимым по зависимости $\tilde{p}/z\ (\tilde{p}) = f\ (Q_{\text{доб}}\ (t))$ в последние годы разработки. Большинство же точек зависимости $\tilde{p}/z\ (\tilde{p}) = f\ (Q_{\text{доб}}\ (t))$ ложится на прямую линию, что позволило с высокой точностью определить запасы газа Северо-Ставропольского месторождения, а следовательно, и необходимый в расчетах начальный объем порового пространства.

Изменение во времени среднего пластового давления в Северо-Ставропольском месторождении приведено на рис. 104 (линия *3*).

По картам изобар на разные даты вычислена зависимость изменения во времени среднего контурного давления. Вычисленные как средневзвешенные

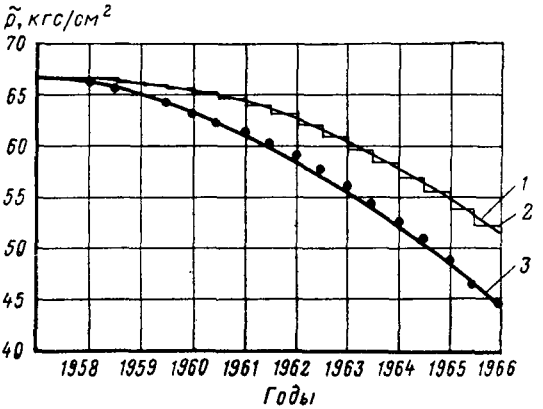


Рис. 104. К уточнению параметров водоносного пласта по данным разработки Северо-Ставропольского месторождения

по периметру внешнего газоводяного контакта контурные давления приведены на рис. 104 (линия *1*). Ступенчатая линия *2* на рис. 104 представляет собой аппроксимацию линии *1*, что необходимо при расчетах по формуле (1).

В расчетах Северо-Ставропольское месторождение представлялось в виде укрупненной скважины с радиусом $R_э = 13{,}8$ км. Расчеты проводились с шагом аппроксимации линии *1* в 0,5 года и в 1 год. Аппроксимирующая линия *2* соответствует шагу по времени в 0,5 года. Результаты окончательных расчетов при шаге в 0,5 года приведены в табл. 31 и на рис. 104 — в виде точек. В табл. 31 приводятся также результаты расчетов при временном шаге в 1 год. Рассмотрение табл. 31 и рис. 104 показывает вполне удовлетворительное совпадение фактических и расчетных величин средних пластовых давлений.

Результаты расчетов, приведенные на рис. 104 и в табл. 31, справедливы для приближения, которому соответствуют следующие параметры: средний коэффициент проницаемости водоносного пласта $k = 1{,}1$ Д; средняя эффективная мощность водоносного пласта $h = 90$ м; коэффициент динамической вязкости воды в пластовых условиях $\mu_в = 0{,}45$ спз; коэффициент упругоемкости водоносного пласта $\beta^* = 1{,}3 \cdot 10^{-5}$ 1/кгс/см^2.

Средние значения параметров водоносного пласта, определенные на основе данных истории разработки месторождения, могут использоваться и при решении двумерных задач с подвижной границей раздела газ—вода, если нет более полной и достоверной информации

Таблица 31

Сопоставление фактических $\tilde{p}_ф$ и расчетных $\tilde{p}_р$ значений среднего пластового давления на Северо-Ставропольском месторождении

Показатели	1/I 1958 г.	1/I 1959 г.	1/I 1960 г.	1/I 1961 г.	1/I 1962 г.	1/I 1963 г.	1/I 1964 г.	1/I 1965 г.	1/I 1966 г.
$\tilde{p}_ф$, кгс/см²	66,1	64,65	63,35	61,1	58,5	55,6	52,0	48,4	44,5
При шаге аппроксимации 0,5 года									
$\tilde{p}_р$, кгс/см²	65,96	64,87	63,43	61,36	59,13	56.34	52,73	48,74	44,5
$\tilde{p}_р - \tilde{p}_ф$	−0,14	0,22	0,08	0,26	0,63	0,74	0,73	0,34	0,0
$\frac{\tilde{p}_р - \tilde{p}_ф}{\tilde{p}_ф} \cdot 100\%$ . .	−0,21	0,34	0,13	0,43	1,08	1,33	1,40	0,70	0,1
При шаге аппроксимации 1 год									
$\tilde{p}_р$, кгс/см²	65,97	64,65	63,32	61,22	58,97	56,21	52,63	48,65	44,4
$\tilde{p}_р - \tilde{p}_ф$	−0,13	0	−0,03	0,12	0.47	0,61	0,63	0,25	0,01
$\frac{\tilde{p}_р - \tilde{p}_ф}{\tilde{p}_ф} \cdot 100\%$ . .	−0,20	0	−0,05	0,20	0,80	1,10	1,21	0,52	0,02

о параметрах водоносного пласта. В конечном счете обводнение залежи и скважин в большей мере обусловливается неоднородностью по параметрам газоносного пласта, системой размещения скважин и характером дренирования залежи.

II. При наличии надежных данных об изменении во времени давлений в пьезометрических скважинах и газовой залежи уточнять параметры водоносного пласта можно следующим образом [21].

Согласно результатам § 2 главы II, для радиуса возмущенной зоны пласта (приведенного радиуса влияния укрупненной скважины) имеем

$$R_в = R_э \left(\frac{R_{пс}}{R_э}\right)^d, \qquad (2)$$

где

$$d = \frac{p_н - p_{ГВК}}{p_{пс} - p_{ГВК}}.$$

С использованием формулы (2) для различных моментов времени определяются значения $R_в$.

Основываясь и далее на методе последовательной смены стационарных состояний, для приведенного радиуса влияния скважины можно использовать формулу

$$\varkappa t = \frac{1}{4}\left[R_{\text{в}}^2 - R_{\text{з}}^2 - 2R_{\text{з}}^2 \ln \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{з}}}\right]. \qquad (3)$$

Подставляя в (3) величины $R_{\text{з}}$ и $R_{\text{в}}$ на различные даты, можно определить эквивалентную (осредненную по результатам расчетов на разные даты) величину коэффициента пьезопроводности водоносного пласта. Дальнейшие расчеты можно проводить в изложенном порядке.

В ряде случаев для совпадения зависимостей расчетной $\tilde{p}_{\text{р}} = \tilde{p}_{\text{р}}(t)$ и фактической $\tilde{p}_{\text{ф}} = \tilde{p}_{\text{ф}}(t)$ необходимо принять коэффициент проницаемости водоносного пласта переменным во времени. В этом случае расчеты рекомендуется проводить по методике, изложенной в работе [21].

Заключение

Основные проблемы проектирования и разработки месторождений природных газов[1]

За короткое время газодобывающая промышленность страны прошла большой путь и превратилась в одну из важнейших отраслей народного хозяйства. В этом немалая роль принадлежит теории проектирования и разработки месторождений природных газов.

В этой книге рассмотрены отдельные, избранные вопросы теории и практики разработки месторождений природных газов. Авторы старались выделить наиболее типичные задачи, возникающие при проектировании и анализе разработки месторождений природных газов, стремясь отразить современные методы расчетов и идеи. Поэтому авторы полагают, что содержание книги сможет подготовить будущего инженера самостоятельно ставить и решать те задачи, которые возникнут перед ним при проектировании и осуществлении проектов разработки многих новых газовых и газоконденсатных месторождений.

Трудами многочисленных исследователей создана теория проектирования и разработки месторождений природных газов. Эта теория прошла испытание временем и нашла широкое применение в практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Однако она еще далека от совершенства. Ее дальнейшее развитие определяется все новым кругом задач и проблем, выдвигаемых интенсивно развивающейся газовой промышленностью страны.

Остановимся на некоторых нерешенных задачах в области проектирования и разработки месторождений природных газов.

Прежде всего следует отметить недостаточную исследованность вопросов разработки месторождений природных газов с трещиновато-пористыми коллекторами. Открытие и ввод в разработку уникальных месторождений Вуктыл и Оренбургского выдвигает проблему рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений, сложенных трещиновато-пористыми коллекторами.

Основные уравнения фильтрации однородных жидкостей или газов в трещиновато-пористых коллекторах сформулированы в работах Г. И. Баренблатта, Ю. П. Желтова и П. П. Золотарева (см. [5]).

Согласно современным представлениям, трещиновато-пористые коллекторы состоят из системы пористых и почти непроницаемых блоков. Фильтрация жидкости или газа происходит по системе трещин. Основные запасы приурочены к пористым блокам, путями фильтрации служат трещины, запасы нефти или газа в которых малы. Поэтому фильтрация в трещиновато-пористых коллекторах характеризуется обменными процессами между пористыми блоками и систе-

[1] Перечень изложенных здесь основных проблем не может претендовать на исчерпывающий характер. — *Прим. ред.*

мой трещин. Учет этих процессов в дифференциальных уравнениях аналогичен рассмотренному в § 4 главы VII учету перетока в пластах, разобщенных слабопроницаемой перемычкой.

Обобщениям уравнений фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах посвящены работы Э. А. Авакян, Э. А. Бондарева, А. Т. Горбунова, В. Н. Николаевского, В. Г. Пилатовского.

Исследованию притока жидкости или газа в скважину, дренирующую трещиновато-пористый пласт, посвящено довольно много работ. Основные результаты проведенных исследований сводятся к следующему.

Особенности фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах отражаются на процессах разработки при резких изменениях граничных условий по скважинам. Прежде всего это относится к кривым восстановления забойного давления, и это необходимо учитывать в методике интерпретации кривых восстановления забойного давления и определения характерного времени запаздывания. Поведение же трещиновато-пористого коллектора при квазиустановившихся режимах хорошо описывается уравнениями, справедливыми для обычных пористых сред, у которых пористость равняется коэффициенту пористости блоков, а проницаемость — коэффициенту проницаемости системы трещин.

Однако так относительно просто обстоит дело при фильтрации однородных жидкостей (или газов). Особенности трещиновато-пористых сред создают очень большие трудности при исследовании многофазных течений, вытеснения одной жидкости другой или вытеснения газа водой и т. д. В настоящее время достаточно обоснованным представляется, например, следующий механизм вытеснения газа водой.

Вода поступает в залежь по системе трещин, обходя со всех сторон или частично пористые блоки. В пористые блоки вода внедряется путем капиллярной пропитки. Следовательно, в трещиновато-пористых коллекторах газоотдача существенно определяется капиллярными процессами. Процессы вытеснения в приближенной постановке задачи исследовались В. М. Рыжиком [4, 5]. Начаты теоретические исследования особенностей протекания капиллярных процессов в пористых средах. Отметим работы в этой области В. М. Рыжика и В. Н. Мартоса, М. И. Швидлера и Б. Н. Леви [78]. Экспериментальным исследованиям капиллярных процессов при вытеснении газа водой посвящены работы Л. Б. Булавинова, Р. М. Кондрата и других авторов. Теоретические и экспериментальные исследования возможной величины коэффициента нефтеотдачи при вытеснении нефти водой из трещиновато-пористого пласта излагаются в работах Р. Т. Асланова, А. А. Боксермана, Ю. И. Желтова, В. Г. Оганджанянца и др.

Однако к настоящему времени теоретические и экспериментальные исследования процессов вытеснения в трещиновато-пористых коллекторах еще нельзя считать завершенными. Достаточно отметить, например, практически отсутствие методов расчета возможной величины коэффициента нефте- или газоотдачи.

Необходимы обширные исследования механизма капиллярной пропитки малопроницаемых образцов, близких по своим параметрам к пористым блокам трещиновато-пористых коллекторов. При этом существенным является исследование влияния размеров блока, давлений (начальных и конечных), скоростей вытеснения (обтекания блоков) и т. д. на коэффициент газоотдачи. Получение достаточного экспериментального материала позволит построить достоверную теорию процесса вытеснения одного флюида другим в трещиновато-пористых пластах. Необходима также разработка теоретических и экспериментальных методов оценки размеров пористых блоков. Размеры блоков определяют величину коэффициента газоотдачи и могут существенно влиять на показатели разработки месторождения. Предметами дальнейших исследований должны быть неоднородность по коллекторским свойствам трещиновато-пористых пластов, фильтрация газоконденсатных систем в условиях газового и водонапорного режимов.

Исследование вопросов газоотдачи обычных пористых сред является значительно более простой задачей, чем исследование газоотдачи трещиновато-пористых коллекторов. Поэтому сейчас уже накоплен значительный материал о влиянии различных факторов на коэффициент газоотдачи обычных пористых коллекторов. Тем не менее еще не до конца исследованы механизм вытеснения газа водой, вопросы изменения остаточной газонасыщенности и фазовых проницаемостей для воды и газа при снижении давления в обводненных объемах пласта. Для оценки величины коэффициента газоотдачи при водонапорном режиме необходимо знать поведение защемленного газа в обводненном объеме при снижении давления. Пока еще неясно, какая доля защемленного газа может быть добыта в процессе разработки месторождения и снижения давления в обводненной зоне пласта. Уже сделанное в этой области [71] может рассматриваться лишь как первое приближение к действительности.

Слабо изучены капиллярные процессы и их влияние на показатели вытеснения газа водой из микро- и особенно макронеоднородных по коллекторским свойствам пластов. Необходимость этих исследований следует из того, что капиллярные процессы определяют величину коэффициента газоотдачи при вытеснении газа водой и из обычных пористых сред.

К числу актуальных относятся задачи регулирования процессов разработки месторождений природных газов при газовом и водонапорном режимах. Не решены вопросы определения такого потребного числа эксплуатационных (и нагнетательных) скважин, их местоположения и технологических режимов эксплуатации, которые обеспечивали бы наилучшие технико-экономические показатели систем разработки месторождения и обустройства промысла и наибольшие величины коэффициентов газо- и конденсатоотдачи. При решении этой задачи необходимо учитывать реальную конфигурацию месторождения и реальную неоднородность пласта по коллекторским свойствам.

Особое значение регулирование разработки приобретает в том случае, когда месторождение представлено чередованием неоднородных по коллекторским свойствам пачек или пропластков. Практика показывает, что если при разработке месторождения природного газа не учитывать неоднородность пластов по мощности, то может произойти преждевременное обводнение газовых скважин и пластов.

Первые исследования в области регулирования движения водонефтяного контакта проведены Г. С. Салеховым. Эти исследования касаются заданного во времени закона движения границы раздела нефть—вода. Это простейшая задача регулирования, так как оптимальный закон движения границы раздела является искомым. Использование принципа максимума Л. С. Понтрягина позволило Г. С. Салехову и А. В. Рослякову приближенно сформулировать задачу быстрейшей оптимальной разработки нефтяного месторождения.

В настоящее время еще не имеется достаточно убедительных формулировок задач управления разработкой нефтяных и газовых месторождений, хотя по своему содержанию они, видимо, должны основываться на методах теории оптимального управления [6, 58].

Несмотря на имеющиеся успехи, можно утверждать, что оптимизационные методы еще далеко не нашли должного применения при рассмотрении перспектив разработки отдельного месторождения, группы месторождений или перспектив развития газодобывающей промышленности страны.

Методика распределения заданного (постоянного во времени) отбора газа из газоносной провинции по отдельным месторождениям (см. главу IX), приведенная в работе [40], предполагает, что в рассматриваемый период времени оптимальный отбор из каждого месторождения постоянен во времени. Такой подход несколько искусственный. Поэтому необходимо создание методики распределения заданного из провинции отбора газа по отдельным месторождениям, свободной от данного допущения. С использованием такой методики должны определяться оптимальная очередность ввода месторождений в разработку и оптимальные, переменные во времени, отборы газа из каждого месторождения и соответствующие системы разработки. Приближенные подходы к решению данной проблемы рассматриваются в работах [12 и др.].

Далеки еще от завершения исследования по определению оптимальных показателей разработки отдельного газового или газоконденсатного месторождения. Речь идет о прямых методах поиска оптимальных проектных решений по системам разработки месторождения и обустройства промысла.

Не созданы еще надежные методы решения частной задачи определения оптимальной системы размещения скважин на площади газоносности. У проектировщиков еще нет твердых позиций в данном вопросе, пока при проектировании лишь изучаются различные возможные варианты.

Внедряемое в практику комплексное проектирование разработки месторождений природных газов имеет существенный недостаток —

при проектировании рассматривается один вариант или единичное число вариантов по системам разработки месторождения и обустройства промысла. Однако, если оптимизационные задачи рассматривать только применительно к одному месторождению, то и тогда они представляются весьма сложными. Например, при учете температурного режима системы пласт—скважина—газосборные сети уже не удается представить в явной форме минимизируемый функционал. Поэтому в качестве одного из подходов можно рекомендовать поэтапную оптимизацию — исходя из понятия «средней» скважины находить принципиальную систему разработки месторождения и обустройства промысла. Дальнейшая оптимизация выполняется по отдельным элементам системы разработки и обустройства. При этом получаемые технико-экономические показатели для отдельных элементов (конструкция скважин, их размещение, конфигурация газосборных сетей и т. д.) не должны быть хуже полученных в предварительных расчетах.

Назрела необходимость решения проблемы районирования газодобывающей промышленности страны и стран социалистического содружества. Это создаст возможность определять оптимальные потоки газа по действующим газопроводам, оптимальные перспективные потоки газа, а следовательно, очередность и целесообразность направлений разведочных работ и ввода месторождений в разработку. В приближенной постановке аналогичная задача районирования нефтедобывающей промышленности имеет решение.

Исследованиями МИНХиГП им. И. М. Губкина и ВНИИгаза, видимо, исчерпана проблема решения на электрических моделях задач разработки месторождений природных газов при газовом и водонапорном режимах. Рассмотрены практически все возможные пошаговые методы линеаризации исходных нелинейных задач. Необходимы исследования по оценке погрешностей методов. Эти методы могут оказаться особенно эффективными при использовании электрических моделей с автоматически перенабираемыми сопротивлениями и емкостями. Применяемые же методы решения на ЭВМ двумерных задач с подвижной границей раздела газ—вода являются приближенными в своей основе. Исследования в этом направлении необходимо продолжить.

Современные ЭВМ и аналоговые машины позволяют учитывать на стадии проектирования и анализа разработки газовых и газоконденсатных месторождений многообразие природных факторов и условий. Это в свою очередь существенно повышает достоверность решений геологических, газогидродинамических и технико-экономических задач. Поэтому бесспорно, что решение многих задач в области проектирования, анализа и регулирования процессов разработки газовых и газоконденсатных месторождений будет идти по пути широкого использования ЭВМ и численных методов анализа. Соответствующие исследования должны сопровождаться созданием серии универсальных программ и подпрограмм. Универсальные программы и ЭВМ должны шире внедряться в практику проектирования, ана-

лиза, регулирования и определения перспектив разработки месторождений природных газов. Создание алгоритмов для универсальных программ — непростое дело. Здесь потребуются усилия и математиков, и геологов, и инженеров-разработчиков, и экономистов. Эти программы должны быть основой математического обеспечения ЭВМ для автоматизированных систем управления (АСУ) процессами добычи газа.

В связи с превращением газовой промышленности в ведущую отрасль народного хозяйства становится актуальным решение проблемы надежности в системе добычи, транспорта и использования газа [32].

Перспективным является создание «гибридных» машин — машин, использующих преимущества аналоговой и вычислительной техники. Это сократит время эффективного поиска оптимальных вариантов разработки и обустройства месторождений, так как многовариантность задач требует огромного объема вычислительной работы, непосильной даже для современных ЭВМ.

Недостаточно развиты расчетные методы по определению показателей разработки многопластовых месторождений. Это касается месторождений и с газодинамической связью между пластами и с отсутствием такой связи.

Неудовлетворительно еще положение с получением оптимальных показателей разработки многопластового месторождения и обустройства промысла. Например, объединение пластов в эксплуатационные объекты выполняется без достаточного газогидродинамического и технико-экономического обоснования. Довольно остро подобные вопросы встали при рассмотрении перспектив доразработки Краснодарских газоконденсатных месторождений в условиях активного проявления водонапорного режима.

Большое внимание придается в настоящее время созданию надежных методов решения так называемых обратных задач подземной газогидродинамики. Интерпретация реакции месторождения на процесс его разработки должна приводить к уточнению параметров газоносного и водоносного пластов. Совершенствование расчетных методов необходимо как применительно к стационарным, так и нестационарным задачам. Методы решения обратных задач должны не только помогать уточнению параметров газо- и водоносного пласта, но и выяснению их тектонического строения.

Отметим, что к решению обратных задач применительно к месторождениям природных газов предъявляются большие требования, так как на газовых месторождениях имеется незначительное число (по сравнению с нефтяными месторождениями) скважин — источников информации о пласте.

Совершенствование методов подсчета запасов газа и рациональных методов разведки месторождений природных газов является весьма актуальным вопросом на современном этапе развития газодобывающей промышленности страны. Необходимость совершенствования этих методов обусловливается задачей скорейшего ввода в разработку

месторождений природных газов на основе достоверного подсчета запасов газа в минимальные сроки и при минимальных капиталовложениях.

Расчетные методы и соответствующие исследования скважин и пластов должны позволять определять параметры газоносных и водоносных пластов и их изменение по мощности и по площади. Без достоверного знания параметров пластов невозможно строить правильный прогноз разработки месторождений, регулировать процесс разработки, находить оптимальные проектные решения и т. д.

Перспективным является комплексное применение газогидродинамических и геофизических методов исследования скважин и пластов.

Применительно к интерпретации результатов исследований газоконденсатных скважин необходимо совершенствование методов определения параметров пластов по индикаторным диаграммам и кривым востановления забойного давления.

Дальнейшего развития требуют расчетные методы, применяемые при проектировании разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа или воды. Здесь необходимы более точный учет фазовых превращений в пласте и неоднородности пласта по коллекторским свойствам и определение их влияния на показатели разработки. Согласно, например, исследованиям Е. Ф. Афанасьева, В. Н. Николаевского, Б. Е. Сомова и Ф. А. Требина, при нагнетании газа в зависимости от исходных параметров могут возникать как процессы испарения жидкого конденсата, так и процессы растворения газа в конденсате.

Еще не определена достоверно эффективность применения обратной закачки газа (сайклинг-процесса) в трещиновато-пористых коллекторах. Неясно, как будет изменяться доля жирного газа в продукции скважин, так как возможно опережающее вытеснение жирного газа сухим по системе трещин. А каков механизм вытеснения жирного газа сухим из системы пористых блоков? Таким образом, в случае трещиновато-пористых коллекторов на эффективность обратной закачки газа, помимо неоднородности пласта и коэффициента охвата вытеснением, будет влиять «разжижение» жирного газа сухим в результате избирательного продвижения последнего по системе трещин. Требуется исследовать особенности процесса вытеснения жирного газа сухим и фазовых превращений при частичном сайклинг-процессе.

Бесспорно необходимым является развитие методов поиска оптимальных показателей разработки газоконденсатного месторождения и обустройства промысла при различных способах поддержания пластового давления.

Совершенно специфический круг задач возникает в области теории разработки газовых месторождений в связи с известным открытием, касающимся месторождений газа в гидратном состоянии.

Если теория проектирования и разработки месторождений природных газов может рассматриваться как достаточно сложившаяся научная дисциплина, то этого нельзя сказать о теории и методах

анализа разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Необходимы систематические исследования по созданию методики анализа разработки месторождений природных газов. Из-за отсутствия такой методики часто недополучается или не может систематизироваться ценная информация. Поэтому нередко анализ заключается лишь в словесном описании некоторых характерных особенностей процесса разработки месторождения и определении режима залежи и запасов газа по данным изменения среднего пластового давления в зависимости от суммарного отбора. Важно при этом своевременное выполнение работ по анализу разработки. Иначе «упущенная» информация оказывается невосполнимой. Поэтому, например, несмотря на большой объем работ по анализу разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения, выполненных КФ ВНИИнефть, не удалось воссоздать истинной картины истории разработки месторождения и получить достоверные данные для осуществления прогноза процесса доразработки.

Применительно к нефтяным месторождениям В. Н. Щелкачев отмечает необходимость при анализе разработки систематически сопоставлять все принципы, заложенные в проекте разработки, и сравнивать все проектные показатели с современным состоянием разработки (т. е. с результатами внедрения проекта). Такой подход к анализу позволит своевременно освобождаться от несостоятельных принципов и положений и будет служить действенным стимулом развития теории разработки. Этот тезис справедлив и относительно месторождений природных газов.

Все изложение книги построено применительно к детерминированным газогидродинамическим и технико-экономическим моделям (лишь в X главе в статистическом плане дается учет неоднородности пласта по коллекторским свойствам). Сказанное означает, что нам с достоверностью известны начальные пластовое давление, запасы газа, параметры продуктивного пласта и их изменение по площади и мощности. Тогда, например, проявление водонапорного режима теоретически будет предопределено, но реальная картина обводнения пласта и скважин окажется иной. Поэтому предстоит создать методы решения задач разработки месторождений газа в условиях неопределенности.

Важнейшим, но трудно определимым и учитываемым параметром при выборе рационального варианта разработки месторождения природного газа является коэффициент газоотдачи. На его величину влияют неоднородность пласта по коллекторским свойствам, особенности проявления водонапорного режима и большое число технологических параметров (система размещения скважин на площади газоносности и на структуре, темпы отбора газа, наличие в скважинах песчано-глинистых пробок и т. д.). В связи с этим представляется важным создание статистической расчетной модели для определения коэффициента газоотдачи и показателей разработки [1].

[1] Вопросы, связанные с общей теорией, изложены, например, в книге Е. С. Вентцель «Исследование операций». М., «Советское радио», 1972. 551 с.

Таблица соотношений единиц измерения в смешанной системе и системе СИ

Наименование величины	Единица измерения в смешанной системе	Единица измерения в СИ
Длина	1 см	1 м = 100 см
Масса	1 г	1 кг = 1000 г
Время	1 с	1 с
Плотность	1 г/см^3	1 кг/м^3 = 10^{-3} г/см^3
Скорость	1 см/с	1 м/с = 100 см/с
Расход	1 см^3/с	1 м^3/с = 10^6 см^3/с
Коэффициент динамической вязкости	1 сПз	1 Н·с/м^2 = 10^3 сПз
Давление	1 кгс/см^2	1 Па = 0,102·10^{-4} кгс/см^2
Коэффициент проницаемости	1 Д (дарси)	1 м^2 = 0,98·10^{12} Д

Список литературы

1. Абасов М. Т., Джалилов К. Н. Вопросы подземной гидродинамики и разработки нефтяных и газовых месторождений. Баку, Азернефтнешр, 1960, 255 с.

2. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Перевод с англ. М., Гостоптехиздат, 1962, 572 с.

3. Байбаков Н. К., Лапук Б. Б. и др. Решение задач разработки группы газовых (газоконденсатных) месторождений приуроченных к единой пластовой водонапорной системе. М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1965, 108 с.

4. Бан А., Богомолова А. Ф., Максимов В. А. и др. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. М., Гостоптехиздат, 1962, 275 с.

5. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Теория неустановившейся фильтрации жидкости и газа. М., «Недра», 1972, 288 с.

6. Белман Р., Дрейфус С. Прикладные задачи динамического программирования. Перевод с англ. М., «Наука», 1965. 458 с.

7. Березин И. С., Жидков Н. П. Методы вычислений, т. I и II. М., Физматгиз, 1959; 1960, 464 с., 620 с.

81 Брискман А. А., Иванов А. К., Козлов А. Л. и др. Добыча и транспорт газа. М., Гостоптехиздат, 1955, 551 с.

9. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. М., «Недра», 1964, 272 с.

10. Вахитов Г. Г. Эффективные способы решения задач разработки неоднородных нефтеводоносных пластов. М., Гостоптехиздат, 1963, 216 с.

11. Временная инструкция по исследованию скважин с целью определения содержания конденсата, бутана, пропана и этана в газоконденсатных залежах и подсчета их балансовых и извлекаемых запасов (авт.: А. С. Великовский, В. В. Юшкин, Я. Д. Саввина, О. Ф. Худяков, Г. С. Степанова). М. изд. ВНИИгаза, 1967, 43 с.

12. Гацулаев С. С., Канашук В. Ф., Игнатенко Ю. К. Разработка и эксплуатация группы газовых месторождений. М., «Недра», 1972, 232 с.

13. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М., «Недра», 1971, 309 с.

14. Гусейн-Заде М. А. Особенности движения жидкости в неоднородном пласте. М., «Недра», 1965, 276 с.

15. Гусейн-Заде М. А., Колосовская А. К. Упругий режим в однопластовых и многопластовых системах. М., «Недра», 1972, 454 с.

16. Гуревич Г. Р., Миркин М. И., Соколов В. А. Разработка газоконденсатных месторождений с применением сайклинг-процесса. М., ВНИИОЭНГ, 1970, 144 с.

17. Гутенмахер Л. И. Электрическое моделирование. М., Изд-во АН СССР, 1943. 226 с.

18. Добрынин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М., «Недра», 1965, 163 с.

19. Закиров С. Н., Тимашев А. Н., Шагиев И. Г. Методика оценки запасов газа по данным кратковременной эксплуатации залежи. М., ВНИИОЭНГ, 1968, 88 с.

20. Закиров С. Н. Методика расчетов продвижения воды в газовые залежи при размещении скважин в центральной зоне. М., ВНИИЭгазпром, 1969, 24 с.

21. Закиров С. Н., Шмыгля О. П. Некоторые вопросы анализа разработки газовых месторождений при водонапорном режиме. М., ВНИИЭгазпром, 1971, 40 с.

22. Закиров С. Н., Зотов Г. А., Коротаев Ю. П. и др. Вопросы размещения скважин и анализа разработки газовых месторождений на электрических моделях. М., ВНИИЭгазпром, 1972, 67 с.
23. Зотов Г. А., Тверковкин С. М. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин. М., «Недра», 1970, 191 с.
24. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. М., «Недра», 1971, 208 с.
25. Кабулов В. В., Абуталиев Ф. Б., Абуталиев Э. Б. и др. Методы проектирования крупных газовых месторождений с использованием быстродействующих электронно-вычислительных машин. Сб. «Вопросы кибернетики и вычислительной математики», вып. 21. М., Изд-во ФАН УзССР, 1968, 88 с.
26. Катц Д. Л. Корнелл Д., Кобаяши Р. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. Перевод с англ. М., «Недра», 1965, 676 с.
27. Козлов А. Л., Фиш М. Л., Колушев Н. Р. и др. Опыт разработки группы газовых месторождений Куйбышевской и Оренбургской областей, М., ВНИИЭгазпром, 1968, 59 с.
28. Козлов А. Л., Коротаев Ю. П., Фиш М. Л. и др. Подсчет запасов газа по падению давления. М., ВНИИЭгазпром, 1969, 71 с.
29. Коротаев Ю. П., Зотов Г. А., Кичиев К. Д. Методика проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., «Недра», 1966, 87 с.
30. Коротаев Ю. П., Козлов А. Л., Фиш М. Л. и др. Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений. М., «Недра», 1971, 125 с.
31. Коротаев Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. М., «Недра», 1968, 428 с.
32. Коротаев Ю. П., Леонтьев И. А., Рассохин Г. В. и др. Новое в проектировании и эксплуатации газовых месторождений (повышение надежности систем газоснабжения). М., ВНИИОЭНГ, 1970, 121 с.
33. Кортунов А. К. Газовая промышленность СССР. М., «Недра», 1967, 323 с.
34. Крафт Б. С., Хокинс М. Ф. Прикладной курс технологии добычи нефти. Перевод с англ. М., Гостоптехиздат, 1963. 460 с.
35. Кристеа Н. Подземная гидравлика, т. I. М., Гостоптехиздат, 1961, 343 с.
36. Крылов А. П., Глоговский М. М., Мирчинк М. Ф. и др. Научные основы разработки нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1948, 416 с.
37. Крылов А. П., Белаш П. М., Борисов Ю. П. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962, 430 с.
38. Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. М., Гостоптехиздат, 1948, 296 с.
39. Лапук Б. Б., Требин Ф. А. О состоянии и задачах дальнейшего развития теоретических основ разработки газовых месторождений. М., Изд-во ВИНИТИ, 1961, 112 с.
40. Лапук Б. Б., Байбаков Н. К., Требин Ф. А. и др. Комплексное решение проблемы разработки группы газовых и газоконденсатных месторождений. М., «Недра», 1970, 287 с.
41. Левыкин Е. В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. М., «Недра», 1973, 207 с.
42. Лейбензон Л. С. Подземная гидрогазодинамика. Собр. трудов, т. II. М., Изд-во АН СССР, 1953, 544 с.
43. Леонтьев И. А., Рассохин Г. В., Петренко В. И. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме. ВНИИОЭНГ, 1967, 103 с.
44. Маргулов Г. Д. Разработка многопластового газового месторождения. М., «Недра», 1967, 118 с.

45. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Перевод с англ. М., Гостоптехиздат, 1949, 628 с.
46. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Перевод с англ. М., Гостоптехиздат, 1953, 607 с.
47. Минский Е. М., Малых А. С., Пешкин М. А. и др. Разработка газового месторождения системой неравномерно расположенных скважин. Труды ВНИИгаза, вып. 36/44. М., «Недра», 1968, 175 с.
48. Мирзаджанзаде А. Х., Ковалев А. Г., Дурмишьян А. Г. и др. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962, 230 с.
49. Мирзаджанзаде А. Х., Дурмишьян А. Г., Ковалев А. Г., Аллахвердиев Т. А. Разработка газоконденсатных месторождений. М., «Недра», 1967, 356 с.
50. Мирзаджанзаде А. Х., Гусейн-Заде М. А. Решение задач нефтегазопромысловой механики. М., «Недра», 1971, 199 с.
51. Николаевский Н. М. Метод комплексного проектирования разработки группы газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1952, 104 с.
52. Николаевский В. Н., Бондарев Э. А., Миркин М. И. и др. Движение углеводородных смесей в пористой среде. М., «Недра», 1968, 189 с.
53. Николаевский В. Н., Басниев К. С., Горбунов А. Т. и др. Механика насыщенных пористых сред. М., «Недра», 1970, 335 с.
54. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., «Недра», 1971, 104 с.
55. Пермяков И. Г., Саттаров М. М., Генкин И. Б. Методика анализа разработки нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962, 358 с.
56. Петренко В. И., Пикало Г. И., Рассохин Г. В. и др. Особенности эксплуатации газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме. М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1965, 80 с.
57. Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. М., Гостехиздат, 1952, 673 с.
58. Понтрягин Л. С., Болтянский В. Г., Гамкрелидзе Р. В. и др. Математическая теория оптимальных процессов. М., Физматгиз, 1961, 391 с.
59. Рассохин Г. В., Шмыгля П. Т., Коноплев Ю. В. и др. Газоотдача при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 1966, 39 с.
60. Розенберг М. Д., Кундин С. А., Курбанов А. К. и др. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. М., «Недра», 1969, 453 с.
61. Рубинштейн Л. И. Проблема Стефана. Рига, изд-во Звайгзне, 1967, 457 с.
62. Савченко В. П., Козлов А. Л., Черский Н. В. Новые методы промышленной разведки и оценки запасов газовых месторождений. М., ГосИНТИ, 1959, 55 с.
63. Савченко В. В., Степанов Н. Г., Царев В. А. Анализ разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения Краснодарского края. М., ВНИИЭгазпром, 1972, 67 с.
64. Самарский А. А. Введение в теорию разностных схем. М., «Наука», 1971, 552 с.
65. Смирнов А. С., Ширковский А. И. Добыча и транспорт газа. М., Гостоптехиздат, 1957, 557 с.
66. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений, т. II. Перевод с англ. М., «Недра», 1965, 990 с.
67. Стрижов И. Н., Ходанович И. Е. Добыча и транспорт газа. М., Гостоптехиздат, 1946, 376 с.
68. Телков А. П., Стклянин Ю. И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. М., Недра», 1956, 163 с.
69. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. «Экономическая газета», 1969, № 39,

70. Требин Ф. А., Щербаков Г. В., Яковлев В. П. Гидромеханические методы исследования скважин и пластов. М., «Недра», 1965, 276 с.
71. Требин Ф. А., Закиров С. Н., Кондрат Р. М. и др. Исследование особенностей проявления водонапорного режима при разработке газовых месторождений. М., ВНИИЭГазпром, 1970, 57 с.
71а. Тышляр И. С. Экономическое обоснование разработки малодебитных и небольших высокодебитных газовых месторождений. М., «Недра», 1970, 153 с.
72. Уринсон Г. С. Экономика добычи природного газа. М., «Недра», 1965, 170 с.
73. Хейн А. Л. Гидродинамический расчет подземных хранилищ газа. М., «Недра», 1968, 315 с.
74. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М., Гостоптехиздат, 1963, 396 с.
75. Чарный И. А., Астрахан Д. И., Власов А. М. и др. Хранение газа в горизонтальных и пологозалегающих водоносных пластах. М., «Недра», 1968, 300 с.
76. Чекалюк Э. Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. Киев, 1961, 286 с.
77. Черский Н. В. Конструкции газовых скважин. М., Гостоптехиздат, 1961, 284 с.
78. Швидлер М. И., Леви Б. И. Одномерная фильтрация несмешивающихся жидкостей. Изд. «Недра», 1970, 156 с.
79. Ширковский А. И. Новые методы расчета газонасыщенности, газоотдачи, начальных запасов и испарения связанной воды при разработке газовых залежей и подземном хранении газа. М., ВНИИЭгазпром, 1967, 75 с.
80. Шмыгля П. Т., Брагин В. А., Динков В. А. Проектирование разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений. М., «Недра», 1965, 234 с.
81. Шмыгля П. Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. М., «Недра», 1967, 260 с.
82. Щелкачев В. Н., Пыхачев Г. Б. Интерференция скважин и теория пластовых водонапорных систем. Баку, АзГОНТИ, 1939, 287 с.
83. Щелкачев В. Н., Лапук Б. Б. Подземная гидравлика. М., Гостоптехиздат, 1949, 524 с.
84. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., Гостоптехиздат, 1959, 467 с.
85. Bruce G. H., Rachford H. H., Peaceman D. W., Rice J. D. Calculation of Unsteady State gas flow through porous media. Trans. AIME, vol. 198, 1953, pp. 79—92.
86. Coats K. H., Tek M. R., Katz D. L. Method for predicting the behavior of mutually interfering gas reservoirs adjacent to a common aquifer. Trans AIME, vol. 216. 1959.
87. Coats K. H., Terhune M. H. Comparison of alternating direction explicit and implicit proceders in two-dimensional flow calculations. Soc. Petrol. Engr., J., 1966, N 4, p. 350—362.
88. Craze R. C. Spacing of natural gas wells. Trans. AIME, vol. 213, 1958, pp. 213—219.
89. Geffen J. H., Parrish D. R. Efficiency of gas displacement from porous media by liquid flooding. Trans. AIME, vol. 195, 1952, pp. 29—38.
90. Gheorghiță St. I. Metode matematica in hidrogazodinamica subterana. Bucuresti, 1966, 582 p.
91. Hans O. Jahns. A rapid method for obtaining a two dimensional reservoir discription from well pressure response data. Soc. Petr. Engn. J., 1966, N 4, p. 315—327.
92. Katz D. L., Legatski M. W., Tek M. R., Gorring L., Nielsen R. L. How water displaces gas from porous media. Oil and Gas J., vol. 64, 1966, N 2, p. 55—60.

93. Kniazeff V., Naville S. Ecoulement diphasique dans les gisemens, d'hydrocarbures légers. Révue de l'Institut Franc. du Pétrole, 1962, N 5, pp. 623—634.
94. Mattax C. C., Kyte J. K. Imbibition oil recovery from fractured water-drive reservoir. Soc. Petrol. Engn. J., N 2, 1962, p.177—184.
95. Mortada M. A. Practical method for treating oil field interference in water-drive reservoirs. Trans. AIME. vol. 204, 1955, pp. 217—226.
96. Van Everdingen A. F., Hurst V. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. J. Petr. Technol., vol. 1, N 12, 1949, pp. 305—323.

Предметный указатель

Адамова формула 203, 205
Анализ разработки 315, 321
АСУ добычи газа 5, 13, 359

Батарейная система размещения скважин 66, 70, 108
Бесселя функция 176, 183

Взаимодействие месторождений 15, 235
Водонапорный режим 17, 171

Газовая залежь 6
Газовый режим 17, 79
Газодинамическая связь между пластами 218, 220, 226
Газоконденсатное месторождение 6, 267
Газонасыщенный объем залежи 28
Газоносная провинция 304
Глубина депрессионной воронки 323

Давление заводнения 50
Дебит скважины 41, 82, 83
— перетока 221
— укрупненной скважины 176, 183
Дегазация остаточной нефти 35
Депрессия на пласт 57
Деформация пласта-коллектора 34, 35
Дифференциальное уравнение истощения газовой залежи 30, 32
Дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации реального газа 37, 147
— — идеального газа 38, 145
— — пластовой воды 39, 237
Дифференциальное уравнение теории упругого режима фильтрации 39
Добавочное сопротивление 139
Добытое количество газа 29
Дугласа метод 149

Дюпюи формула 187, 193

Единая пластовая водонапорная система 235
— сетка скважин 202
Естественный фильтрационный поток 237, 254

Забойное давление 41
Закон Дарси 37
Кирхгофа 139
Ома 128
Запасы газа 318

Избирательное обводнение скважин 19
Изотерма конденсации 271
Изотермическая фильтрация 29
Исследование скважин 58, 315

Капиллярная пропитка 355
Комбинированная сетка скважин 201
Компрессорный период эксплуатации 55
Контурная вода 186
Контурное давление 80, 349
Конусообразование 63
Коэффициент газонасыщенности 28
— газоотдачи 45
— вытеснения 278
Коэффициент динамической вязкости газа 37
— динамической вязкости воды 237
— конденсатоотдачи 282
— остаточной газонасыщенности 31
— охвата процессом вытеснения по площади 278
— пористости 37
— проницаемости 37
— пьезопроводности 175
— сверхсжимаемости газа 28
— упругости пласта 39

Лагранжа метод 304
Лейбензона уравнение 38
Локальная депрессионная воронка 41

Масштаб сетки 127
Метод Борисова 112, 299
— Дугласа 150
— конечных разностей 115
— падения среднего пластового давления 318
— последовательных приближений 98
— последовательной смены стационарных состояний 79
— Самарского 149
— электрогидродинамической аналогии 126
Мощность пласта 36
Многопластовое месторождение 201

Надежность газоснабжения 359
Начальное пластовое давление 28
Начальный радиус газоносности (залежи) 186
Нейтральная линия 16
Неоднородность пласта по коллекторским свойствам 36
Неравномерная сетка скважин 66
Неравномерное дренирование по мощности 27
— — по площади 52
Неявная разностная схема 117

Область питания 198
— разгрузки 198
Общая депрессионная воронка давления 144
Обустройство промысла 7
Объемный метод подсчета запасов 318
Отбор газа из месторождения 29

Параметр проводимости 349
Период бескомпрессорной эксплуатации 55
— консервации запасов газа 56
— нарастающей добычи 53
— падающей добычи 53
— постоянной добычи газа 54
Пластовая температура 29
Пластовое давление 14
Пластовое давление в районе скважины 41
Поддержание пластового давления 269
Подошвенная вода 174
Поровый объем залежи 28
Потребное число скважин 83
Преждевременное обводнение скважин 19
Приведенное пластовое давление 237
— среднее пластовое давление 25

Равномерная сетка скважин 66
Радиус водоносного пласта 175
— залежи 174
Раздельная сетка скважин 201
Разработка месторождения 7
Рациональная система разработки 7
Регулирование разработки 52
Режим залежи 17
Резервное число скважин 92
Решение Ван Эвердингена и В. Херста 176, 183

Сайклинг-процесс 269
Сетка *RC* 126
Сеточная область 242
Система обустройства промысла 7
— разработки месторождения 7
— размещения скважин на площади газоносности 66
— — — на структуре 76
— — в центральной зоне 72
Скважина наблюдательная 40
— нагнетательная 277
— пьезометрическая 254
— эксплуатационная 40
Слабопроницаемая перемычка 217
«Средняя» скважина 95
Средневзвешенное по газонасыщенному объему залежи пластовое давление 29

Среднее контурное давление 351
— пластовое давление 18
Стандартные условия 29

Текущий радиус газоносности 186
Температурная поправка 29
Технологический режим эксплуатации скважины при допустимом градиенте давления на забое 58
— — допустимой депрессии на пласт 57
— — при заданном дебите 62
— — — — забойном давлении 61
— — — — устьевом давлении 61
Трещиновато-пористая среда 354

Удельный объем дренирования 16
Укрупненная скважина 174
Условия подобия 128
Уравнение материального баланса для газового режима 29
— для водонапорного режима 31
— неразрывности 37
— притока газа к скважине 41
— состояния пористой среды 36
— — реального газа 28
Утечки газа 27
Уточнение параметров пласта 252

Фазовая проницаемость для газа 37
— — для воды 50
Фиктивная скважина 139
Фильтрационное сопротивление 127
Фильтрационный параметр слабопроницаемой перемычки 345
Фильтрационный поток воды 347
Фильтрационный экран 256
Формирование общей депрессионной воронки 145
Формула Дюпюи 187
Функция распределения проницаемости 285

Целевая функция 306

Эквивалентная модель пласта 350
Этаж газоносности 186
Этапы развития газовой промышленности 3—5
— — теории разработки месторождений природных газов 11

Явная разностная схема 117

Содержание

С.

Введение 3

Глава I. Предмет курса. Развитие теории проектирования и разработки газовых и газоконденсатных месторождений 7
§ 1. Предмет курса 7
§ 2. Этапы развития теории проектирования и разработки месторождений природных газов 11

Глава II. Общие представления о процессах, происходящих в залежах газа при их разработке. Основные уравнения 14
§ 1. Газовая залежь как единое целое. Понятие об удельных объемах дренирования 14
§ 2. Режимы месторождений природных газов 17
§ 3. Факторы, определяющие характер зависимости приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа 24
§ 4. Уравнения материального баланса. Дифференциальные уравнения истощения газовой залежи 28
§ 5. Дифференциальные уравнения неустановившейся фильтрации газа в пористой среде 35
§ 6. Особенности притока газа к забоям скважин 40
§ 7. Газоотдача при разработке месторождений природных газов 45
§ 8. Характерные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений 53

Глава III. Технологические режимы эксплуатации скважин при разработке месторождений газа 57

Глава IV. Системы размещения скважин на площади газоносности . . 66

Глава V. Газодинамические методы определения показателей разработки газового месторождения при газовом режиме 79
§ 1. Расчет показателей разработки для различных технологических режимов эксплуатации скважин при равномерном их размещении . . 79
§ 2. Определение потребного числа скважин для разработки месторождения 92
§ 3. Определение параметров «средней» скважины 95
§ 4. Определение показателей разработки месторождения при равномерном размещении скважин с учетом реальных свойств газа . . . 98
§ 5. Расчет показателей разработки газовой залежи при батарейном размещении скважин 108

С.

§ 6. Решение на ЭВМ задач неустановившейся фильтрации газов . . . 115
§ 7. Применение электрических моделей для решения фильтрационных газогидродинамических задач 126
§ 8. Расчет добавочных сопротивлений при моделировании газовых скважин 138
§ 9. Расчеты по разработке газовой залежи на электрических моделях с учетом общей депрессионной воронки 144
§ 10. Численные методы определения показателей разработки газовой залежи при неравномерном расположении скважин 148
§ 11. Определение на ЭВМ или электрических моделях показателей разработки газовой залежи при различных технологических режимах 166

Глава VI. Определение показателей разработки месторождений природных газов при водонапорном режиме 171
§ 1. О методах расчета продвижения контурных или подошвенных вод в газовые залежи 171
§ 2. Расчет продвижения подошвенной воды в газовую залежь методом последовательных приближений на основе теории упругого режима фильтрации 174
§ 3. Методика расчета продвижения воды с учетом противодавления поступающей в залежь воды 182
§ 4. Методика расчета продвижения воды в газовую залежь с учетом характерных особенностей водонапорного режима 186
§ 5. Определение показателей разработки газовой залежи в период падающей добычи газа при водонапорном режиме 191
§ 6. Использование метода электроаналогий для решения двумерных задач с подвижной границей раздела газ—вода 195

Глава VII. Особенности определения показателей разработки многопластовых газовых месторождений 201
§ 1. Вводные замечания 201
§ 2. Определение показателей разработки многопластового месторождения при эксплуатации его единой сеткой скважин при газовом режиме 202
§ 3. Определение показателей разработки многопластового месторождения единой сеткой скважин при водонапорном режиме 211
§ 4. Особенности формулирования задач разработки многопластовых месторождений при газодинамической связи между пластами . . . 216
§ 5. Определение показателей разработки при наличии газодинамической связи между пластами в условиях газового режима 220
§ 6. Определение показателей разработки месторождения при газодинамической связи между пластами в условиях водонапорного режима . . 226
§ 7. Применение электрических моделей для определения показателей разработки многопластовых месторождений 230

Глава VIII. Методы расчета продвижения воды в газовые залежи, приуроченные к единой пластовой водонапорной системе 235
§ 1. Вводные замечения 235

С.

§ 2. Методика расчета на электрической модели продвижения воды в группу газовых залежей, приуроченных к единой водонапорной системе 236
§ 3. Методика расчетов на ЭВМ продвижения воды при разработке группы взаимодействующих месторождений 241

Глава IX. Особенности проектирования разработки газового месторождения 249
§ 1. Этап проектирования разработки газового месторождения 249
§ 2. Обоснование исходной геолого-промысловой информации. Уточнение параметров водоносного пласта 252
§ 3. Характеристика потребителя. Отбор газа из месторождения . . . 256
§ 4. Проектирование рациональной разработки газового месторождения — задача математического программирования 260
§ 5. Основные показатели разработки месторождения и обустройства промысла. Выбор рационального варианта 261
§ 6. Основные положения проекта разработки газового месторождения 265

Глава X. Особенности проектирования разработки газоконденсатного месторождения 267
§ 1. Характерные особенности разработки газоконденсатного месторождения 267
§ 2. Исходные данные для проектирования разработки газоконденсатного месторождения 270
§ 3. Показатели разработки газоконденсатного месторождения без поддержания пластового давления 272
§ 4. Показатели разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления закачкой сухого (отбензиненного) газа 277
§ 5. Учет неоднородности пласта при расчете эффективности обратной закачки газа 285
§ 6. Определение показателей разработки газоконденсатного месторождения при поддержании пластового давления путем законтурного заводнения 293
§ 7. Определение экономической эффективности разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления . . . 299

Глава XI. Проектирование рациональной разработки группы газовых (газоконденсатных) месторождений как единого целого 304
§ 1. Методика определения оптимального отбора газа из месторождений газоносной провинции 304
§ 2. Пример алгоритма оптимизации проектных решений для данного отбора газа из месторождения 307
§ 3. Рациональная разработка группы многопластовых месторождений природного газа 310

Глава XII. Анализ разработки месторождений природных газов . . . 315
§ 1. Задачи анализа разработки месторождений природных газов . . . 315

С.

§ 2. Определение запасов газа по количеству отобранного газа и изменению среднего пластового давления 318
§ 3. Некоторые примеры анализа разработки газовых месторождений 321
§ 4. Определение запасов газа по данным непродолжительной эксплуатации залежи 331
§ 5. Определение запасов газа по изменению давления в скважинах при длительной эксплуатации 340
§ 6. Оценка запасов газа и параметра слабопроницаемой перемычки многопластового месторождения 343
§ 7. Уточнение параметров водоносного пласта по данным разработки группы взаимодействующих месторождений 346
§ 8. Уточнение параметров водоносного пласта по данным разработки газового месторождения 348

Заключение. Основные проблемы проектирования и разработки месторождений природных газов 354
Список литературы 363
Предметный указатель 368
Содержание 370

ЗАМЕЧЕННЫЕ ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Следует читать
138	Табл. 11	к, кгс/см² с, кгс/см²	$p_к$, кгс/см² $p_с$, кгс/см²
140	Формула (4)	$= \frac{p_0 - p_с}{R_{доб}}$	$= C_p \frac{p_0 - p_с}{R_{доб}}$
208	Табл. 19 2 строка снизу	22,9	229
210	2 строка сверху	пока на случаи	на случаи пока
211	Формула (1) и (2)	$-\sqrt{\frac{a_1^2}{4b_1^2} - \frac{c_1}{b_1}}$; $-\sqrt{\frac{a_2^2}{4b_2^2} - \frac{c_2}{b_2}}$.	$+\sqrt{\frac{a_1^2}{4b_1^2} - \frac{c_1}{b_1}}$; $+\sqrt{\frac{a_2^2}{4b_2^2} - \frac{c_2}{b_2}}$.
278	Формула (2)	$\frac{k}{\overline{\mu\mu}}$	$\frac{k}{\overline{m}\,\mu}$

Сумбат Набиевич Закиров,
Бернард Борисович Лапук

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Редактор издательства *Н. Д. Дубровина*
Техн. редактор *Т. Г. Сивова*
Художник *Г. Ф. Семиреченко*
Корректор *М. П. Курылева*

Сдано в набор 15/V 1974 г.
Подписано в печать 2/X 1974 г. Т-16552.
Формат 60 × 90¹/₁₆. Бумага № 2. Печ. л. 23,5.
Уч.-изд. л. 27,08. Тираж 6700 экз.
Заказ № 1013/4868—6. Цена 1 р. 19 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский пр., 1/19.

Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
196006, г. Ленинград, Московский пр., 91.