Библиотека СОК



СОВРЕМЕННЫЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

И. Н. Стрижов, И. Е. Ходанович

ДОБЫЧА ГАЗА



И. Н. Стрижов, И. Е. Ходанович

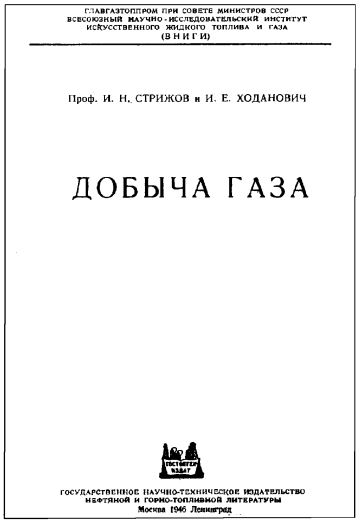
ДОБЫЧА ГАЗА



Москва ♦ Ижевск

2003

УДК 622



Стрижов И. Н., Ходанович И. Е.
Добыча газа. — Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003, 376 стр.

В книге систематизирован опыт разработки газовых месторождений. Даются теоретические основы рациональной добычи газа из газовых скважин.

Основные разделы книги: регулирование дебита и давления газовых скважин, установление рационального процентного отбора, испытание газовых скважин, методика замера газа, выбор метода разработки газовых месторождений и рационального размещения скважин, дегидрация газа и очистка его от сероводорода. Приведено много данных о существующих газовых месторождениях и дана их характеристика.

Книга является первым опытом систематизированного освещения проблем добычи газа, предназначена для инженерно-технических кадров нефтяной и газовой промышленности и может служить учебным пособием для студентов втузов.

Репринтное издание (оригинальное издание: М.–Л.: Гостоптехиздат, 1946 г.).

ISBN 5–93972–281–4

© Институт компьютерных исследований, 2003

http://rcd.ru
http://ics.org.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ КО ВТОРОМУ ИЗДАНИЮ

Изданная в 1946 году книга выдающихся российских ученых и инженеров — И. Н. Стрижова и И. Е. Ходановича «Добыча газа» явилась первым в России трудом, в котором даны основы технологии добычи природных газов. В ней изложен обобщенный авторами зарубежный опыт в этой области и даны научно-технологические основы освоения газовых месторождений применительно к отечественным условиям.

В книге приводятся многие новаторские в то время идеи авторов: возможность существования природных газогидратных месторождений; превращение нефтяных месторождений в газоконденсатные; основы установления технологических режимов газовых скважин и др.

Книга давно стала библиографической редкостью, недоступной большинству специалистов.

Публикация второго издания книги позволит специалистам и студентам еще раз вернуться к истокам отечественной нефтегазовой науки и технологий.

Доктор технических наук, профессор,
зав. кафедрой разработки газовых
и газоконденсатных месторождений
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина Басниев К. С.

20 июня 2003 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Промышленность природного газа приобретает в нашей стране все большее и большее значение.

Потенциальные возможности для развития газового дела в СССР громадны. На обширной территории Советского Союза, кроме найденных, несомненно, имеется много пока еще неразведанных газовых месторождений и в том числе чрезвычайно богатых. Промышленность природного газа у нас развивается быстрым темпом. Предстоит организовать добычу газа на большом числе новых месторождений, покрыть СССР сетью газопроводов, снабдить газом города и промышленные центры, дать населению дешевое и идеальное топливо и организовать переработку газа на целый ряд важных продуктов. Но для этого нужно научиться бурить на газ, добывать газ из скважин и разрабатывать газовые месторождения.

Проф. И. Н. Стрижов в книге «Добыча газа» сделал попытку систематизировать наш и американский опыт разработки газовых месторождений и вывести теоретические основы рациональной разработки газовых месторождений и эксплоатации газовых скважин. В ней впервые изложены такие вопросы, как: 1) регулирование дебита и давления газовых скважин; 2) определение рационального процента отбора; 3) добыча газа при определенном проценте отбора; 4) испытание газовых скважин; 5) замер дебита газовых скважин; 6) характеристика газовых скважин; 7) разработка газовых месторождений; 8) расстояние между скважинами и пр.

В книге, кроме общих сведений о физических свойствах газов, дан состав природных газов советских месторождений. Также включены дегидрация и очистка газа от сероводорода.

Книга «Добыча газа», как опыт первой серьезной работы в этой области, сослужит большую службу для молодой бурнорастущей газовой промышленности и для учебных и научных учреждений нашей страны. Вместе с тем она естественно станет той основой, на которой будут создаваться все более совершенные труды с учетом накопленного опыта разработки и эксплоатации газовых месторождений.

Первый и последний разделы этой книги написаны И. Е. Ходановичем, остальные — И. Н. Стрижовым.

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

ПРИРОДНЫЕ ГАЗЫ И ИХ СВОЙСТВА

Глава 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Под природными газами в широком смысле слова подразумевают газы, заключенные или циркулирующие в породах земной коры. Сюда относятся газы различного химического состава и различного генезиса, выделяющиеся из естественных сухих и мокрых выходов, из буровых скважин и шахт, из вулканов, сопок и т. п. Здесь мы рассмотрим только природные горючие газы, которые состоят преимущественно из углеводородных газов.

Эти газы, так же как нефть, асфальт и озокерит, относятся к полезным ископаемым, тесно связаны с ними по близкому сродству, нахождению и происхождению и отличаются только по агрегатному состоянию.

В состав природных газов, кроме углеводородов метанового ряда общей формулы C_nH_{2n+2}, входят также и другие газы: 1) углекислый газ; 2) сероводород; 3) азот и 4) редкие газы.

Из углеводородных газов преобладающим компонентом является метан (CH_4). Другие компоненты, как этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (n-C_4H_{10}), изобутан (изо C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}) и др., находятся в сравнительно меньшем количестве.

В промышленном масштабе углеводородные газы добываются из буровых скважин попутно с нефтью или же в качестве основного продукта из чисто газовых скважин.

Газ, сопутствующий нефти, содержит в большем или меньшем количестве бензиновые углеводороды, которые после их извлечения и стабилизации дают газовый бензин.

Газ из газовых скважин также иногда содержит тяжелые углеводороды, но обычно в незначительных количествах.

В зависимости от количества бензиновых углеводородов, газы называют сухими, или бедными, и жирными, или богатыми. Общепринятой границы между сухими и жирными газами не установлено. На первом этапе развития газолиновых заводов в США газы с содержанием более 100 *г* бензина в 1 $м^3$ газа относились к жирным газам, а менее 100 $г/м^3$ — к сухим. Жирные газы подвергались отбензиниванию. Однако в настоящее время эта градация устарела.

По мере усовершенствования процессов отбензинивания газа понижался и предел жирности его. Считается вполне рентабельным отбензинивать газ с содержанием 15—20 *г* в 1 *м*³ газа, а в некоторых случаях даже ниже.

АНАЛИЗЫ ГАЗОВ НЕФТЕ-ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СССР И ПУТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА

В табл. 1 и 2 приводится средний состав природных газов из чисто газовых и нефте-газовых месторождений.

С народно-хозяйственной точки зрения природные газы как полезное ископаемое представляют большую ценность. Их используют в основном:

а) для энергетических целей;

б) для переработки и получения ценных продуктов.

Когда газ выходит из скважин под давлением, эту энергию сжатого газа можно использовать, например:

а) для передачи газа по трубопроводам под собственным давлением от источника к потребителям;

б) для подъёма жидкости (нефти, воды) из скважин и колодцев на поверхность;

в) для приведения в действие паровых машин, насосов и турбин, подавая сжатый газ вместо пара;

г) для холодильных установок, пользуясь понижением температуры при резком снижении давления и расширении газа.

При утилизации газа как вещества прежде всего необходимо извлечь из него тяжелые углеводороды, образующие газовый бензин и жидкие газы. При современном состоянии техники извлечение этих компонентов из газа не представляет затруднений. Существующие способы— компрессия, абсорбция, адсорбция и рефрижерация, — каждый в отдельности или в комбинации обеспечивают отбензинивание газа и извлечение из него жидких газов в требуемой степени. После отбензинивания сухой газ, состоящий из метана с незначительным количеством других компонентов, может быть использован как топливо или для химической переработки.

Газ обладает исключительными преимуществами по сравнению с другими видами топлива, эффективно и широко применяется в домашнем хозяйстве, в котельных центральных силовых станций и промысловых, в печах металлургической, металлообрабатывающей и керамической промышленности, в хлебопекарнях и т. д.

Простота и легкость подачи газа в топку, возможность регулировки тепла, автоматичность регулировки, отсутствие копоти и сажи при сжигании, повышение коэфициента полезного действия топок— все это способствует широкому внедрению газового топлива в промышленность и быт.

Как топливо для двигателей газ нашел применение для газомоторов, автомобилей, автобусов, тракторов и даже для заправки паровозов местного сообщения. Газ дает более совершенное сгорание рабочей смеси в цилиндрах, чем бензин, и меньшее нагарообразование, обладает хорошими антидетонационными свойствами.

Таблица 1

Средний состав газа из чисто газовых месторождений СССР в объемных процентах

Источник газа	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан и более тяжелые	Углекислота	Сероводород	Азот	Кислород	Плотность газа по отношению к воздуху	Высшая теплотворная способность, в *кал/м³*
Елшанское месторождение	93,2	0,7	0,6	0,6	0,5	—	Следы	4,4	—	0,605	8400
Курдюмское месторождение	92,2	0,8	—	0,1	—	—	—	6,0	—	0,589	8200
Бугурусланское месторождение	76,8	4,4	1,7	0,8	0,6	0,2	1,0	13,5	—	0,689	7900
Месторождение Южного Дагестана	86,5	3,0	0,9	0,1	—	7,3	—	2,2	—	—	8500
Мелитопольское месторождение	98,0	—	—	—	—	0,2	—	1,8	—	—	8800
Ухтинское месторождение	88 0	1,9	0,2	0,3	—	0,3	—	9,3	—	0,608	7500
Тульское месторождение Краснодарского края	97,8	0,4	—	0,3	—	0,2	Следы	1,3	—	—	8900
Мельниково — Саратовской области:											
а) Западное поле	55,0	—	—	—	—	0,2	„	44,8	—	—	4950
б) Восточное поле	88,0	0,2	—	—	—	0,1	—	11,7	—	—	7900
Ставрополь-Кавказский:											
а) Северное поле	97,7	—	—	—	—	0,7	—	1,6	—	—	8800
б) Южное поле	60,0	—	—	—	—	—	—	40,0	—	—	**5400**
Меловые горы — Новороссийский район	94,4	—	—	—	—	0,6	—	5,0	—	—	8450
Месторождение Калуш, Западная Украина	95,7	—	—	—	—	0,1	—	4,1	0,1	**0,575**	**8200**
Месторождение Дашава, Западная Украина	97,8	0,5	0,2	0,1	0,05	0,05	—	1,3	—	0,568	8500
Месторождение Косов, Западная Украина	75,7	21,3	1,4	1,6	—	—	—	—	—	—	—
Месторождение Опары, Западная Украина	89,0	9,1	—	1,9	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 2

Средний состав газа из нефтегазовых месторождений СССР, в объемных процентах

№ по порядку	Наименование источника	Место взятия проб	Плотность газа по отношению к воздуху	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан и более тяжелые	Углекислота	Сероводород	Азот	Воздух
	I. Район г. Баку											
1	Трест Лениннефть	Фонтан	0,671	87,9	1,3	0,5	0,4	0,4	9,5	—	—	—
		Гл. насос	0,771	79,0	0,3	0,6	0,7	0,8	18,6	—	—	—
2	Трест Сталиннефть	Фонтан	0,655	87,3	3,3	0,6	1,2	0,5	3,2	—	—	3,9
		Эрлифт	0,892	29,5	1,1	0,2	0,3	0,4	2,0	—	—	66,5
		Гл. насос	0,816	74,8	3,1	1,6	1,7	1,6	17,2	—	—	—
3	Трест Молотовнефть	Фонтан	0,733	81,3	2,0	0,2	0,2	0,3	16,0	—	—	—
		Гл. насос	0,716	83,4	3,6	0,2	0,5	1,0	11,3	—	—	—
4	Трест Орджоникидзенефть	Фонтан	0,658	88,8	2,2	1,1	0,5	0,5	6,9	—	—	—
		Газлифт	0,729	82,1	2,5	1,0	1,1	0,8	12,5	—	—	—
		Гл. насос	0,878	67,2	4,3	1,0	1,3	1,2	25,0	—	—	—
5	Трест Кагановичнефть	Фонтан	0,612	93,6	2,9	0,6	0,8	0,5	1,6	—	—	—
		Гл. насос	0,821	71,9	10,1	3,2	2,7	1,7	10,4	—	—	—
6	Трест Азизбековнефть	Фонтан	0,612	92,4	1,1	0,1	0,1	0,2	4,2	—	—	1,9
		Газлифт	0,603	92,7	2,3	0,4	0,3	0,4	1,0	—		2,9
		Гл. насос	0,670	86,5	5,7	0,5	0,8	0,7	5,8	—	—	—
7	Трест Кировнефть	Гл. насос	0,770	78,9	1,6	0,3	0,7	1,1	17,4	—	—	—
8	Кергезнефть	Сборник	0,593	94,6	2,2	0,2		—	3,0	—	—	—
9	Район Мардакьяны (Баку)	Разв.	0,553	99,7	0,3	0,3	—	—	—	—	—	—
10	Шихикая (Баку)	„	0,582	97,0	1,6	0,3	1,2	0,5	0,4	—	—	—
11	Сиазань (Баку)	„	0,768	79,6	1,6	2,2	3,2	0,6	13,0	—	—	—
	II. Трест Грузнефть											
1	Пром. Мирзаани		0,670	85,4	7,2	1,7	2,1	1,4	0,4	—	—	1,8
	III. Район г. Грозного											
1	Трест Старогрознефть	Гл. насос	0,975	69,4	6,5	10,4	6,1	7,6	—	—	—	—

2	Трест Октябрьнефть	„	1,13	53,2	8,1	12,9	17,0	8 1	0,7	—	—	—
3	Район Ойсунгур	Фонтан	1,044	71,5	3,0	7,4	12,5	5,6	—	—	—	—
4	Трест Горскнефть	Гл. насос	0,818	80,7	2,5	2,8	8,4	5,6	—	—	—	—
	IV. Район г. Майкопа											
1	Апшеронское месторождение	Фонтан	0,947	66,7	10,9	3,0	6,7	6,3	6,4	—	—	—
2	Асфальтовая гора		0,68	92,2	1,9	0,6	3,0	2,3	—	—	—	—
3	Широкая балка	„	0,67	93,3	1,4	0,7	2,1	2,5	—	—	—	—
4	Кура-Цеце		0,65	95,7	0,7	0,3	0,5	2,8	—	—	—	—
5	Абузы		0,749	87,3	2,5	1,6	3,9	4,7	—	—	—	—
	V. Туркменская ССР											
1	Небит-Даг	„		91,2	3,0	1,8	1,2	0,8	2,0	—	—	—
2	Небит-Даг	Насос		85,7	4,0	3,5	2,0	1,4	2,1	Сл.	1,3	—
	Челекен			90,0	3,0	2,0	1,2	0,8	0,5	„	2,5	—
	VI. Узбекская ССР											
1	Месторождение Андижан	Мерник	0,918	55,3	10,0	7,0	5,6	3,1	0,6	6,6	11,8	—
2	Месторождение Андижан	Затрубн.	0,764	67,1	14,4	5,2	2,3	0,3	0,6	0,8	9,3	—
	VII. Казахская ССР											
1	Кулсары	Трап	0,757	82,7	2,3	4,2	5,6	2,2	1,5	—	1,5	—
2	Косчагыл		0,872	72,5	7,2	5,7	4,2	2,2	3,4	0,8	—	1,7
3	Байчунас	Затрубн.		95,2	1,0	0,2	0,1	0,1	0,1	—	3,3	—
4	Сагиз	Средний состав	0,661	87,6	4,5	3,1	2,8	0,3	0,2	—	1,5	—
5	Искине	Трап		58,7	15,7	12,7	7,5	3,8	0,4	—	1,2	0,2
6	Макат			93,2	2,2	0,2	Следы		0,4		3,8	—
				29,0	15,8	15,8	15,8		3,5		51,7	—
	VIII. Район г. Сызрани	—	—	29,2	—	—	15,6		3,5		51,7	—
	IX. Бугурусланнефть		0,688	76,2	5,1	2.0	0,7	0,7	0,1	0,1	14,3	—
	X. Кинельнефть		0,910	64,0	9,0	7,0	5,3	3,3	0,5	2,5	—	—
	XI. Ишимбайнефть	Средн. из газопровода	1,065	42,4	12,0	20,5	7,2	3,1	1,0	2,8	11,0	—
	XII. Туймазанефть			41,0	14,8	15,6	7,8	3,3	2,8	2,0	12,7	—
	XIII. Прикамские месторождения	Средняя	0,992	26,4	5,9	9,2	4,8	1,5	0,2	0,2	51,8	—

Для обслуживания указанных потребителей устраиваются заправочные станции с компрессорами, которые нагнетают газ в баллоны, имеющие полезный физический объём 29, 44 и 58 *л*, под давлением 200 *ат*. Таким образом, в каждом баллоне будет от 5,8 до 11,6 *нм*³ газа. Если на машине установить шесть баллонов, то запас горючего составит от 34,8 до 70,8 *нм*³ газа и при его калорийности в 8000 *кал/м*³ общий пробег машины может составить в среднем 140—280 *км*, считая на машину ГАЗ-АА.

Обычно большие баллоны (44 и 58 *л*) ставят на грузовые машины, а баллоны на 29 *л*—на легковые. Имея в городе, в районе или по линии газопровода несколько заправочных станций, можно надежно обеспечить работу местного автотранспорта. Вместо сухого газа можно использовать отдельные компоненты или смеси компонентов природного газа, как, например, пропана и бутана, которые наряду с этим могут служить и сырьем для химической переработки. Перед обычным моторным бензином бутан имеет следующие преимущества:

1. Октановое число бутана 90—97, в то время как октановое число стандартного бензина 68—72.

2. Мощность двигателя, предназначенного для работы на бутане, повышается на 25—50%.

3. Расход смазочного масла на двигатель уменьшается на 50%.

4. Расходы по обслуживанию и ремонту двигателя сокращаются на 40—50%.

Стационарные двигатели, расположенные в районах газодобычи, нет необходимости снабжать газом от баллонов. В таких случаях лучше подвести газ по трубопроводу.

Не менее важно использовать газ в химической переработке. В настоящее время процессы химической переработки газов протекают по следующим путям:

1. Процессы крекинга или пиролиза газа с последующей затем переработкой полученных веществ (ацетилен, бутадиен, толуол, бензин, синтетический каучук, сажа, водород, спирты и пр.).

2. Процессы дегидрогенизации, полимеризации, изомеризации, алкилирования и гидрогенизации с целью получения синтетического высокооктанового авиационного топлива.

3. Окислительные процессы (получение формальдегида, метилового спирта, ацетона).

4. Процессы хлорирования (получение хлоропроизводных метана, этана и др.).

Этими процессами можно получить из природного газа значительное количество разнообразных веществ, которые в свою очередь являются сырьем для получения еще большего количества продуктов. Таким образом, перспективы химической переработки газов чрезвычайно богаты.

Наконец, природные газы являются сырьем для производства газовой сажи. Хотя процесс получения газовой сажи путем сжигания при неполном доступе воздуха является малоэффективным (выход сажи составляет всего около 3% от веса газа), но качество сажи является очень высоким, и поэтому в районах, где сбыт газа не находит другого применения, производство сажи вполне себя оправдывает.

Глава II

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ И ЗАКОНЫ ГАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ

Природные газы представляют собой физическую смесь отдельных компонентов, химически не действующих друг на друга. Поэтому при обработке этих газов к ним применимы основные законы физики и термодинамики с известными отклонениями, о которых будет сказано ниже.

Свойства природных газов предопределяются их составом, следовательно, если знать, какие компоненты входят в состав газа, можно определить его физические свойства.

Известны различные методы анализов газа для определения тех или иных компонентов его. CO_2, H_2S, O_2, CO определяются поглощением различными растворами (щелочь, щелочный раствор пирогаллола и др.), а углеводородные компоненты определяются сожжением. Однако, этот способ может дать только общее, суммарное количество углеводородов, что часто является недостаточным при решении вопроса о направлении использования газа.

В таких случаях следует произвести разделение отдельных углеводородов и определить их количество в смеси. Разгонку углеводородных газов на отдельные компоненты достаточно точно можно произвести на приборах В. А. Соколова и В. Подбельняка.

В последнее время в США предложен новый метод количественного определения углеводородных газов в смеси — спектроскопический, обеспечивающий надежные результаты и в значительно более короткое время, чем на фракционирующих аппаратах.

При решении практических вопросов использования газа и, в частности, вопроса об отбензинивании его, требуется определить количество тяжелых газо-бензиновых углеводородов в нем. В этом случае пользуются данными полного анализа газа или производят специальное определение содержания тяжелых фракций в газе одним из трех методов: компрессией и охлаждением испытуемого газа, поглощением жидкими поглотителями, такими, как керосин, соляровое масло и др., или поглощением активированным углем. Последний следует считать более надежным и применимым как для сухих, так и для жирных газов.

Физическое состояние газа определяется тремя величинами: объёмом, давлением и температурой. В зависимости от давления и температуры изменяется и объём газа. Чтобы иметь правильное представление о количестве газа, необходимо приводить его объём к стандартным условиям, т. е. к стандартной температуре и давлению. В США во всех термодинамических расчетах за стандартные условия приняты: температура 32° F (0° C) и давление 14,695 фунт/дм² (760 *мм* рт. ст.) в газовой же промышленности стандартными условиями приняты: температура 60° F (15,56° C) и давление 14,65 фунт/дм² (757,5 *мм*).

В СССР стандартными условиями считаются температура 0° C и давление 760 *мм* рт. ст.; в газовой промышленности принимают температуру 20° C и давление 760 *мм* рт. ст.

Основными физическими свойствами углеводородных газов являются:

1) молекулярный вес;
2) удельный вес в газообразном состоянии;
3) удельный вес в жидком состоянии;
4) теплоёмкость;
5) упругость паров;
6) температуры кипения и плавления;
7) критические температура и давление;
8) скрытая теплота испарения;
9) количество паров из единицы объёма жидкости.

Эти параметры характеризуют особенность и свойства каждого газа и жидкости. Знание их чрезвычайно важно при решении всякого рода задач, связанных с добычей, транспортом, переработкой и использованием газа.

Молекулярный вес какого-либо вещества представляет сумму весов атомов, входящих в молекулу. Например, молекулярный вес метана (CH_4) равен $(1\times12)+(4\times1{,}01)=16{,}04$.

Молекулярный вес, выраженный в килограммах, называется килограмм-молекулой, или молем. Объём моля для всех газов при температуре 0° С и атмосферном давлении одинаков и равен 22,412 $м^3$.

Молекулярные веса пропорциональны удельным весам того же вещества. Состав газовых смесей выражают в весовых и в объёмных процентах. Состав жидких смесей выражают в весовых, объёмных и в молекулярных процентах. Для газов объёмные и молекулярные проценты одинаковы. Если объёмные (молекулярные) проценты требуется перевести в весовые, то молекулярный процент каждого компонента умножают на молекулярный вес этого компонента, и получают вес его. Затем суммируют вес всех компонентов и определяют проценты каждого компонента в смеси. Наоборот, если требуется весовые проценты перевести в объёмные, нужно каждый весовой процент компонента разделить на его молекулярный вес, суммировать полученные моли компонентов и определить молекулярный или объёмный процент каждого.

Удельный вес газа. Вес 1 $м^3$ газа при 0° С и атмосферном давлении называется удельным весом газа (измеряется в $кг/м^3$). Относительный удельный вес газа есть отношение веса единицы объёма газа к весу такой же единицы объёма воздуха при одинаковых условиях температуры и давления.

Чем жирнее газ, тем больше его удельный вес.

Однако на основании одного удельного веса можно сделать самое общее предположение о жирности газа, имея в виду, что присутствие в газе углекислоты, азота и пр. может явиться причиной ошибочного вывода. В таких случаях следует проверить газ на содержание в нем газобензина одним из ранее упомянутых методов.

Удельный вес естественных газов по воздуху колеблется в пределах от 0,58 до 1,6, причем нижний предел относится к газам, главным образом состоящим из метана, верхний — характерен для жирных нефтяных газов. Определить численное значение удельного веса газа возможно двумя методами:

а) непосредственным измерением или

б) вычислением на основе известного состава газа.

Для непосредственного измерения существует несколько различных способов и приборов, причем наиболее точным считается способ взвешивания. По этому способу определение удельного веса газа ведут следующим образом. Берут баллон или колбу, откачивают из нее воздух масляным или ртутным насосом и взвешивают на аналитических весах. Затем взвешивают ту же колбу поочередно с воздухом и газом. Вычитая из веса баллона с газом или воздухом вес пустого баллона, узнают веса чистого газа и воздуха. Делением веса газа на вес воздуха находят удельный вес газа по отношению к воздуху.

Имеются более простые, но вместе с тем и менее точные способы определения удельного веса газа, основанные на методе истечения. В лабораторной практике пользуются распространением прибор Шилинга и прибор Бюро стандартов. На этих приборах определенный объём газа и воздуха пропускается через узкое отверстие в диафрагме и замечается время истечения этого объёма. Удельный вес газа находится из соотношения

$$d = \frac{T^2_1}{T^2_2}, \qquad (1)$$

где d — удельный вес газа;

T_1 — время истечения газа;

T_2 — время истечения такого же объёма воздуха.

Если известен состав газа по отдельным компонентам, то легко вычислить удельный вес газа, зная удельные веса компонентов. Допустим, мы имеем газ следующего состава в объёмных процентах:

Метан	90
Этан	2
Пропан	1,5
Бутан	1,2
Пентан и более тяжелые	0,8
Углекислота	1,5
Азот	3
	100

Требуется определить удельный вес этого газа. Это легко сделать путем умножения удельного веса каждого компонента на содержание его в газе и сложения полученных произведений, т. е.

Метан	0,5538 . 0,90 = 0,4984
Этан	1,0381 . 0,02 = 0,2076
Пропан	1,5222 . 0,015 = 0,0228
Бутан	2,0065 . 0,012 = 0,0250
Пентан и более тяжелые	2,5100 . 0,008 = 0,0200
Углекислота	1,5194 . 0,015 = 0,0226
Азот	0,9672 . 0,03 = 0,0290
	0,8254

Таким образом, удельный вес газа по отношению к воздуху будет 0,8254.

Теплоёмкость или удельная теплота измеряется количеством тепла, потребным для нагревания единицы веса или объёма этого вещества на 1°С. Для газов она бывает весовой, измеряемой в *ккал/кг* и объёмной — *ккал/м*^{3}.

При нагревании газа возможны два случая:

1. Газ находится в свободно расширяющемся сосуде.

По мере нагревания газа объём его расширяется (давление в сосуде остается постоянным), а поглощаемая им теплота расходуется на повышение температуры и на производство внешней работы. Теплоёмкость газа при этом C_p.

2. Газ находится в сосуде постоянного объёма. По мере нагревания температура и давление газа возрастают. Так как объём остается постоянным, то газ никакой работы не совершает, и тепло тратится только на повышение температуры. Теплоёмкость газа в этом случае будет C_v.

Легко понять, что C_p больше C_v на величину внешней работы, которую обозначим через R. Если тепловой эквивалент работы обозначить через A, то можно написать следующее равенство:

$$C_p - C_v = AR$$

В технике очень важным является отношение теплоёмкостей C_p к C_v.

Теплоёмкости C_p и C_v зависят от температуры: с возрастанием ее теплоёмкость также возрастает. Теплоёмкость C_v возрастает быстрее, чем C_p, и поэтому отношение их с возрастанием температуры убывает.

Объёмная теплоёмкость определяется по весовой из соотношения:

$$C_v^1 = \frac{M}{22{,}4} \cdot C_v \qquad (2)$$

и

$$C_p^1 = \frac{M}{22{,}4} \cdot C_p. \qquad (3)$$

Для смеси газов теплоёмкость определяется по процентному составу газа и теплоёмкости компонентов, входящих в данную смесь.

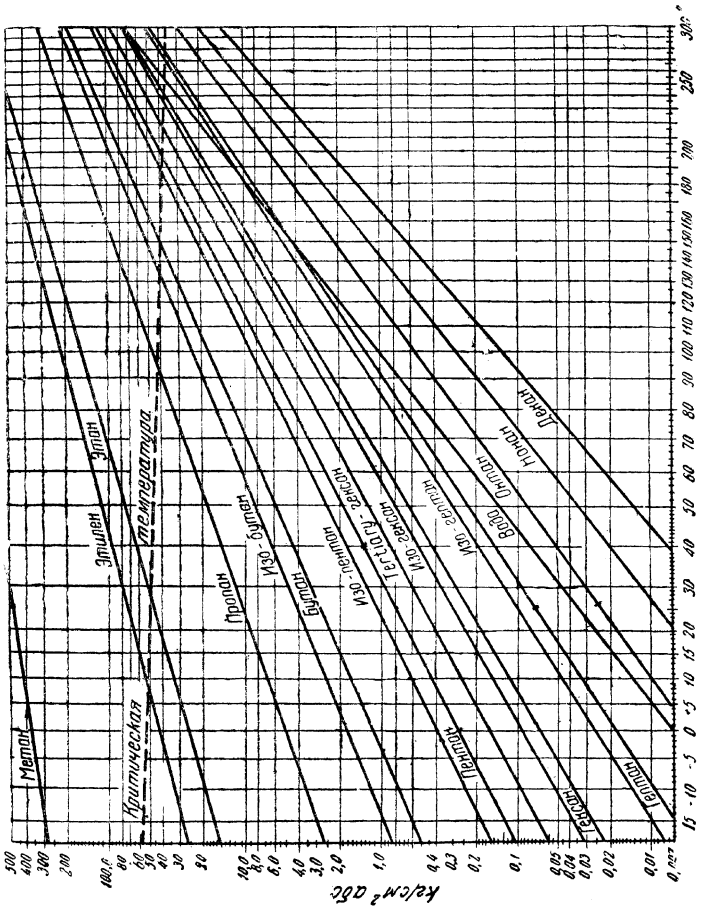
Теплопроизводительность, или теплотворная способность определяется тем количеством тепла, которое выделяется при сжигании единицы веса или единицы объёма вещества и измеряется в калориях.

Для газа теплопроизводительность измеряется в *ккал/кг* и в *ккал/м*^{3}. Эта величина весьма существенна при оценке газа как топлива. Следует отличать низшую теплопроизводительность от высшей; низшая меньше высшей на то количество тепла, которое идет на парообразование воды, заключающейся в продуктах горения.

На практике приходится иметь дело с низшей теплотворной способностью. Теплопроизводительность естественных газов изменяется от 7500 до 12 000 *ккал/м*^{3}. Сухие газы имеют меньшую калорийность на *м*^{3}, чем жирные газы, но более высокую на *кг*.

Для смеси газов теплотворную способность можно вычислить, исходя из состава газа и теплотворной способности его компонентов.

Упругость паров углеводородов измеряется в *мм* рт. столба или в *кг/см*². Этот параметр имеет большое значение при извлечении газо-бензиновых фракций, а также при хранении и транспорте газобензина и жидких газов. Упругость паров отдельных углеводородов в зависимости от температуры приведена на диаграмме (фиг. 1).



Фиг. 1. Упругость паров углеводородных газов.

Упругость для каждого углеводорода различна, причем, чем тяжелее углеводород, тем упругость его меньше. При одновременном нахождении газа и жидкости в ёмкости, трапе или сепараторе разделение на газовую и жидкую фазы происходит в соответствии с упругостью каждого компонента таким образом, что парциальные давления в газе и жидкости для одного и того же компонента будут равны.

Заранее можно сказать, что легких углеводородов (метан, этан, пропан), имеющих высокую упругость паров, в газе будет сравнительно

Свойства газов и паров, входя

№№ по порядку	Наименование компонентов	Химическая формула	Молекулярный вес	Отношение веса углерода к весу водорода	Температура плавления в °С при 760 *мм* рт. ст.	Температура кипения в °С при 760 *мм* рт. ст.	Критическое давление в *кг/см²*
1	Метан	CH_4	16,042	2,98	—182,5	—161,13	47,32
2	Этан	C_2H_6	30,069	3,97	—183,2	— 89	49,78
3	Пропан	C_3H_8	44,095	4,46	—187,2	— 41,11	43,38
4	н-бутан	C_4H_{10}	58,121	4,76	—139,0	— 0,5	38,74
5	Изо-бутан	C_4H_{10}	58,121	4,76	—145,4	— 12,22	38,25
6	н-пентан	C_5H_{12}	72,147	4,96	—129,7	+ 36,11	34,1
7	Изо-пентан	C_5H_{12}	72,147	4,96	—160,6	+ 28	33,89
8	2,2-диметил пропан .	C_5H_{12}	72,147	4,96	— 16,6	+ 9,5	34,1
9	*н*-гексан	C_6H_{14}	86,173	5,11	— 95,5	+ 68,72	30,52
10	*н*-гептан	C_7H_{16}	100,199	5,21	— 90,8	+ 98,4	27,91
11	*н*-Октан	C_8H_{18}	114,226	5,30	— 56,8	+125,62	25,38
12	*н*-нонан	C_9H_{20}	128,252	5,36	— 53,7	+150,73	23,69
13	*н*-декан	$C_{10}H_{22}$	142,278	5,42	— 29,7	+174	21,94
14	Этилен	C_2H_4	28,052	5,96	—169,2	—103,7	52,65
15	Пропилен	C_3H_6	42,079	5,96	—184,9	— 47,8	46,96
16	Бензол	C_6H_6	78,108	11,91	+ 5,5	+ 80,1	49,21
17	Толуол	C_7H_8	92,134	10,43	— 95,1	+110,5	42,95
18	Ацетилен	C_2H_2	26,036	11,91	— 81,0	— 84,2	64,04
19	Водород	H	2,016	—	—259,1	—252,7	13,22
20	Кислород	O_2	32,000	—	—218,4	—183,0	51,32
21	Азот	N_2	28,016	—	—209,8	—195,8	34,59
22	Окись углерода . . .	CO	28,01	—	—207,0	—192,0	36,2
23	Углекислота	CO_2	44,01	—	—	— 78,5	75,6
24	Сероводород	H_2S	34,07	—	— 85,5	— 60,4	92,2
25	Сернистый газ . . .	SO_2	64,06	—	— 72,7	— 10,0	86,8
26	Пары воды	H_2O	18,016	—	0	100	225,6
27	Воздух	—	28,966	—	—	—194,3	38,5
28	Фенол	C_6H_5OH	94,108	—	+ 42,5	—181,4	—

щих в состав природного газа *Таблица 3*

Критическая температура в °С	Вес 1 *л* в жидком виде в *кг* при 760 *мм* рт. ст. и 15,56° С	Грамм-молекул в 1 *мл* жидкости и при 760 *мм* рт. ст. и 15,56° С	Вес 1 *м*³ газа в *кг* при 760 *мм* рт. ст. и 15,56° С	Объем 1 *кг* газа в *м*³ при 760 *мм* рт. ст. и 15,56° С	Уд. вес газа по отношению к воздуху при 760 *мм* рт. ст. и 15,56° С	Кубических метров газа из 1 *м*³ жидкости при 760 *мм* рт. ст. и 15,56° С	Индекс отклонения газа от закона Бойля при 760 *мм* рт. ст. и 15,56° С $u = \frac{RT}{pv}$
— 82,5	(0,3)	0,019	0,677	1,474	0,5538	442,1	1,002
+ 32,28	(0,4)	0,013	1,270	0,787	1,0381	311,1	1,008
96,78	0,509	0,0115	1,862	0,537	1,5222	272,9	1,016
152	0,584	0,0106	2,454	0,407	2,0065	237,5	1,032
134	0,564	0,0097	2,454	0,407	2,0065	229,4	1,030
197,2	0,631	0,0087	3,046	0,329	2,4908	206,6	1,048
187,78	0,625	0,0087	3,046	0,329	2,4908	204,6	1,045
183,89	0,598	0,0083	3,046	0,329	2,4908	195,93	—
234,78	0,664	0,0077	3,638	0,275	2,9749	182	1,066
267	0,688	0,0069	4,231	0,236	3,4592	162,3	1,087
296	0,707	0,0062	4,823	0,207	3,9435	146,3	1,100
322	0,722	0,0056	5,415	0,185	4,4276	133	1,120
346	0,734	0,0052	6,007	0,167	4,9119	121,9	1,140
972	(0,4)	0,014	1,184	0,847	0,9684	333,7	1,006
91,56	(0,5)	0,012	1,777	0,564	1,4527	283,5	1,013
288,5	0,882	0,0113	3,298	0,304	2,6966	266,9	1,030
320,6	0,870	0,0094	3,890	0,257	3,1807	223,2	1,040
36,0	—	—	1,099	0,913	0,8989	—	—
−239,9	0,071	—	0,085	11,78	0,0696	—	0,9993
−118,8	1,140	—	1,351	0,781	1,1048	—	1,00075
−147	0,808	—	1,183	0,847	0,9672	—	1,0003
+139	0,801	—	1,001	0,999	0,9670	—	1,0012
31,1	1,56	—	1,858	0,538	1,5194	—	1,0058
101,5	0,790	—	1,438	0,695	1,1763	548,2	1,0110
218,3	1,460	—	2,705	0,369	2,2122	—	1,0109
374,1	0,999	—	0,761	1,316	0,6220	1312,1	1,0095
−140	0,856	—	1,223	0,818	1,0000	—	1,00039
—	1,081	0,0115	3,973	0,252	3,2488	187,8	—

№№ по порядку	Наименование компонентов	Химическая формула	Уд. теплоемкость при 760 *мм* рт. ст. и 15,56° С для 1 *кг*				Тепло	
			Газ			Жидкость	Калорий из 1 *кг* газа или пара	
			c_p	c_v	$\frac{c_p}{c_v}$	c_p	высшая	низшая
1	Метан	CH_4	0,530	0,405	1,309	—	13 290	11 967
2	Этан	C_2H_6	0,415	0,346	1,198	—	12 418	11 362
3	Пропан	C_3H_8	0,376	0,324	1,161	—	12 051	11 090
4	*н*-бутан	C_4H_{10}	0,357	0,312	1,144	0,55	11 856	10 945
5	Изо-бутан	C_4H_{10}	0 357	0,312	1.144	0,55	11 829	10 917
6	*н*-пентан	C_5H_{12}	0,347	0,309	1,121	0,64	11 734	10 856
7	Изо-пентан	C_5H_{12}	—	—	—	0,53	11 701	10 817
8	2,2-диметил пропан	C_5H_{12}	—	—	—	—	11 662	10 778
9	*н*-гексан	C_6H_{14}	0,339	0,305	1,113	0,536	11 651	10 790
10	*н*-гептан	C_7H_{16}	0,335	0,302	1,109	0,529	11 599	10 745
11	*н*-Октан	C_8H_{18}	0,330	0,300	1,100	0,517	11 545	10 706
12	*н*-нонан	C_9H_{20}	0,327	0,299	1,093	0,518	11 506	10 678
13	*н*-декан	$C_{10}H_{22}$	0,323	0,298	1,084	0,517	11 479	10 656
14	Этилен	C_2H_4	0,362	0,288	1,258	—	12 029	11 278
15	Пропилен	C_3H_6	0,351	0,298	1,180	—	11 701	10 945
16	Бензол	C_6H_6	0,256	—	—	0,414	10 126	9 717
17	Толуол	C_7H_8	—	—	—	0,397	10 262	9 801
18	Ацетилен	C_2H_2	0,407	0,321	1,269	—	11 990	11 584
19	Водород	H	3,4	2,42	1,41	—	33 915	23 624
20	Кислород	O_2	0,218	0,155	1,401	—	—	—
21	Азот	N_2	0,248	0,176	1,404	—	—	—
22	Окись углерода	CO	0,248	0,176	1,404	—	2 418	—
23	Углекислота	CO_2	0,199	0,153	1,304	—	—	—
24	Сероводород	H_2S	0,254	0,192	1,320	—	4 156	3 845
25	Сернистый газ	SO_2	0,152	0,118	1,390	—	—	—
26	Пары воды	H_2O	0,458	0,343	1,335	1,000	—	—
27	Воздух	—	0,241	0,171	1,410	—	—	—
28	Фенол	C_6H_5OH	—	—	—	—	—	—

[1] Эта таблица взята из статьи R. Matteson and W. S. Hanna в журн. „The Oil
в метрические И. Е. Ходановичем, В. Н. Рааб еном и И. Н. Стрижовым.

Продолжение

производительность				Скрытая теплота испарения при 760 *мм* рт. ст. и температуре испарения	Скрытая теплота плавления при 760 *мм* рт. ст. *кал/кг*	Количество воздуха, нужное для горения		Граница воспламеняемости с воздухом в объемных %		Индекс рефракции	Октановое число	
Калорий из 1 $м^3$ газа или пара		Калорий из 1 *л* жидкости				килограммов воздуха на 1 *кг* вещества	кубических метров воздуха на 1 $м^3$ газа	низшая	высшая		по моторному методу	по Research method
высшая	низшая	высшая	низшая									
8 997	8 098	—	—	136	14,0	17,2	9,53	5,0	15,0	—	100+	—
15 751	14 416	4 918	4 497	117	22,7	16,06	16,67	3,22	12,45	—	100+	—
22 425	20 637	6 120	5 629	100	19,1	15,65	23,82	2,37	9,5	—	99,5	—
29 064	26 821	6 901	6 367	92,2	18,0	15,43	30,97	1,86	8,41	—	90,5	—
9 020	26 786	6 340	6 139	87,8	—	15,43	30,97	1,80	8,44	—	97,0	—
5 738	33 051	7 370	6 812	85,0	27,7	15,30	38,11	1,40	7,80	1,3577	61	—
35 631	32 944	7 283	6 766	81,1	16,89	15,30	38,11	1,32	—	1,3540	89	—
35 507	32 828	—	—	75,6	—	15,30	38,11	—	—	1,3390	—	—
42 377	39 243	7 700	7 126	81,1	36,1	15,21	45,26	1,25	6,9	1,3750	25	—
49 015	44 327	7 939	7 355	76,7	33,1	15,15	52,41	1,00	6,00	1,3878	0	0
55 654	50 521	8 126	7 535	72,8	43,2	15,10	59,55	0,95	—	1,3976	—17	—
62 293	56 697	8 274	7 675	69,4	41,1	15,06	66,70	0,83	—	1,4056	—28	—
68 923	62 891	8 394	7 795	66,7	48,3	15,04	73,85	0,67		1,4120	—53	—
14 247	13 348	4 752	4 451	115,6	28,5	14,76	14,29	2,75	28,60	—	—	100
20 779	19 435	5 879	5 497	105	17,2	14,76	21,44	2,00	11,10	—	—	100
33 371	32 036	8 900	8 537	94,4	30,5	13,25	35,70	1,41	6,75	1,5012	—	—
39 867	38 088	8 899	8 496	86,7	17,2	13,35	42,88	1,27	6,75	1,4969	—	—
13 250	12 805	—	—	164,4	—	13,25	11,91	2,5	80,0	—	—	—
2 883	2 429	—	—	107,8	15,2	34,23	2,38	4,0	74,2	—	—	—
—	—	—	—	51,1	3,3	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	47,8	6,1	—	—	—	—	—	—	—
2 856	—	—	—	50,5	8,0	24,63	2,38	12,5	74,2	—	—	—
—	—	—	—	—	45,3	—	—	—	—	—	—	—
5 980	5 526	—	—	131,1	16,6	6,07	7,15	4,3	45,5	—	—	—
—	—	—	—	95,0	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	538,9	79,4	—	—	—	—	1,333	—	—
—	—	—	—	51,1	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	8 473	7 983	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Gas Journal", 1942, т. 41, № 2, стр. 33. Американские меры перечислены

больше, чем в жидкости и, наоборот, более тяжелых углеводородов в газе будет меньше, чем в жидкости.

Основные свойства углеводородных газов и паров приведены в табл. 3.

В табл. 4 дана скрытая теплота испарения для разных углеводородов в зависимости от давления.

Таблица 4

Скрытая теплота испарения углеводородов в зависимости от давления, *кал/кг*

Давление, *ата*	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Изобутан	Пентан	Гексан
1,0	136	114	106	92	89	83,5	79
2,0	115	109	89	85	82	78	74
5,0	111	103	89	77,5	73,5	68,5	65
10,0	103	94	78	68	65,5	60	55,5
15,0	97	83,5	68,5	58,5	56	52	48
20,0	92	78	64	53	50	45	40
25,0	84	68	56	44,5	40,5	33,4	22,2
30,0	76	65,5	46,5	31	31	17,8	—

ЗАКОН БОЙЛЯ-МАРИОТТА

В 1662 г. английский физик и химик Роберт Бойль установил закон сжатия газов, который гласит: при постоянной температуре объёмы газа обратно пропорциональны его давлению.

В 1676 г. этот закон был экспериментально проверен французским аббатом Мариоттом, и с тех пор закон сжатия газов назван по имени обоих исследователей.

Если обозначить через v_1 и v_2 объёмы, занимаемые газом, а через p_1 и p_2 — соответствующие давления, то по закону Бойля-Мариотта

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{p_2}{p_1},$$

или

$$v_1 p_1 = v_2 p_2 = VP = \text{const}, \qquad (4)$$

т. е. произведение давления на объём для данной температуры газа есть величина постоянная.

Так как удельные объёмы газа равны обратной величине удельных весов, т. е.

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\gamma_2}{\gamma_1},$$

то

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{\gamma_1}{\gamma_2},$$

где γ_1 и γ_2 — удельные веса газов.

ЗАКОН ГЕЙ-ЛЮССАКА

Если закон Бойля-Мариотта дает зависимость объёмов газа от различных давлений при постоянной температуре, то закон Гей-Люссака устанавливает зависимость между объёмом газов и температурой при постоянном давлении и читается так: увеличение объёма газа при постоянном давлении прямо пропорционально его абсолютным температурам, т. е.

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{T_1}{T_2},$$

или, заменяя удельные объёмы через удельные веса, получим:

$$\frac{\gamma_1}{\gamma_2} = \frac{T_2}{T_1}$$

или

$$\gamma_1 T_1 = \gamma_2 T_2 = \gamma T = \text{const}. \tag{5}$$

Опытным путем над различными газами при постоянном давлении установлено, что при нагревании газа на 1° С объём его увеличивается на 1/273 от его объёма при 0° С. При охлаждении газа на 1° С объём соответственно уменьшится.

ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОЕ УРАВНЕНИЕ ГАЗОВ

Сопоставляя законы Бойля-Мариотта и Гей-Люссака, можно получить уравнение, которое связывает три переменных величины:

$$P,\ V \text{ и } T.$$

Это уравнение имеет вид:

$$V\,\frac{P}{T} = \text{const}$$

или, обозначая постоянную величину через R, получим для 1 *кг* газа

$$PV = RT. \tag{6}$$

Для G *кг* газа уравнение будет:

$$PV = GRT. \tag{7}$$

Постоянная R называется газовой постоянной; для разных газов она различна. Газовую постоянную можно вычислить двумя способами:

1. По известному удельному объёму или удельному весу газа. Например, при 0° С и 760 *мм* рт. ст. или $P_0 = 10\,333$ *кг/м*^{2}, уд. вес сухого воздуха равен $\gamma_0 = 1{,}293$ *кг/м*^{3}, следовательно, газовая постоянная для воздуха будет:

$$R = \frac{P_0 \cdot V_0}{T_0} = \frac{P_0}{\gamma_0 T_0} = \frac{10\,333}{1{,}293 \cdot 273} = 29{,}27 \ \ кгм/кг.$$

2. По молекулярному весу газа из уравнения

$$R=\frac{848}{M},$$

где M — молекулярный вес газа. Для воздуха

$$M=28{,}966,$$

тогда

$$R=\frac{848}{28{,}966}=29{,}27,$$

так как 848 — газовая постоянная одного моля.

Таким образом, оба способа дают практически одинаковые результаты.

Газовая постоянная для смеси газов может быть определена теми же способами, что и для индивидуальных газов, а именно:

1) $$R=\frac{G_1}{G}R_1+\frac{G_2}{G}R_2+\frac{G_3}{G}R_3,$$

где G_1, G_2, G_3 — содержание отдельных газов в смеси по весу,
R_1, R_2, R_3 — газовые постоянные отдельных газов, входящих в смесь,
G — вес смеси.

2) $$R=\frac{848}{M_{cp}}=\frac{848}{\frac{V_1}{V}M_1+\frac{V_2}{V}M_2+\frac{V_3}{V}M_3},$$

где M_1, M_2, M_3 — молекулярные веса отдельных газов, входящих в смесь;
M_{cp} — средний молекулярный вес смеси;
$\frac{v_1}{V}$, $\frac{v_2}{V}$, $\frac{v_3}{V}$ — относительные объёмные содержания отдельных газов в смеси.

Законы Бойля-Мариотта и Гей-Люссака имеют значительные отклонения.

Чтобы отразить наиболее точно законы сжатия и расширения газов с учетом объёма молекул и сил притяжения их, голландский физик Ван-дер-Ваальс в 1879 г. предложил уравнение следующего вида:

$$\left(P+\frac{a}{V^2}\right)(V-b)=RT, \qquad (8)$$

где a — константа сцепления молекул;
b — учетверенный объём газовой молекулы.

для метана	$a=0{,}00357;$	$b=0{,}00161;$
для этана	$a=0{,}0160;$	$b=0{,}0028;$
для пропана	$a=0{,}01727;$	$b=0{,}00377;$

Уравнение Ван-дер-Ваальса дает более точные данные для изменения объёма газа, чем закон Бойля-Мариотта, однако широкому его распространению препятствует отсутствие необходимых экспериментальных данных по установлению констант в этом уравнении.

ЗАКОН ДАЛЬТОНА

В 1800 г. английский химик и физик Джон Дальтон установил закон парциальных давлений, названный впоследствии законом Дальтона. Этот закон гласит: общее давление газовой смеси складывается из суммы парциальных давлений, которые создаются каждым отдельным газом, как будто каждый газ занимает все пространство.

$$P = p_1 + p_2 + p_3 + \ldots + p_n \qquad (9)$$

где P — общее давление газовой смеси;

p_1, p_2, p_3, $\ldots$ p_n — парциальные давления отдельных газов.

Амага аналогично установил закон парциальных объёмов: общий объём, занимаемый смесью газа, равен сумме парциальных объёмов отдельных газов или

$$V = v_1 + v_2 + v_3 + \ldots v_n \qquad (10)$$

где V — объём газовой смеси;

v_1, v_2, v_3 — парциальные объёмы отдельных газов, приведенные к общему давлению.

ЗАКОН АВОГАДРО

В 1811 г. итальянский физик Авогадро, рассматривая отношения объёмов элементарных газов и их газообразных химических соединений, сделал предположение, что равные объёмы любых газов при одинаковых температуре и давлении содержат одинаковое число молекул. Впоследствии это предположение было подтверждено и получило силу закона, названного именем Авогадро.

Из этого закона следует также, что удельные веса газов γ при одинаковых температурах и давлениях прямо пропорциональны молекулярным весам M, т. е.

$$\frac{\gamma_1}{\gamma_2} = \frac{M_1}{M_2};$$

так как

$$\frac{\gamma_1}{\gamma_2} = \frac{v_2}{v_1},$$

то

$$M_1 v_1 = M_2 v_2 = MV = \text{const}. \qquad (11)$$

Весовое количество M *кг* газа (где M — молекулярный вес) носит название килограмм-молекулы. Таким образом, уравнение Mv=const свидетельствует, что объём одной килограмм-молекулы для данных температуры и давления для всех газов есть величина постоянная. Эту величину можно определить, зная удельный объём или удельный вес газа и его молекулярный вес Так, например, удельный вес кислорода при 0° и 760 *мм* рт. ст. равен γ=1,429 *кг*/*м*^{3}, молекулярный вес M=32, тогда 1 моль кислорода весит 32 *кг* и занимает объём 32 : 1,429=22,4 *м*^{3}.

Удельный вес газа может быть определен по его молекулярному весу из следующего соотношения:

$$\gamma = \frac{M}{22{,}4} = 0{,}0445 \cdot M \ кг/м^3,$$

где M — молекулярный вес газа.

ЗАКОН ГЕНРИ

Изучая растворимость газов в жидкостях, английский химик Генри в 1803 г. установил, что если газ и жидкость не действуют друг на друга химически, то при постоянной температуре весовое количество газа, растворяющегося в определенном количестве жидкости, приблизительно прямо пропорционально абсолютному давлению этого газа на жидкость. Если над жидкостью находится смесь газов, то каждый газ растворяется пропорционально своему парциальному давлению.

Изучение растворимости газов в нефтях имеет большое практическое значение.

Растворенный газ несколько увеличивает объём нефти, понижает ее удельный вес и вязкость, способствуя более быстрому притоку ее к забою скважины. Растворимость газа в жидкости протекает до определенного предела, т. е. до насыщения жидкости. Этот предел зависит от характера и объёма жидкости, от состава и давления газа и от температуры.

Отношение объёма растворенного газа (при давлении растворения) к объёму жидкости для заданной температуры является постоянной величиной и называется коэфициентом растворимости данного газа в данной жидкости. Этот коэфициент колеблется в значительных пределах от 0,25 до 2,0. Для бакинских нефти и газа при t=40° С и P=65 *ата* коэфициент растворимости равен 0,576.

ЗАКОН РАУЛЯ

Растворение какого-либо газа в жидкости будет происходить до тех пор, пока парциальное давление в газе сравняется с его парциальным давлением в жидкости. Тогда наступает равновесие фаз. Закон Рауля определяет это физическое равновесие математически: $p=\theta \cdot x$ и читается так: парциальное давление растворенного газа или пара (p) в жидкости равно произведению упругости этого газа в чистом виде при данной температуре (θ) на мольную концентрацию его в жидкости (x).

По закону Дальтона, парциальное давление компонента в паровой фазе (p_1) равно произведению мольной концентрации этого компонента в паровой фазе (y) на общее давление (P), т. е. $p_1 = Py$.

Так как при равновесии фаз парциальные давления в паровой фазе и в жидкости равны, то можно написать:

$$\theta x = Py$$

или

$$\frac{\theta}{P} = \frac{y}{x} = K, \qquad (12)$$

где K — константа равновесия.

Константы равновесия для каждого компонента зависят от температуры и давления. Обычно их значения для расчетов берут из кривых.

Глава III

ОТКЛОНЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ОТ ФИЗИЧЕСКИХ ЗАКОНОВ

Рассмотренные выше законы газового состояния справедливы только для идеальных газов, для реальных же газов эти законы являются приближенными.

Отклонение от закона Бойля-Мариотта впервые было установлено в конце XVIII в. фон-Морумом, который, изучая аммиак, нашел, что он сжимается сильнее воздуха.

В 1847 г. Реньо, экспериментально проверяя закон Бойля-Мариотта, установил, что этот закон является приближенным и что все газы, кроме водорода, сжимаются больше, чем это следует из закона.

После этого многочисленными исследователями были даны характер и величины отклонения различных газов от закона Бойля-Мариотта. Установлено, что для небольших давлений отклонения незначительны, для высоких же давлений эти отклонения приобретают уже существенное практическое значение.

Применяемые давления в настоящее время в промышленности при перекачке газа по газопроводам (до 50 *ат*), при закачке газа в баллоны (до 200 *ат*) или при закачке в пласт требуют внесения поправки на отклонение газа от закона Бойля-Мариотта.

Процент отклонения природных газов от закона Бойля-Мариотта можно приближенно определить по формуле: [1]

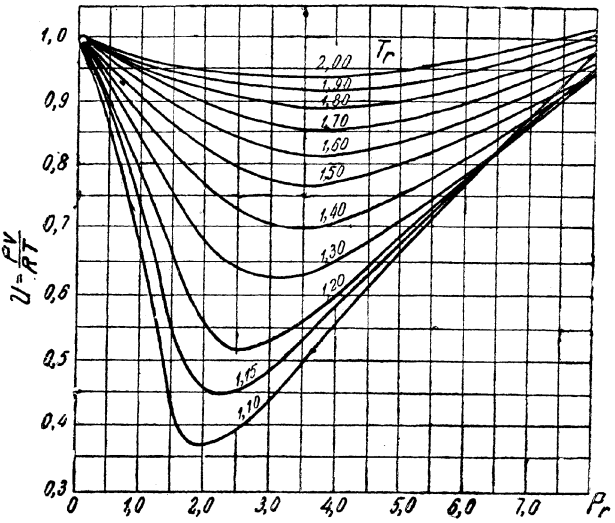
$$N = \frac{2{,}26\,P\,(M + 4\,E + 3\,y + 0{,}22\,a)}{1000}, \qquad (13)$$

где N — процент отклонения;
P — давление в *ати*;
M — процент метана в газе;
E — процент этана в газе;
y — процент углекислоты в газе;
a — процент воздуха в газе.

Профессор Броун экспериментально определял сжимаемость природных газов и отклонение от закона Бойля-Мариотта. На основании этих данных он построил кривые, по которым величину отклонения можно определить двумя способами: а) по составу газа, б) по удельному весу газа по отношению к воздуху (фиг. 2).

[1] Bureau of Mines Technical Paper, № 158.

В табл. 5 дан состав газа, для которого определено отклонение от закона Бойля-Мариотта и найдены средние критические давления и температура.



Фиг. 2. Факторы сжимаемости для естественных газов.

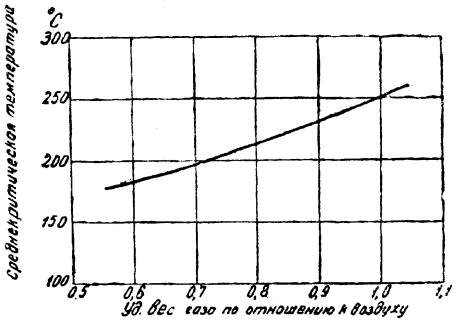
Таблица 5

Определение среднекритического давления и температуры

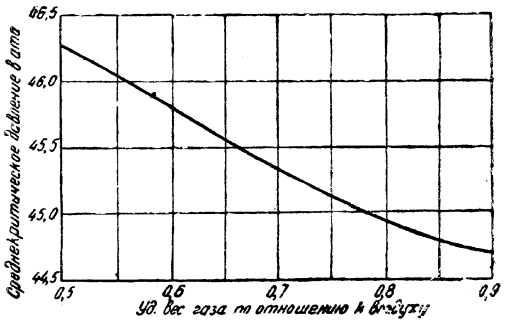
Состав газа		Содержание в объемных процентах	Средний молекулярный вес	Критич. давление каждого компонента	Критич. температура каждого компонента	Среднеприведенное критическое давление	Среднеприведенная критическая температура
наименование	формула						
Метан	CH_4	83,19	13,34	47,32	191	39,2	158,0
Этан	C_2H_6	8,48	2,55	49,78	305	4,2	25,8
Пропан	C_3H_8	4 37	1,93	43,38	370	1,9	16,2
Изобутан	iC_4H_{10}	0,76	0,44	38,25	407	0,3	3,1
н-Бутан	nC_4H_{10}	1,68	0.98	38 74	425	0,6	7,1
Изопентан	iC_5H_{12}	0,57	0,41	33,89	461	0,2	2.6
н-Пентан	nC_5H_{12}	0,32	0,23	34,1	470	0.1	1,5
Гексан	C_6H_{14}	0,63	0,54	30,52	508	0.2	3,2
		100,00	20,42			46,7	217,5

Примечания. 1. Колонка 7 получается от умножения колонок 3 и 5.
2. Колонка 8 получается от перемножения колонок 3 и 6.

Зная средние критические давление и температуру, находят приведенные давления и температуру, по которым, пользуясь кривыми, определяют коэфициент сжимаемости газа.



Фиг. 3. Среднекритическая температура и удельный вес газа.



Фиг. 4. Среднекритическое давление и удельный вес газа.

Допустим, что нам требуется определить коэфициент сжимаемости указанного в табл. 5 газа для давления 50 *ат* и температуры 30° С. Приведенное давление и температура будут:

$$P_r = \frac{50}{46{,}7} = 1{,}07, \tag{14}$$

$$T_r = \frac{303}{217{,}5} = 1{,}4. \tag{15}$$

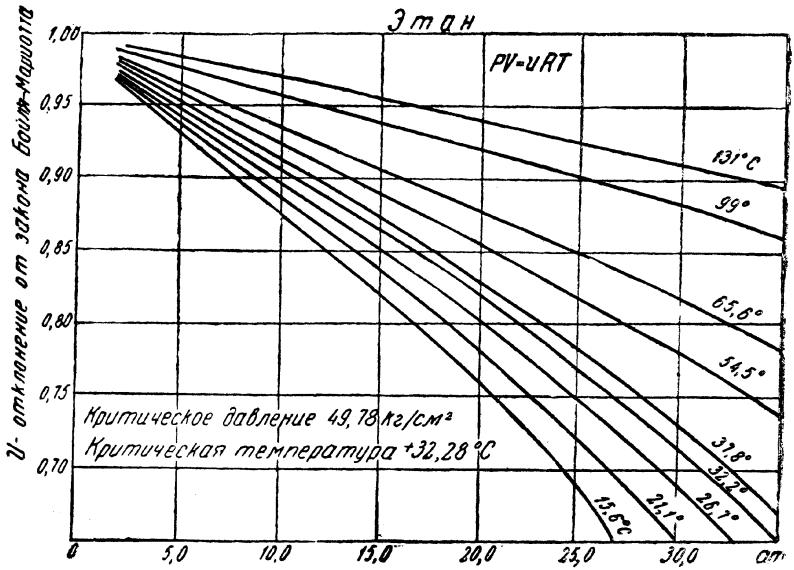
Из графика (фиг. 2) для найденных P_r и T_r $u = 0{,}87$.

Отклонение от закона Бойля-Марриота будет в процентах

$$N = \frac{100}{u} - 100 = 15\%.$$

Если состав газа неизвестен, а известен только его удельный вес по воздуху, то по кривым проф. Броуна можно найти среднекритические давление и температуру, а по ним из графика (фиг. 2) определить сжимаемость газа и отклонение от закона Бойля-Мариотта.

Удельный вес по воздуху приведенного выше состава газа равен 0,705. Из кривой (фиг. 3) находим среднекритическую температуру $T_{скр} = 214$, а из кривой (фиг. 4) среднекритическое давление $P_{скр} = 47{,}0$.



Фиг. 5. Отклонение от закона Бойля-Мариотта для этана.

Приведенные давление и температура будут:

$$P_r = \frac{50}{47} = 1{,}064, \tag{16}$$

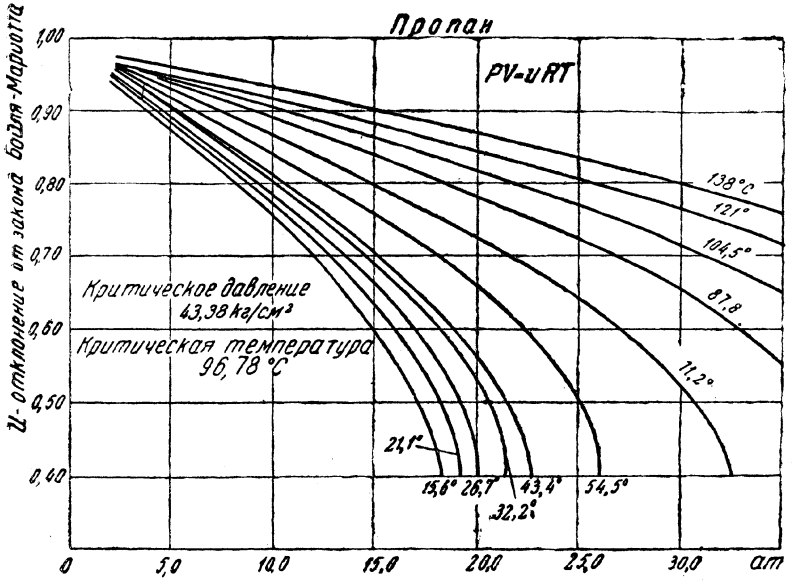
$$T_r = \frac{303}{214} = 1{,}414, \tag{17}$$

тогда

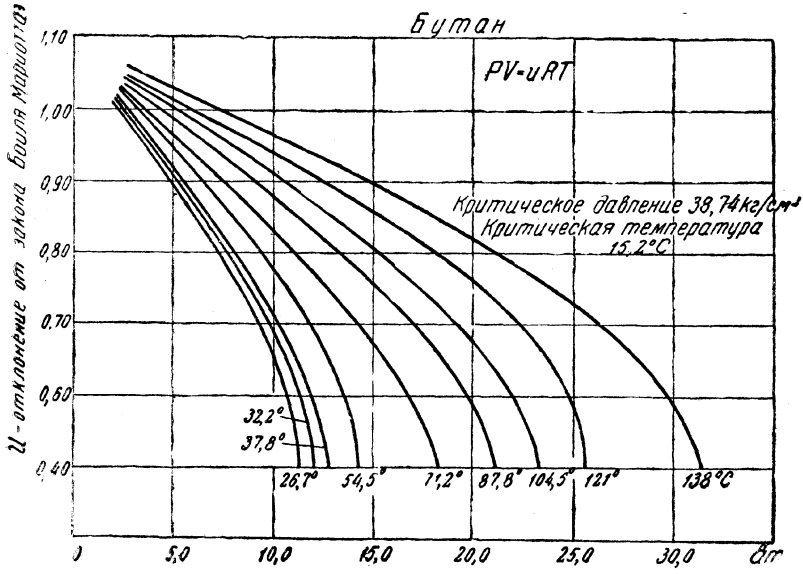
$$u = 0{,}87 \quad \text{и} \quad N = 15\%,$$

т. е. оба определения дают одни и те же результаты.

На фиг. 5, 6 и 7 приведены кривые отклонения от закона Бойля-Мариотта для этана, пропана и бутана.



Фиг. 6. Отклонение от закона Бойля-Мариотта для пропана



Фиг. 7. Отклонение от закона Бойля-Мариотта для бутана.

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

ДОБЫЧА ГАЗА

Глава IV

РЕГУЛИРОВАНИЕ ДЕБИТА И ДАВЛЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

НЕОБХОДИМОСТЬ УСТАНОВЛЕНИЯ „ПРОЦЕНТА ОТБОРА"

Промышленная продуктивность и оптимальное давление при эксплоатации

В эксплоатации газовых скважин главным является вопрос о регулировании давления в скважине и об установлении определенных размеров эксплоатационного дебита.

Отбирать можно лишь определенный рациональный процент того дебита, который скважина дает, будучи сполна открыта.

В области добычи газа существует термин «практическая продуктивность скважины» [1]. Размеры практической продуктивности выражают в процентах от дебита сполна открытой скважины, и в США считают, что практическая продуктивность не должна превышать 25% дебита открытой скважины. Практическая продуктивность есть эффективный и экономически выгодный дебит. Указанные размеры ограничения в виде 20 или 25% относятся к более или менее крупным дебитам и к начальным стадиям эксплоатации. После того, как вследствие истощения пласта давление в нем сильно понизилось, допустимо брать весь дебит, который может давать скважина. В последнюю стадию эксплоатации можно добывать газ под вакуумом.

Практическая продуктивность скважины есть определенная для каждого месторождения величина. Она составляет лишь некоторую долю того максимального дебита, который скважина в течение короткого времени может давать, если ее сполна открыть в атмосферу или направить газ в газопровод, не оказывающий существенного противодавления на пласт. Практическая продуктивность скважины есть именно промышленная продуктивность. Она длится долгое время и не приносит вреда ни скважине, ни пласту. При такой продуктивности пласт и скважина спокойно работают. Для получения практической продуктивности нужно добывать газ с определенным противодавлением. Для каждого пласта существует «оптимальное рабочее давление» в скважине против пласта.

---

[1] W. F. Heissler, Natural Gas, 1937.

Это оптимальное давление и определяет «практическую продуктивность». Его выражают в процентах от давления в скважине, сполна закрытой, т. е. от того давления, которое во время добычи имеется в пласте в удалении от скважины, там, где пласт еще не истощен.

Детальное изучение газовых месторождений района Осэдж в штате Оклахома показало, что оптимальное рабочее давление в пласте около скважины, т. е. абсолютное давление на дне скважины во время эксплоатации составляет 90% давления на дне скважины, сполна закрытой, и что практическая продуктивность скважины при таком давлении составляет 20% дебита скважины, сполна открытой. Для эксплоатации района Осэдж и был установлен этот способ, получивший название «90-процентный метод».

90-процентный метод распространился и в некоторых других газоносных районах США.

Исследование прочих газоносных районов Оклахомы показало, что „практическая продуктивность" скважин в них при 90% давления составляет 25% дебита скважины, сполна открытой.

Всякая газовая скважина более или менее значительного дебита есть газовый фонтан, так как газ сам выходит из скважины. Всякий газовый фонтан, как и нефтяной, должен быть отрегулирован. Газовый дебит еще более нуждается в регулировании, чем нефтяной, так как скорость вытекания газа из пласта во много раз больше скорости вытекания нефти.

РАЗРУШИТЕЛЬНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ЧРЕЗМЕРНОГО ДЕБИТА

Добыча газа из скважин с чрезмерным процентом отбора может иметь разрушительные последствия.

Кратер

Если скважина дала очень большой дебит, выходящий из нее с громадной скоростью газ может выбросить обсадные трубы, разрушить вышку, раскрыть воду, размыть стенки скважины и превратить скважину в кратер. Это влечет за собой обводнение и гибель части месторождения, окружающей скважину. В истории газового и нефтяного дела было много таких случаев образования кратеров вследствие выхода из скважины громадных количеств газа с большой скоростью. В 1927 г. в газоносном районе Монро в штате Луизиана мы видели такой кратер, возникший из газовой скважины. Он представлял озеро грязной воды, длиной около 60 *м*, шириной — около 40 *м*. По нему в тихую погоду вздымались волны вышиной до 3 *м*. Это — газ подымал воду. В озере плавали обломки вышки. Все остальное провалилось в озеро или кратер. Ушло в атмосферу громадное количество газа.

Случаи превращения газовых фонтанов в кратеры были и в СССР.

Газ может сильнее разрушать стенки скважины, чем нефть, так как его скорость вытекания из пласта и протекания по скважине в десятки раз превышает скорость нефти, а скорость создает «скоростной напор», могущий превращаться в механическую работу.

При большой скорости газ выбрасывает породу пласта, выбрасывает камни, обсадные трубы и пр., разрушает стенки скважины и вышку, выбрасывает раскрывшуюся верхнюю воду и т. д. Вместе с тем в атмосферу уходит из пласта громадное количество газа.

Когда мы высказывали мнение, что при большом дебите скважины газ может итти по пласту к скважине с большой скоростью, некоторые исследователи нам возражали, говоря: газ по пласту даже при большом дебите идет медленно. При этом они основывались на формулах Дарси, Слихтера, Шривера, Л. С. Лейбензона и др. Действительно, в этих формулах есть поперечное сечение пористого пласта или его мощность. Если разделить Q *м*³/*сек* на поперечное сечение пористого пласта в *м*², получится малая скорость. Но одинакового равномерного течения газа по всей мощности пористого пласта никогда не бывает. Пласты имеют неоднородную структуру. Они содержат поры и каналы различных размеров и разного характера. Пласт обычно состоит из отдельных слоев различной пористости и разной проницаемости. В пласте есть самые разнообразные пути для газа: широкие и узкие: более или менее прямолинейные и извилистые; пути с пережимами; пути, кончающиеся тупиками; пути, поворачивающие обратно; хорошие, прямые широкие трещины с гладкими стенками; неровные, узкие, извилистые трещины; открытые трещины; засоренные или полузаполненные трещины; каверны и т. д. Особенно неоднородны пути в известняках и доломитах.

Газ к скважине идет, главным образом, по наиболее широким каналам, трещинам и порам. Он идет по избранным путям, и в них при большом дебите скважины он имеет большую скорость. По узким извилистым каналам он идет медленно. Одновременно с этим в мелкопористых частях пласта газ может стоять неподвижно. В пласте наблюдается явление движения газа обходными путями, причем значительная часть мощности пласта может остаться в стороне от движения газа.

Нельзя брать «среднюю скорость» для всей «эффективной пористости» или для всей мощности пласта. Средней скорости фактически не существует. Есть лишь фактические скорости и при том самые разнообразные. Главная масса газа, снабжающая скважину большого дебита, движется по избранным путям с очень большой скоростью. Лишь малая часть газа движется по пласту медленно. Вместо того, чтобы выводить какую-то среднюю скорость, деля Q *м*³/*сек* на площадь сечения пористого пласта, нужно диференцировать эффективную пористость по категориям и для каждой категории определить скорость.

Многие исследователи к движению газа в пористом пласте прилагают «законы фильтрации». Природный пласт не есть фильтр, аналогичный искусственному однородному фильтру.

С указанными явлениями столкнулись на нефтяных промыслах при вторичных способах добычи нефти, а именно — при нагнетании газа в пласт. Газ нагнетался через определенные скважины и должен был вытеснить нефть к эксплоатационным скважинам. Во многих случаях оказалось, что газ не шел равномерно по всему пласту и не вытеснял всю нефть, а прорывался по отдельным путям, обходя главную

массу нефти. Это явление причинило много затруднений и оно до сих пор удовлетворительно не разрешено.

И. М. Муравьев и А. П. Крылов в 1940 г. [1] описали газовый фонтан скв. № 11 на месторождении Шонгар Бакинского района. Скважина имела глубину 1633 *м*, и в нее были спущены обсадные трубы следующего диаметра: 18″ до глубины 151 *м*, 14″ —до глубины 835 и 8″ — до глубины 1398 *м*. Все эти трубы были зацементированы. На устье скважины была фонтанная арматура, через которую и был пущен газ, когда начался газовый фонтан. Фонтанирование газа с песком проело фонтанную арматуру и сорвало ее. Газ начал бить открыто из труб 8″. Он разрушил верхнюю часть вышки и нижнюю часть зацементированной колонны 8″. Газ выбрасывал большие куски сухой плотной глины, песок и куски стали от разрушенных труб. Этот фонтан удалось каптировать и снова установить фонтанную арматуру. Газ был пущен через штуцер диаметра 1,25″. Давление при этом перед штуцером было 60 *ати*, и скважина давала более 5000 тыс. $м^3$ газа в сутки. Фактическая скорость сжатого газа была в трубах диаметром 8″ 35 *м/сек* и в штуцере — 1410 *м/сек*.

Искусство эксплоатации газовых скважин заключается в том, чтобы не допустить большой скорости вытекания газа из пласта.

Пробки

Если пласт состоит из рыхлого песка, то при большой скорости газ уносит с собой песок и, как говорят, «ставит пробку». Это явление выражается в том, что нижняя часть скважины до какой-то высоты заполняется песком. Высота пробки бывает разная. Промежутки между зернами песка заполняются мелкими частицами породы.

Скважина сначала уменьшает дебит, а затем совсем перестает давать газ, так как забита песком и мелкими частицами породы. Ее нужно чистить. Это — трудная и долговременная операция. За время чистки накапливается давление в пласте вокруг скважины. После того как пробка вычищена, а иногда даже и тогда, когда еще не вся пробка вычищена, скопившийся газ выбрасывает остаток пробки и ставит новую пробку, и так далее в том же порядке, если на пласт при чистке пробки не оказывается нужное противодавление. Такая периодическая чистка, чередующаяся с новыми выбросами и новыми пробками, может длиться неделями и даже месяцами. В пласте вокруг скважины может образоваться каверна от выброшенного песка. Может обрушиться кровля пласта и раскрыться вода, которую при таких обстоятельствах вновь закрыть очень трудно, а иногда и невозможно.

Геолог В. П. Савченко дает конкретный пример образования пробок: [2]

«Примером эксплоатации скважин с неустойчивыми породами на забое является эксплоатация скважин Приазовского газового место-

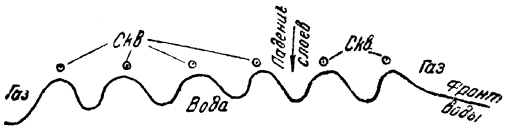
[1] И. М. Муравьев и А. П. Крылов „Курс эксплоатации нефтяных месторождений", стр. 150 и 151, 1940.

[2] „Установление оптимального эксплоатационного режима газовых месторождений и скважин Бугурусланского района», стр. 8, март, 1944 г.

рождения близ Мелитополя. Газосодержащими породами здесь являются тончайшие прослои тонкозернистых песков, чередующихся с тонкими прослоями мягких глин. Мощность прослоя песка или глины часто не превышает 1 *мм*. При резком снижении давления газ благодаря увеличению скорости разрушает рабочий забой скважины и приводит к образованию песчано-глинистых пробок. Если же в скважину попадает вода, забойные породы превращаются в густую грязь, и скважина выходит из строя».

Язык воды. Конус воды. Преждевременное затопление

Если скважина находится недалеко от контура пластовой воды, чрезмерный отбор газа вызывает «язык воды», притягивающийся к скважине. Когда этот язык воды захватит скважину, добыча газа прекращается. При урегулированном отборе фронт воды приближался бы к скважине медленно, не образуя языка. Давление вдоль фронта выравнивалось бы, и скважина за время своей эксплоатационной



Фиг. 8.

жизни могла бы дать газ с большой площади вокруг скважины, выше и ниже по пласту до первоначального фронта воды. Процент отбора должен быть таков, чтобы газ со всей этой большой площади успел поступить в скважину. Если эксплоатируется длинный ряд скважин,



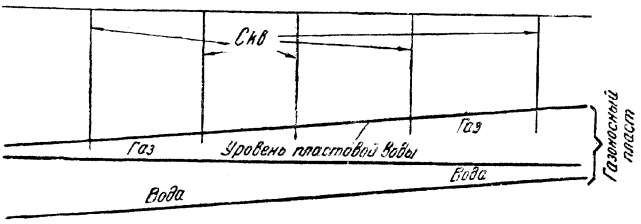
Фиг. 9.

вытянутый параллельно фронту воды, все скважины должны эксплоатироваться с одинаковым противодавлением на пласт, чтобы по мере добычи газа пластовая вода двигалась к скважинам не отдельными языками, а прямолинейным фронтом, параллельным серии скважин или в виде длинной дуги большого радиуса. При чрезмерном отборе газа может получиться фронт воды, изображенный на фиг. 8.

При продолжении чрезмерного отбора языки воды могут захватить скважины и соединиться. Позади фронта воды в пласте будут захвачены водой островки газа или отдельные скопления его. Эти островки газа так и останутся недобытыми (фиг. 9). Местоположение и размеры их останутся неизвестными.

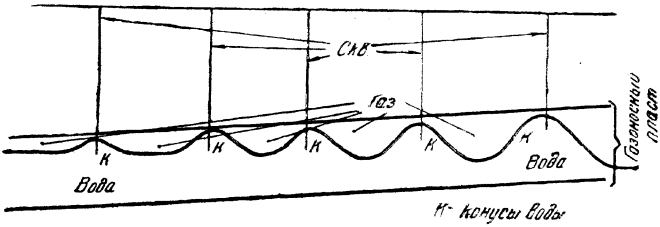
Если газоносный пласт имеет большую мощность и очень слабый наклон, пластовая вода может на значительном протяжении по восстанию слоев заполнять нижнюю часть пласта, а из верхней части скважины можно долгое время добывать газ, как это показано на фиг. 10.

При таких условиях нужно добывать газ также с малым процентом отбора. Если газ добывается с чрезмерным процентом отбора, получится картина, показанная на фиг. 11.



Фиг. 10.

Чрезмерный отбор газа притягивает воду к скважине. Получаются «конусы воды». Они захватывают нижние части скважин. Приток газа в скважины сначала уменьшается, а затем прекращается. В промежутках между скважинами остался газ, который не будет добыт.

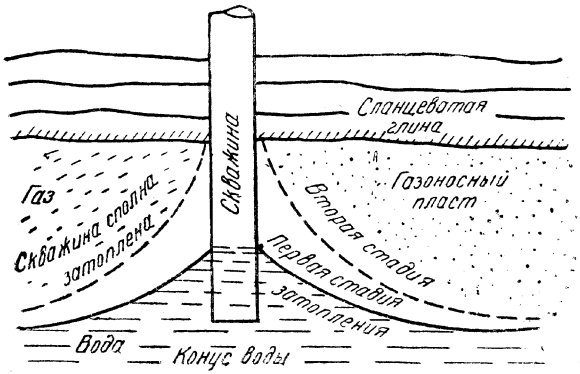


Фиг. 11.

Пока еще в такую скважину, несполна захваченную конусом воды, продолжается приток газа, можно уменьшить процент отбора и увеличить противодавление на пласт. Этим иногда удается осадить конус воды, после чего приток газа в скважину может увеличиться. Аналогично можно поступить и с притягиванием, по фиг. 8 и 9, языков воды, причем конус воды легче осадить, чем язык воды. Но очень часто операторы, ведущие работы на газовом промысле, не разбираются в этих явлениях и не знают, что скважина захватывается конусом или языком воды. Они думают, что вообще пласт водоносен, и вода идет по пласту вместе с газом, и что усиленный отбор воды поможет делу и вызовет увеличение притока газа, т. е. делают как раз противоположное тому, что надо делать. Убедившись, что усиленная

откачка воды не помогла и скважина перестала давать газ, эти операторы успокаиваются, придя к заключению, что весь газ, какой могла дать скважина, добыт, и ликвидируют скважину. При правильном же проценте отбора такая скважина могла бы дать газа в несколько раз больше.

Фиг. 12 показывает скважину, заполненную конусом воды вследствие чрезмерного отбора газа. Вода дошла до кровли пласта и изолировала скважину от газа, находящегося в верхней и средней частях пласта вокруг скважины.



Фиг. 12.

Засорение пласта сухой пылью

Предположим, что скважина находится далеко от контура пластовой воды и ей не угрожает опасность преждевременного затопления. Предположим также, что газоносный пласт состоит из устойчивой породы и при чрезмерном отборе скважина не превратилась в кратер и не ставит песчаные пробки. Как будто все обстоит благополучно? Многие так и думают и не подозревают, что в пласте могут происходить следующие явления.

При чрезмерном отборе получается чрезмерно большая скорость движения газа по пласту к скважине. Эта скорость особенно велика около скважины. При такой скорости газ несет мелкие частицы породы и того цемента, который содержится в порах газоносного пласта и между зернами пласта. Эти частички, концентрически сходясь к скважине, в узком пространстве около скважины сближаются, сталкиваются и не успевают при сходящемся радиальном потоке пройти в скважину. В результате они плотно забьют все поры и каналы в пласте около скважины, и поступление газа в скважину сначала уменьшится и затем прекратится. Скважина перестанет давать газ. Прочистить эти засоренные сухой пылью пути в пласте вокруг скважины невозможно. Скважина погибла.

Охлаждение скважины. Раскрытие воды

Если скважина, получившая большой дебит газа из пласта высокого давления, эксплоатируется без противодавления на пласт и из нее берется максимальный дебит газа, происходит сильное охлаждение скважины. От очень большого пластового давления газ на коротком пути до устья скважины испытывает очень большой перепад давления. Из устья он выходит с атмосферным давлением. Если в пласте давление например 200 *атм*, а у устья атмосферное, газ в течение очень короткого времени расширяется в 200 раз. Это расширение газа сопровождается сильным понижением температуры. Констатированы случаи внезапного охлаждения газа и труб на 56° С. Если газ течет в зацементированной колонне обсадных труб, охлаждаются трубы и цементная корка.

Напряжение, возникающее в колонне обсадных труб при ее охлаждении, можно вычислить по формуле:

$$\sigma = E\alpha\,(t_2 - t_1),$$

где σ — напряжение в *кг/см*²;

E — модуль упругости в *кг/см*²;

α — коэфициент линейного расширения, равный для стали 0,0000117;

$t_2 - t_1$ — разность температур при охлаждении в °С.

Расчет, сделанный по этой формуле, показывает, что охлаждение на 1° С увеличивает напряжения в трубах на 23,4 *кг/см*². При охлаждении на 56° напряжение в трубах дойдет до 1310,4 *кг/см*².

Колонна обсадных труб, будучи спущена в скважину, висела на хомутах и имела напряжение растяжения от собственного веса. Затем с этим напряжением она в нижней части была зацементирована. К этому напряжению прибавляется напряжение, возникшее от сокращения длины колонны, когда внутри ее при чрезмерном отборе газа пошел очень холодный газ. Суммарное напряжение при большой глубине скважины может превысить крепость труб и они порвутся.

Цемент имеет почти такое же тепловое расширение, как сталь, но значительно меньшую крепость. Он не выдержит возникшего напряжения и растрескается или распадется на куски. Вода раскроется.

Закупорка пласта и скважины кристаллами соли

При чрезмерном дебите и большой скорости газ в некоторых месторождениях несет с собой капельножидкую воду. Он захватывает эту воду с уровня пластовой воды. При большой мощности и малом угле наклона пласта плоскость контакта газа и воды может иметь большие размеры, и над этой плоскостью быстро идет газ к скважине.

В газоносной части пласта в удалении от уровня пластовой воды могут быть углубления подошвы пласта, и в них могут оставаться скопления воды. Обычно такие водоемы содержат концентрированный рассол, так как представляют остаток от испарения более значительных скоплений.

Газ имеет сильно высушивающее действие. Он испаряет воду и уносит с собой в виде пара, а при быстром движении может уносить и капельно-жидкую соленую воду. Таким образом, приходя к скважине, газ может приносить воду и в виде пара, и в виде массы капель. Жидкая вода частично оседает в нижней части скважины и в пласте около скважины. Часть ее идет по скважине кверху.

При высушивающем действии газа жидкая вода в скважине и в пласте около скважины испаряется, оставляя кристаллики соли. Газ приносит новую воду, и она оставляет в скважине и в пласте новую соль. Постепенно пласт около скважины закупоривается солью. На поверхности обсадных и насосных труб оседает соль. Закупоривается солью фильтр. Иногда внутреннее пространство в нижней части насосной колонны почти сплошь зарастает солью. Закупориваются солью сифонные трубы. Такое явление констатировано в очень многих скважинах. Очистить от соли скважину можно, промывая ее горячей пресной водой. Но очистить от соли закупоренный около скважины пласт или очень трудно, или невозможно. Для таких скважин нужен малый процент отбора, чтобы газ не шел быстро и не нес с собой капли воды.

Меньший суммарный дебит

Если даже и не произойдет тех вредных последствий, которые указаны в предыдущих пунктах, эксплоатируемая с чрезмерным отбором газа скважина за время своей эксплоатационной жизни даст в сумме меньшее количество газа, чем такая же скважина, эксплоатируемая с рациональным процентом отбора (см. гл. VIII).

Примеры из практики

В СССР было много случаев гибели скважин и обводнения частей отдельных месторождений вследствие неурегулированных газовых фонтанов. Некоторые скважины превращались в кратеры.

Примером может послужить бурение на газовом месторождении «Дагестанские огни».

Здесь в начале 1929 г. было начато вращательное бурение скв. № 1. Нужное для бурения на газ оборудование не было заготовлено. Уже пробуривались газоносные породы, но обсадные трубы не были спущены. Верхняя вода не была закрыта, но газ оттеснял воду водоносных пластов от скважины. 22 июня 1929 г. с глубины 280 *м* из скважины, имевшей диаметр 20″ и не закрепленной трубами, ударил газовый фонтан. Дебит замерен не был, и фонтан, который не следовало допускать, не был урегулирован. Газ бил открытой струей в атмосферу. При таком состоянии скважины начали спускать в нее обсадные трубы диаметром 16″. С большим трудом удалось спустить трубы до глубины 152 *м*, а дальше трубы не пошли. Газ бил все время сухой струей, выбрасывая глинистую пыль и куски породы.

Замеры дебита были произведены в июле и августе. Дебит колебался от 125 до 180 тыс. $м^3$/*сутки*. Давление в скважине при этом было от 26 до 33 *ати*. Такой открытый фонтан бил до октября 1929 г.

Нижняя часть скважины была заполнена пробкой, состоявшей из кусков породы, и газ проходил сквозь эту пробку. Постепенно пробка подымалась. В октябре она достигала высоты 150 *м* над забоем скважины, а дебит в это время был 125 тыс. *м³/сутки*. Только в октябре устье колонны труб 16″ было закрыто задвижкой. Давление в закрытой скважине оказалось 29 *ати*. Скважину передали в эксплоатацию. Давление понижалось. 21 января 1930 г. оно было около 20 *ати*, но затем стало быстро падать. При эксплоатации сухая глинистая пробка в начале февраля поднялась до устья скважины. Причиной этого явился чрезмерный отбор газа при эксплоатации. Скважина внутри 16″ труб закупорилась пробкой, и вытекание газа почти прекратилось. Но по-за трубам газ поднимался, входил в верхние пористые пласты и уходил по ним в стороны от скважины. Возникли подземные потери газа. Вокруг скв. № 1 начали фонтанировать газом давно пробуренные мелкие скважины, до этого времени не дававшие газа. Были начаты работы по очистке скв. № 1 от пробки. Когда удавалось вычистить значительную часть пробки, из скважины шел газ, но затем вновь подымалась пробка, и скважина закупоривалась. 27 февраля удалось прочистить пробку до дна, и скважина начала выбрасывать на 15 *м* выше вышки куски плотной сланцеватой глины и глинистых сидеритов. После этого скважина внутри 16″ труб окончательно закупорилась пробкой, но по-за трубам газ шел в верхние пористые пласты и трещины и по ним уходил в сторону от скважины. Он дошел под землей до жилых домов стекольного завода.

Произошли взрывы. Жильцы трех больших домов были спешно выселены. Эти дома находились на расстоянии 300 *м* и более от скв. № 1. Во многих местах вокруг скв. № 1 газ выходил из трещин на поверхность и рассеивался в атмосферу. В. Д. Голубятников, описавший вышеуказанные работы, [1] считает, что:

«Если бы скв. № 1 была проведена технически правильно и не имела пробки, ее дебит был бы не 180 тыс. *м³/сутки*, а гораздо больше».

Мы думаем, что судя по давлению, глубине и диаметру, дебит был более 1 млн. *м³/сутки*, но этот газ из пласта шел в скважине между трубами 16″ и породой и уходил в верхние пористые пласты и трещины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРОЦЕНТА ОТБОРА

Факторы, от которых зависит установление процента отбора

Процент отбора устанавливается в зависимости от следующих факторов:

1. Характер газоносного пласта. Главным образом, его крепость или рыхлость, устойчивость в механическом отношении или неустойчивость.
2. Первоначальное давление в пласте.
3. Первоначальный дебит в открытом состоянии.

---

[1] Журнал «Нефтяное хозяйство», 1930, № 10, стр. 377.

4. Режим месторождения.
5. Характер кривой «давление—процент отбора».
6. Темп понижения давления при эксплоатации.
7. Расстояние между скважинами.

Кроме того, надо принимать во внимание экономические факторы:

1. Требование на газ, возможность сбыта или применения газа; экономическая нужда в газе.

2. Географические, технические и экономические условия транспорта и сбыта газа при его утилизации.

Иногда нужда в газе настолько велика, что приходится повысить процент отбора. С другой стороны, иногда вновь найденный газ не имеет достаточного сбыта, и приходится понижать процент отбора.

Характер газоносного пласта

Газоносные пласты имеют разный характер, разный состав и различную крепость. Есть пласты очень крепкие и устойчивые. Есть пласты, состоящие из песка, который при большом проценте отбора газа идет вместе с газом в скважину. Обычно плотность, крепость и устойчивость пласта зависят от его геологического возраста. Чем больше геологический возраст пласта, тем плотнее и крепче порода пласта. За длительный геологический промежуток времени пласт, находясь под нагрузкой вышележащих слоев, может слежаться и уплотниться [1]. Зерна кварца, будучи долгое время сильно прижаты друг к другу, срастаются. Из песка возникает песчаник, а песчаник может превратиться в кварцит.

Во многих месторождениях зерна породы пласта связаны друг с другом при помощи какого-нибудь цементирующего материала. В качестве такового главную роль играют кремнезем, углекислый кальций и углекислое железо. В табл. 6 дан анализ цементирующего материала одного типичного песчаника[2].

Таблица 6

Материал, сцементировавший зерна песчаника	% по весу
Углекислый кальций	39,50
Кремнезем	36,65
Углекислое железо	7,54
Углекислый магний	7,23
Фосфорнокислый кальций	3,90
Окись алюминия	3,03
„ железа	0,82

[1] Влияние геологического времени и давления на уплотнение пород хорошо охарактеризовано L. F. Athy в статье „Density, Porosity and Compaction of Sedimentary Rocks». «Bull. Amer. Assoc. of Petroleum Geol.», 1930, XIV, № 1, стр. 1-24. Даны кривые уплотнения. О том же писал несколько раньше H. D. Hedberg.

[2] Анализ взят из книги W. F. C l o u d. «Petroleum Production», 1937, стр. 31.

Наиболее крепко зерна песчаника связывает кремнезем. Есть и другие вещества, могущие цементировать зерна песчаника. Обычно более древние пласты сильнее сцементированы, чем более молодые.

Породы, содержащие нефть и газ в Бакинском районе, имеют молодой геологический возраст. Они относятся к верхнетретичным слоям и представляют пески или очень рыхлые песчаники. При большой добыче песок прямо плывет в скважину. При добыче газа из таких пластов необходимо устанавливать малый процент отбора.

Пласты Грозненского района относятся к более древним слоям, чем Бакинского, и большею частью представляют песчаники различной устойчивости. Эти третичные песчаники нельзя считать очень крепкими и устойчивыми. Для них не следует устанавливать высокий процент отбора.

Газоносные пласты Бугурусланского района относятся к пермской системе и представляют довольно устойчивые известняки и доломиты. Газ содержится не только в порах и каналах пласта, а также и в трещинах. Для этих пластов можно применять повышенный отбор газа, если позволяют другие факторы.

Газоносные пласты Седь-Иольского месторождения и Ухтинского района относятся к девону и представляют крепкие устойчивые песчаники, содержащие много трещин. Для этих пластов можно также принять повышенный процент отбора.

Повидимому, есть много трещин и в газоносных пластах Волго-Уральской области, относящихся к пермской, каменноугольной и девонской системам. Трещины могут служить прекрасными путями для газа. По ним газ может итти в больших количествах и с очень далеких расстояний. Но многие трещины имеют орогеническое происхождение. По ним могла быть большая или малая передвижка породы. Могут встречаться настоящие сбросовые трещины. Даже очень малая передвижка по трещинам сопровождалась перетиранием породы. Возникали пыль и мелкие перетертые частицы породы, особенно в карбонатных пластах. Скважина, пересекшая в газоносном пласте открытую трещину, может дать очень большой дебит газа. Но она пересекает трещину лишь на малом протяжении. Окно, которым трещина выходит в скважину, обычно имеет малую длину, и через это маленькое окно при большом дебите должно пройти очень много газа, несущего пыль и мелкие кусочки породы. Весь этот материал при большом проценте отбора не успеет проскочить в скважину. Большая часть его застрянет в узкой трещине и в порах и каналах пласта. Пласт вокруг скважины может закупориться.

Крепость известняков ниже крепости плотных крепких устойчивых песчаников. Неурегулированный газовый фонтан может выбрасывать из скважины отдельные куски известняка.

Вышеприведенное заключение, что геологический возраст и глубина залегания увеличивают крепость пласта, допускает большие исключения.

Примером крупного исключения может служить пласт Вилькокс месторождения Оклахома-Сити. Этот пласт относится к нижнему силуру и лежит на глубине около 1900 *м*. Он состоит из песка, а не песчаника. Песок — хорошо отсортированный и окатанный, ничем

не сцементирован. При большом дебите он в крупных количествах выбрасывается из скважины.

Поэтому одним только возрастом пласта и глубиной залегания нельзя руководствоваться. Необходимо непосредственно исследовать качества и крепость пласта. Для этого из пласта нужно в нескольких скважинах взять керны. Исследования на крепость производятся по методам инженерной геологии. Определяется крепость на раздавливание, на размыв струей газа и пр.

Первоначальное давление в пласте и первоначальный дебит в открытом состоянии

Эти два фактора связаны. Дебит есть функция давления. Но и последующее давление зависит от дебита. Большая добыча сильно снижает давление.

Если газоносный пласт имеет очень большое давление и может давать очень большую добычу газа, нельзя добывать газ с высоким процентом отбора. При чрезмерном проценте отбора могут произойти те вредные последствия, которые указаны выше (пробки, образования кратера и пр.). Чем выше первоначальное давление и первоначальный дебит в открытом состоянии, тем ниже надо установить процент отбора.

Предположим, что в новом газоносном районе пробурена скважина. В закрытом состоянии она показала давление более 200 *ати* и, будучи открыта, показала дебит 2000 тыс. *м³/сутки*. Если есть сбыт для газа и если установлены 25% отбора, получается громадная добыча, 500 тыс. *м³/сутки*. При этом проценте отбора разница в давлениях в скважине и в пласте в удалении от скважины будет большая. При очень большом давлении в пласте и большом перепаде давления возможны вредные последствия, перечисленные в предыдущей главе. Для такой скважины нужно установить малый процент отбора. Если пласт крепкий и устойчивый, газ не несет пыли и контур пластовой воды далеко, можно установить, например, 10% отбора, и при таком проценте будет получаться большая добыча — 200 тыс. *м³/сутки*. Но если пласт залегает в верхнетретичных слоях и состоит из песка, который может итти вместе с газом в скважину, или скважина даже при крепком пласте находится недалеко от контура пластовой воды, повидимому, придется назначить около 5% отбора.

Теперь предположим, что в другом районе пробуренная скважина показала давление в закрытом состоянии 10 *ати* и дебит в открытом состоянии 20 000 *м³/сутки*. 25% от этого количества составит 5 000 *м³/сутки*. Если пласт состоит из устойчивого песчаника или известняка, а не из песка, скорость газа будет невелика и можно не опасаться вредных последствий, изложенных выше.

Обычно первоначальное давление в пласте есть функция глубины его залегания. Чем глубже лежит пласт, тем большее давление в нем можно ожидать. В среднем на каждые 10—12 *м* глубины давление увеличивается на 1 *ат*. Но это далеко не всегда бывает так. Есть многочисленные случаи ненормально высоких и ненормально низких давлений. По достижении газоносного пласта и по освоении сква

жины нужно непосредственно замерить: 1) давление в скважине, сполна закрытой и 2) дебит скважины, сполна открытой.

Это — первоначальная краткая характеристика скважины и пласта. Конечно, при таких замерах скважина должна быть очищена, и в ней не должно быть глинистого раствора, грязи, воды и обвала. Поверхность газоносного пласта вокруг скважины также должна быть чистая. Пласт не должен быть засорен и замазан глинистым раствором.

Для замера дебита скважины, сполна открытой, при большом давлении нет надобности сполна открывать скважину. Это — опасно. Есть способы определения дебита скважины, сполна открытой, без открывания скважины в атмосферу. Об этом будет сказано в отделе определения дебита газа.

При рациональной эксплоатации давление в пласте понижается очень медленно, и во время этого медленного понижения можно успеть добыть много газа. По извлечении из пласта больших суммарных количеств газа давление в пласте испытает значительное понижение. При небольшом давлении в пласте уже нет оснований опасаться тех вредных последствий, которые указаны в предыдущей главе. Можно повышать процент отбора. Постепенно он доводится до 100%, т. е. при малом давлении из скважины берется все, что она дает, без искусственного противодавления на пласт. В конце эксплоатации, если это будет выгодно, можно применить вакуум на пласт, т, е. высасывать газ из пласта компрессорами, создающими на приёме значительный вакуум.

В начале разработки месторождения, по выяснении его основной характеристики, нужно составить план снижения давления и повышения процента отбора. Впоследствии этот план должен корректироваться и уточняться в соответствии с новыми данными, выясняющимися при разработке месторождения, на основе систематического наблюдения над скважинами.

РЕЖИМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Два режима. Распространенной теорией режимов нефтяных и газовых месторождений является теория американского геолога Стэнли Герольда[1].

С. Герольд признает три режима: гидравлический, волюметрический и капиллярный. В первых двух режимах, по мнению Герольда, главной силой, двигающей жидкость или газ по пласту к скважине, является боковое давление пластовой воды, а в третьем режиме давление газа, причем в третьем режиме большое значение имеет явление Жамена, т. е. возникновение пузырьков газа, задерживающих движение жидкости по пласту. Эти три режима С. Герольд охарактеризовал многочисленными математическими формулами и кривыми.

По нашему мнению, теория С. Герольда не соответствует действительности. Фактически дело обстоит иначе. Нужна новая теория режимов.

---

[1] «Аналитические основы добычи нефти, газа и воды из скважин». В США эта книга была напечатана в 1928 г. В русском переводе она вышла в 1932 г.

В газовых месторождениях, не содержащих нефти, мы различаем два режима, как это указано в табл. 7.

Таблица 7

Режим	Сила, двигающая газ по пласту к скважине
Гидравлический . .	Давление пластовой воды
Газовый	Давление и расширение газа

Гидравлический режим имеют те месторождения, в которых есть боковое давление пластовой воды, и при отборе газа из пласта уровень пластовой воды поднимается. При добыче газа вода постепенно продвигается по пласту. Гидравлический режим иногда называют водонапорным.

Газовый режим имеют те газовые месторождения, в которых уровень пластовой воды при эксплоатации не поднимается.

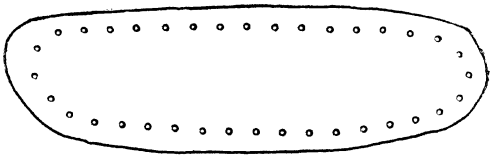
В месторождениях газового режима нужно различать две силы: 1) давление газа и 2) расширение газа. Вторая сила обязана неограниченной эластичности газа, имеющей громадное практическое значение. Жидкости и твердые тела не имеют и тысячной доли этой эластичности. Расширяясь при добыче и при понижении давления, остающийся газ занимает все поры, из которых ушло вещество при добыче, и продолжает оказывать давление на остающееся вещество, тогда как в случае добычи жидкости остающаяся жидкость может и не заполнить все те поры, из которых ушло добытое вещество.

Гидравлический режим. Продвижение фронта воды по пласту при гидравлическом режиме идет очень медленно — в большинстве случаев со скоростью от 16 до 65 *м/год*. При добыче газа надо использовать это продвижение, так как при гидравлическом режиме отдача пласта выше, чем при газовом. По окончании разработки месторождения, имевшего газовый режим, в пласте остается некоторое количество газа. Оно равно сумме объёма пор, помноженной на число атмосфер остаточного абсолютного давления. При гидравлическом режиме вода вытесняет в скважины и этот газ, заполняя все поры.

Газы на поверхности твердых тел образуют сгущенную пленку. Суммарная внутренняя поверхность пор, каналов и трещин в пласте очень велика. Она покрыта сгущенной пленкой газа. Давление газа в этой пленке выше, чем давление остального газа в порах. Эта пленка остается по окончании эксплоатации. Есть основания думать, что вода смывает эту пленку и вытесняет газ в скважины. Количество газа в такой пленке еще никто не подсчитывал, но, повидимому, оно составило бы существенную прибавку к обычным расчетам.

Для добычи газа при гидравлическом режиме не следует устанавливать высокий процент отбора. Фронт воды по пласту движется медленно. Нужно добывать газ в меру движения этого фронта. Если темп добычи газа будет превосходить темп продвижения пластовой воды, добыча пойдет за счет давления и расширения газа, т. е. мы экс-

плоатацию при гидравлическом режиме превращаем в эксплоатацию при газовом режиме. Делать это не следует, так как гидравлический режим выгоднее газового. Не следует срывать гидравлический режим эксплоатации. При рациональном использовании гидравлического режима фронт воды вытянут параллельно пластовым горизонталям (изогипсам пласта) и постепенно переходит с одной горизонтали на другую. Он изогнут по форме месторождения. На крыле длинной антиклинали он вытянут более или менее прямолинейно. На крыле купола он имеет форму дуги большого радиуса. Параллельно этому фронту в надлежащем удалении должна быть расположена серия скважин. Она будет стоять на какой-нибудь более высокой изогипсе пласта. При срыве гидравлического режима эксплоатации, т. е. при слишком быстром и чрезмерном понижении давления в отдельных пунктах пласта у скважин вода ринется к этим пунктам. Правильный фронт воды сломается. Вода пойдет по наиболее пористым прослойкам. Возникнут языки и конусы воды.



Фиг. 13.

При гидравлическом режиме главной силой, двигающей газ по пласту к скважинам, является давление воды. Нужно добывать только тот газ, который вытесняет из пор пластовая вода, поднимающаяся по пласту при правильном продвижении фронта воды. Если нормальная скорость продвижения воды известна, и известны мощность и пористость пласта, легко определить количество газа, вытесняемого водой за год. Вот только этот газ и можно добывать. При этих условиях мы не используем и не тратим силы давления и расширения самого газа и не срываем гидравлический режим эксплоатации. Рассмотрим пример.

Предположим, что мы разрабатываем крупное месторождение гидравлического режима по схеме, показанной на фиг. 13.

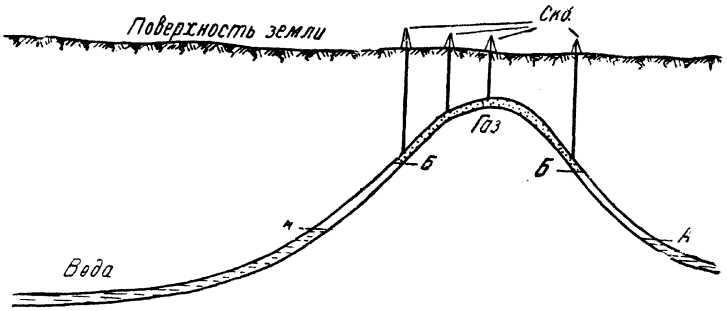
Месторождение представляет удлиненный купол. Сплошная линия — фронт воды, расположившийся по изогипсе пласта. Длина фронта воды 100 *км*. На расстоянии 1 *км* от фронта воды по другой изогипсе поставлены 100 скважин. Расстояния между скважинами 1 *км*. Пласт состоит из песчаника. Мощность пласта 10 *м*. Пористость 20%. Первоначальное давление в пласте 100 *ата*. Дебит скважины, сполна открытой, более 300 тыс. *м*^{3}*/сутки*. Нормальная скорость правильного продвижения фронта воды при эксплоатации — 50 *м/год*.

Спрашивается, какой процент отбора нужно установить?

Производим следующие вычисления.

За год вода наполнит:

100 000 × 10 × 50 × 0,2 = 10 млн. $м^3$ суммарного объёма пор и вытеснит из них 10 000 000 × 100 = 1 000 млн. $м^3$ газа. Это количество газа исчислено при атмосферном давлении, а в пласте он был сжат до 100 *ата*. Отклонение от закона Бойля пока в расчет не принимаем. Только это количество газа и можно взять из скважины. Это составит 10 млн. $м^3$ на скважину в год, или 27 400 $м^3$ на скважину в сутки. По отношению к дебиту открытой скважины этот рабочий дебит составит меньше 9%. Следовательно, процент отбора должен быть не более 9%. До скважин фронт воды дойдет через 20 лет. За 20 лет все 100 скважин дадут 20 000 млн. $м^3$, т. е. каждая скважина, в среднем, 200 млн. $м^3$, и в пласте останется прежнее давление, так как добытый газ взят с той территории, которая теперь занята водой. Объём газового резервуара уменьшился. Оставшийся газ имеет прежний удельный объём.



Фиг. 14.

Следовательно, его давление не уменьшилось. Заранее ставим следующую серию скважин на расстоянии 1 *км* от первой серии и вводим их в эксплоатацию, и т. д. в том же порядке.

Понижение давления при гидравлическом режиме. В некоторых месторождениях гидравлического режима скорость продвижения фронта воды при эксплоатации постепенно понижается. Это уменьшение скорости нужно учесть и соответственно повышать процент отбора. Однако, этот вопрос не всегда решается так. Нужно выяснить, по какой причине уменьшается скорость продвижения воды. Причины могут быть разные. Входить в детальное изложение этого вопроса здесь мы не будем. Рассмотрим лишь те случаи, когда уменьшение скорости вызвано понижением давления, которое гонит воду по пласту. Принято связывать это давление с поверхностными водами, входящими в обнажение пласта, находящееся на много выше газоносной части пласта месторождения. Это давление передается по пласту через синклиналь. Если в месторождении газоносный пласт имеет очень малый наклон, при подъёме воды по такому пласту не наблюдается заметного понижения давления пластовой воды. При крутом падении слоев может получиться другая картина.

На фиг. 14 дана схема месторождения, имеющего крутое падение слоев. Предположим, что первоначальный уровень пластовой воды

был на линии *А*, при добыче газа он поднимался и дошел до линии *Б*. На этой линии давление воды будет меньше, чем на линии *А*, так как раньше от *А* до *Б* был газ, а теперь соленая вода.

Если понижение давления на линии *Б* вызовет понижение скорости дальнейшего продвижения воды, придется из пласта взять некоторое количество газа за счет давления и расширения самого газа и несколько понизить давление в газовой территории пласта. Если мы это не сделаем, фронт воды, замедляясь, рано или поздно совсем перестанет подниматься, а нам для полной отдачи пласта нужно, чтобы вода подымалась. Сколько надо взять газа за счет давления и расширения самого газа, легко вычислить. Мы должны сосчитать два объёма газа для добычи за год:

1. Сколько можно добыть газа за счет продвижения фронта воды и
2. Сколько надо добыть газа за счет давления и расширения газа.

Эти две цифры сложить и сумму распределить по скважинам. Отношение суммы к суммарному дебиту скважин, сполна открытых, и даст процент отбора.

При определении количества, которое можно добыть за счет давления и расширения газа, нужно руководствоваться следующим принципом.

Мы должны максимально использовать силу давления пластовой воды и экономно расходовать силы давления и расширения газа. Но при использовании давления воды мы должны допускать только нормальную первоначальную скорость продвижения фронта воды. Чрезмерную скорость вызывать не следует. Нужно принимать меры и против уменьшения этой скорости. Её мы можем регулировать отбором газа, т. е. изменением того противодавления, которое сжатый газ оказывает на уровень воды. Если, например, первоначальная скорость продвижения фронта воды была 50 *м/год* и никаких вредных последствий при этом не было, нужно эту скорость сохранить и на будущее время. Если она начала уменьшаться, нужно повысить процент отбора.

Если скорость продвижения воды в некоторые периоды времени неизвестна, о ней можно судить по давлению в скважинах при эксплоатации, а затем эти цифры надо корректировать, когда вода дойдет до ближайшей серии эксплоатационных скважин.

Если в некоторых скважинах серии, расположенной на одной изогипсе, вода покажется раньше, чем в других скважинах этой серии, нужно в этих скважинах понизить процент отбора, чтобы увеличением противодавления задержать ненормальные выступы фронта воды. Противодавлением или отбором нужно выравнивать фронт воды. Он должен всегда располагаться по одной изогипсе пласта и одинаково равномерно переходить на более высокую изогипсу.

В. П. Савченко на стр. 6 упомянутого выше (стр. 33) доклада пишет:

«Во II пачке Верея Елшанского газового месторождения имеются два газоносных горизонта общей мощностью 10—12 *м*. Газовая залежь имеет крыльевую воду. Газоносные породы высокопроницаемы, так как дебит газа в некоторых скважинах доходил до 500 тыс.

м³/сутки. Первоначальное пластовое давление газа в этой пачке достигало 38 *ата*. Разработка пачки началась в октябре 1942 г., но уже к середине 1943 г. давление в залежи понизилось до 28 *ата*, а к февралю 1944 г. — до 18—20 *ата*. Количество газа, полученное в результате продвижения крыльевой воды, по предварительным данным, составляет значительно меньше половины всего добытого из этой залежи газа».

Таким образом, здесь при гидравлическом режиме добыча газа шла, главным образом, за счет давления и расширения остающегося газа, так как процент отбора был чрезмерный.

На стр. 8 В. П. Савченко пишет:

«Скважина № 10, берущая газ из устойчивых пород II пачки Верея Елшанского месторождения, имела начальный свободный дебит около 460 тыс. *м³/сутки*. В процессе эксплоатации из нее отбиралось около 230 тыс. *м³/сутки*, что составляет около 50% от свободного дебита. Скважина № 1, берущая газ из тех же устойчивых пород II пачки, в самом начале эксплоатации подтянула подошвенную воду. Скважина эксплоатировалась при большом перепаде давления».

Газовый режим. При газовом режиме можно устанавливать более высокий процент отбора, чем при гидравлическом, и в этом случае размер процента отбора устанавливается в зависимости от других факторов.

Характер кривой «рабочее давление — процент отбора». Если устье скважины герметически закрыть, можно при помощи манометра, поставленного на газовой головке, определить давление в скважине. Это будет «давление у устья скважины».

Для характеристики скважины и пласта нужно знать «абсолютное давление в пласте». Манометр показывает давление сверх атмосферного (*ати*). Чтобы получить абсолютное давление (*ата*), нужно прибавить давление атмосферы. К полученной цифре нужно прибавить еще вес столба сжатого газа в скважине, выраженный в *кг/см²* или в атмосферах, и получится «абсолютное давление в пласте». Высоту столба газа надо брать от устья скважины до средины газового пласта. Вес столба газа в скважине зависит от пяти величин:

1) уд. веса газа, при стандартных условиях,
2) температуры газа,
3) давления,
4) глубины залегания пласта,
5) отклонения, от законов совершенных газов.

Зная эти пять величин, можно очень точно определить по формуле или по таблицам, какое давление оказывает на дно скважины вес находящегося в ней газа. При определении давления в скважине, сполна закрытой, необходимо выждать, чтобы наступила «стабилизация давления». Если перед этим определением скважина была в эксплоатации, то после закрытия устья скважины в ней нарастает давление сначала быстро, а потом все медленнее и медленнее. Это подходит к скважине по пласту газ из неистощенных частей пласта. В пласте устанавливается равновесие. Когда манометр на устье закрытой скважины перестал показывать повышение давления, показывае-

мое им максимальное давление соответствует давлению в неистощенной территории газового пласта. Его можно назвать статическим давлением или давлением в скважине, сполна закрытой (P_{max}).

Для определения «дебита скважины, сполна открытой», нужно открыть скважину так, чтобы газ свободно вытекал в атмосферу, и выждать «стабилизацию вытекания». В некоторых скважинах стабилизация устанавливается через короткое время, например через 15 или 30 мин. В большинстве скважин для этого требуется около 1,5 часов и более. По установлении стабилизации вытекания замеряют дебит газа трубкой Пито или прибором орифайс.

Таким образом мы имем две крайние точки для диаграммы:

1. Самая верхняя точка на оси ординат. Скважина сполна закрыта. Давление — максимальное. Дебит равен нулю.

2. Крайняя справа точка на оси абсцисс. Скважина сполна открыта. Дебит максимальный. Давление у устья скважины равно атмосферному.

Теперь надо найти промежуточные точки.

Для этого мы производим ряд замеров дебита и давления при различных процентах отбора, выпуская из скважины газ через суженное отверстие (орифайс или чок-ниппель). Размер этого отверстия определяет дебит.

Полный стандартный набор в США содержит девять пластинок или чок-ниппелей, имеющих следующие диаметры отверстий (табл. 8):

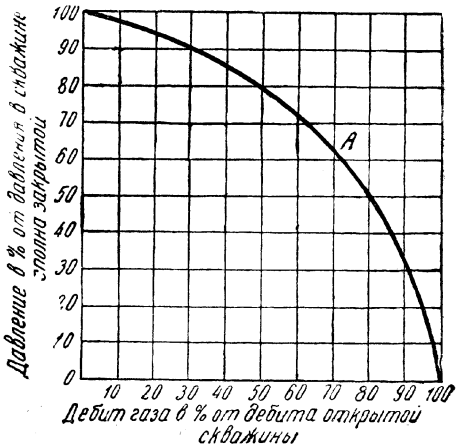
Таблица 8

Номер пластинки	Диаметр отверстия		Номер пластинки	Диаметр отверстия	
	в дюймах	в *мм*		в дюймах	в *мм*
1	1/8	3,2	6	7/16	11,1
2	3/16	4,8	7	1/2	12,7
3	1/4	6,4	8	5/8	15,9
4	5/16	7,9	9	3/4	19,1
5	3/8	9,5			

Последовательно меняем пластинки, начиная с № 1, и производим девять замеров дебита и давления. Результаты замеров в виде точек наносим на диаграмму. Ось абсцисс служит для нанесения дебита, а ось ординат — для нанесения давления. Каждая ось разделена на 100 равных делений. Дебит наносится не в конкретных цифрах $м^3$, а в процентах от дебита скважины, сполна открытой. Давление наносится также в процентах от давления в скважине, сполна закрытой. Итого мы имеем для диаграммы 11 точек. Через них проводим линию и получаем кривую, которая характеризует скважину и пласт.

Чем больше процент отбора, тем меньше то давление в пласте у скважины, при котором получается этот дебит. Каждая скважина имеет определенное соотношение между процентом отбора и давлением при этом отборе. Многие скважины показали такое соотношение.

При отборе 20% максимального дебита давление в скважине понизилось только на 5%, т. е. составляло 95% давления скважины, сполна закрытой. При отборе 31% рабочее давление составляло 90% давления закрытой скважины. При отборе 50% — 80% и т. д. Диаграмма таких скважин дана на фиг. 15 и выражена кривой *А*. Очень многие скважины ведут себя по этой кривой или по кривым, близким к ней. Стало быть, для добывания 25% максимального дебита совсем не нужно понижать давление в скважине на 25%. При отборе 25% рабочее давление в скважине будет только на 7,3% меньше давления в скважине, сполна закрытой. Эта кривая по форме близка к параболе. Но есть и другие типы кривых. Есть месторождения, где скважины показали иные соотношения дебита и давления.



Фиг. 15.

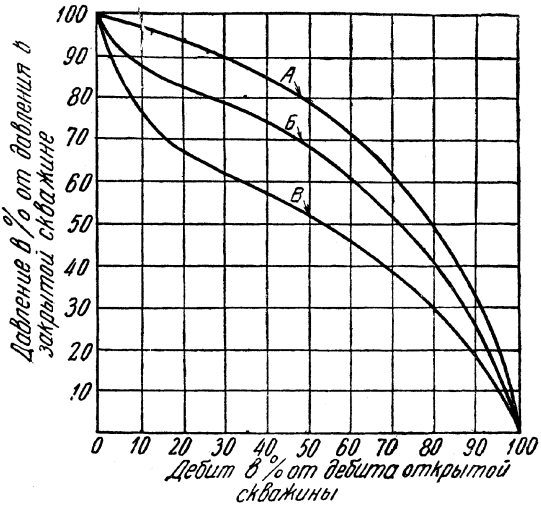
В общем все разнообразие этих соотношений можно свести к трем типам кривых, изображенных на фиг. 16. Верхняя кривая этого чертежа — кривая *А*, изображенная на фиг. 15. Она наиболее выгодна для эксплоатации. Кривая *Б* для получения определенного дебита требует более значительного снижения давления, чем кривая *А*. Наименее выгодна кривая *В*. Есть и промежуточные типы.

Характер кривой зависит от следующих факторов:

1. Мощность газоносного пласта. Площадь распространения газоносной части пласта. Суммарный объём пор, наполненных газом.
2. Давление в пласте.
3. Пористость, проницаемость, плотность и устойчивость пласта. Присутствие или отсутствие трещин. Размеры трещин.
4. Режим месторождения.
5. Глубина и диаметр скважины и др.

Наиболее распространен тип *А*. Скважины типа *Б* встречаются реже, *В* — еще реже. Газовая скважина № 42 Калиновского купола, Бугурусланского района дала кривую типа *А*.

Каждая из трех кривых фиг. 16 является представителем целого семейства кривых, близких к ней по форме. В табл. 9 сопоставлены дебит и давление в скважинах трех основных типов.



Фиг. 16.

Таблица 9

Дебит и давление в скважинах трех типов

Давление в % от давления в скважине, сполна закрытой. Давление у устья скважины сверх атмосферного	Дебит в % от дебита скважины, сполна открытой		
	Тип *А*	Тип *Б*	Тип *В*
100	0	0	0
95	20	3	1
90	31	7,5	3
85	41	15	5
80	49	27	7
75	55	38	11
70	62	47	16
65	67	54	25
60	72	61,5	34
50	80	72	52,6
40	86	80,7	67
30	91	87	78,7
20	95,3	92,8	88 6
10	98	96,8	95
0	100	100	100

Скважины типа *А* при 66% максимального давления дают 66% максимального дебита.

Скважины типа *Б* при 60,75% максимального давления дают 60,75% максимального дебита.

Скважины типа *В* при 51% максимального давления дают 51% максимального дебита.

Первый столбец таблицы показывает давление у устья скважины сверх атмосферного. Истинная характеристика скважины и пласта должна показывать абсолютное давление в пласте, а не у устья. Но так как кривые *А*, *Б* и *В* есть относительные кривые, выраженные в процентах, а не в атмосферах и кубических метрах, можно в таблице вместо давления в пласте писать давление у устья. Вес столба сжатого газа в скважине, который надо прибавить к давлению у устья закрытой скважины, изменяется пропорционально давлению. Для скважин, частично или сполна открытых, чтобы получить давление в пласте, нужно к давлению у устья, кроме веса столба газа, прибавить потери на трение и внутреннюю турбулентность при движении газа в скважине. Точные цифры для этих потерь получить трудно, но если во время частичного отбора газа из насосных (фонтанных) труб замерять у устья давление в кольцевом пространстве между насосными и обсадными трубами, где газ стоит неподвижно, потерю на трение и турбулентность к этому давлению прибавлять не нужно. В результате соотношения размеров дебита и давления для давления в пласте будут такие же, как показано в табл. 9. Нуль оси ординат есть атмосферное давление у устья скважины, сполна открытой.

Характер кривой «давление — процент отбора» есть важный фактор, влияющий на установление процента отбора. Фиг. 16 и табл. 9 показывают, как влияет этот фактор. Если скважина имеет кривую типа *А*, нет возражений против установления наивысшего размера процента отбора, какой допускают другие факторы. Если скважина работает по кривой типа *Б*, процент отбора должен быть ниже, чем допускаемый по кривой *А*. Для скважины типа *В* нужно устанавливать наиболее низкий процент отбора, допускаемый экономическими факторами.

Предположим, например, что мы установили 30% отбора. При таком проценте отбора скважины типа *В* сразу снизят давление в пласте около скважины на 38%, что недопустимо. Скважины типа *Б* при 30% отбора снизят давление в пласте на 21%. Такое снижение давления явно нежелательно.

Вообще желательно в начале эксплоатации скважины снижать давление не более, чем на 15%. При таком снижении давления процент отбора для скважины типа *Б* получается равным 15%, а для скважины типа *В* — 5%. Для скважин типа *А* можно установить снижение давления на 7%, при котором процент отбора будет равен 24%. Это будет правильное и экономное использование природного давления.

Темп понижения давления [1] и дебита при эксплоатации. Разные месторождения имеют различный темп

[1] Темп понижения давления мы ввели в число факторов установления процента отбора по совету проф. Ф. А. Требина.

понижения давления и дебита при эксплоатации. Есть месторождения, в которых давление и дебит при эксплоатации понижаются очень медленно. К числу их относится, например, крупное месторождение Хьюготон в Канзасе. Есть месторождения, в которых даже при небольшом проценте отбора давление быстро падает, а следовательно, падает и дебит. К числу таких месторождений, например, относятся многие месторождения малых и средних размеров в районе Огайо, Пенсильвании и Нью Йорк, в которых газ залегает в плотных песчаниках девона. Темп понижения давления и дебита — очень сложное свойство и зависит от многих обстоятельств.

Чем быстрее понижается пластовое давление при эксплоатации, тем меньше должен быть процент отбора. Процент отбора должен быть обратно пропорционален скорости понижения давления, но в разумных пределах. Это значит, что все-таки скважина при быстром снижении давления должна давать промышленный дебит, но она будет иметь более короткую жизнь. Темп понижения давления выясняется после некоторого периода эксплоатации. Для этого надо периодически на короткое время останавливать эксплоатацию и манометром производить замеры давления в сполна закрытой скважине.

Расстояния между скважинами. При больших расстояниях между скважинами эти расстояния не являются фактором, влияющим на установление процента отбора. Но если расстояния меньше нормальных или меньше рациональных, нужно уменьшить и процент отбора. При обсуждении вопроса о допустимом дебите можно исходить из размеров площади и назначать определенный суточный дебит на единицу площади или на определенное число гектарометров площади и мощности пласта, а число скважин может явиться вопросом подчиненным, в связи с этим окажется подчиненным и вопрос о проценте отбора. Предположим, что для какого-нибудь района признано допустимым извлекать ежедневно по 1 000 тыс. $м^3$ газа с каждых 10 $км^2$ площади, и при нормальном расстоянии между скважинами это составляет 25% отбора. Предположим, что расстояние между скважинами 1 *км* и дебит открытой скважины — 400 тыс. $м^3$/*сутки*. Можно уменьшить расстояние и поставить не 10 скважин, а больше. Но в таком случае допустимый дебит на каждую скважину будет меньше, и придется понизить процент отбора пропорционально квадратам расстояний. Это не будет правильным решением вопроса, так как при уменьшенных расстояниях и дебит открытых скважин может оказаться меньше. Однако он уменьшится не пропорционально квадратам расстояний.

В штате Луизиана разрешалось отбирать из газовых скважин не более 20% дебита открытой скважины. В 1924 г. этот закон был изменен. Процент отбора был поставлен в зависимость от площади, приходящейся на скважину. При больших расстояниях между скважинами разрешалось отбирать до 24%. При уменьшении расстояний этот процент уменьшался сначала медленно, а затем быстрее. При уменьшении расстояний до 50% от нормального процент отбора уменьшался на 25% и т. д. При очень малых расстояниях разрешалось отбирать не более 7%. Установленные проценты отбора не разрешается повышать даже при истощении месторождения.

В СССР можно принять более правильную установку. Расстояния нужно нормировать отдельно от процента отбора. Расстояния между скважинами не должны быть чрезмерно малыми. В соответствии с этим и процент отбора не должен быть чрезмерно малым. Он устанавливается в зависимости от других факторов.

Однако могут быть случаи, когда какой-нибудь трест располагает газовые скважины слишком близко одну от другой. Таким скважинам надо дать пониженный процент отбора, например, пропорционально расстояниям, а не квадратам расстояний. Например, если расстояние между скважинами вдвое меньше нормального, процент отбора должен быть вдвое меньше установленного для нормальных расстояний.

ДОБЫЧА ГАЗА ПРИ ОПРЕДЕЛЕННОМ ПРОЦЕНТЕ ОТБОРА

Отбор газа через штуцер

При эксплоатации газовой скважины газ сам выходит из скважины. Его не требуется ни высасывать из пласта, ни поднимать по скважине. Газ выходит из пласта и поднимается по скважине за счет давления и расширения самого газа. Для добычи нужен лишь перепад давления. У устья скважины давление должно быть ниже, чем в пласте. Вся добыча заключается в регулировании дебита и давления. Для рациональной добычи нужно установить рациональный перепад давления. Давление у устья создаёт обратное давление на пласт или противодавление при добыче. Нужное противодавление достигается установлением определенного процента отбора. В предыдущей главе было разъяснено, что в большинстве случаев при большом давлении в пласте в начале эксплоатации желательно держать противодавление не ниже 90% давления в пласте.

Для практического осуществления установленного процента отбора применяется очень простое оборудование. Из скважины газ выпускается в газопровод через суженное отверстие, имеющее определенный диаметр. Для этого в газопровод около скважины вставляется штуцер. В США этот прибор называется «бин» или «фло-бин».

Штуцера бывают разной формы и разного устройства. В большинстве случаев для добычи газа применяются стандартные приборы двух категорий:

1) чок-ниппель или
2) орифайс.

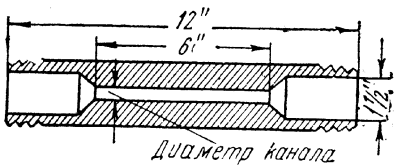
Они удобны тем, что к ним имеются формулы и таблицы. Есть регулируемые штуцера, в которых можно изменять диаметр отверстия. Но к ним нет таблиц.

Чок-ниппель

Чок-ниппель изображен на фиг. 17. Это толстостенный стальной цилиндр длиной 12″ наружного диаметра 2″. На концах он имеет флянцы или наружную резьбу для присоединения к газопроводу. Внутри цилиндра сделан канал круглого сечения. На протяжении

2,5″ от каждого конца этот канал имеет диаметр 1,5″. Затем на протяжении 0,5″ этот канал имеет форму конуса и суживается до того малого диаметра, который и является фактическим и номинальным диаметром чок-ниппеля. Эта узкая часть канала имеет круглое сечение и длину 6″. Она находится в середине цилиндра и соединяет оба широких канала. Через нее и идет газ, имея в этом месте самый узкий проход, определяющий дебит газа. Есть разные размеры диаметров этих узких каналов. Полный комплект стандартных чок-ниппелей содержит 9 чок-ниппелей. Диаметры их узких каналов указаны в табл. 8.

Чок-ниппели делаются из хорошей крепкой стали. Они устанавливаются так, чтобы их можно было вынимать и заменять новыми, не останавливая вытекания установленных количеств газа. Поэтому фланцевое соединение удобнее резьбы и муфты (фиг. 18). Чок-ниппели ставятся на газопроводе недалеко от устья скважины. Для этого газопровод на коротком протяжении разделяется на две ветви, которые потом соединяются в один газопровод. В каждую ветвь вставлен чок-ниппель. Но газ идет только по одной ветви, а другая закрыта. Если нужно переменить чок-ниппель на другой, например более значительного диаметра, или если чок-ниппель износился или расширился, о чем узнают по счетчику, поставленному на газопроводе после чок-ниппеля, и по манометру, поставленному до чок-ниппеля, закрывают ветвь, по которой шел газ, и одновременно открывают другую ветвь, а из прежней ветви вынимают старый чок-ниппель и заменяют его новым. Это устройство показано на фиг. 19. По обе стороны от чок-ниппеля на каждой ветви находятся задвижки.



Фиг. 17.
Чок-ниппель.

Поверхностное оборудование газовой скважины для эксплоатации состоит из следующих предметов:

газовая головка (герметическая крышка), надетая на водозакрывающую колонну обсадных труб;

отвод из этой крышки для присоединения к газопроводу;

манометр на головке или на газопроводе между скважиной и чок-ниппелем;

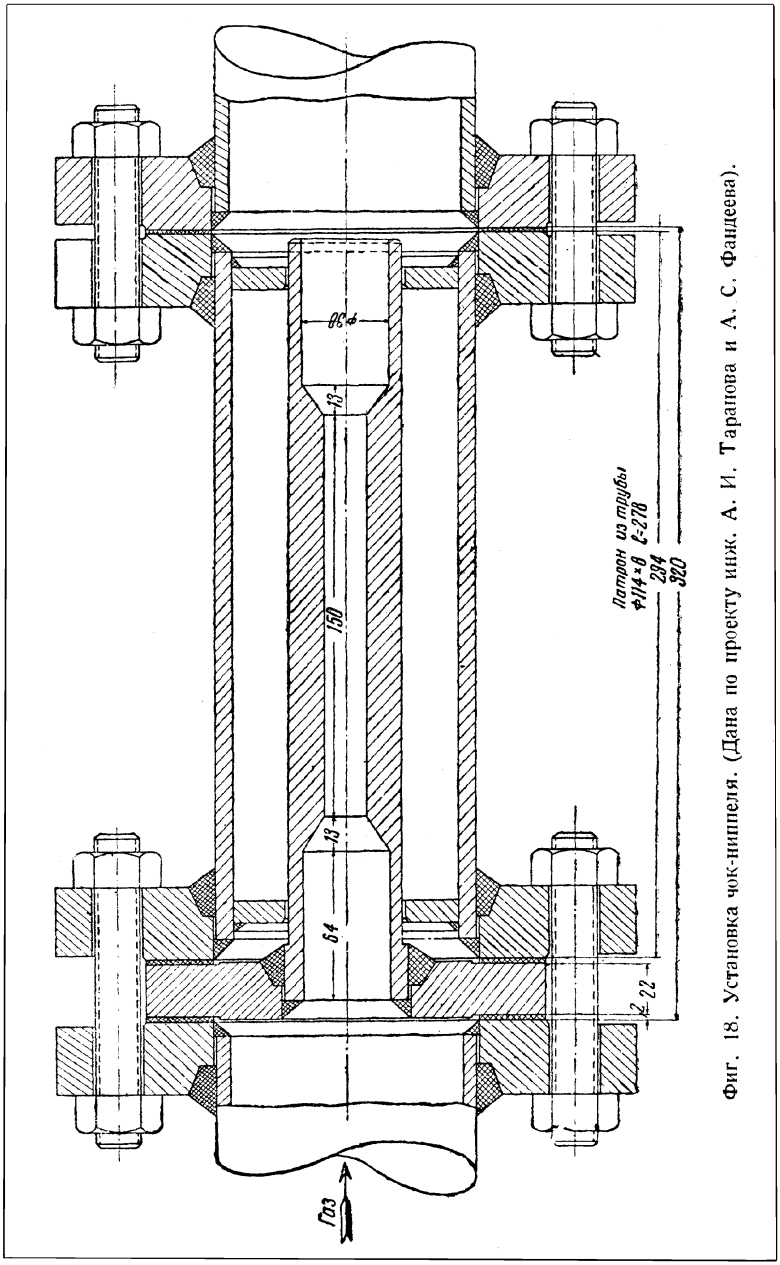
два чок-ниппеля на газопроводе около скважины;

счетчик для замера количества протекающего газа на газопроводе после чок-ниппеля.

Полезно иметь термометр, пропущенный в скважину ниже газовой головки.

Следует также замерять давление в газопроводе после чок-ниппеля.

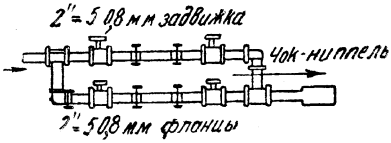
Манометры и счетчик нужны, главным образом, в первое время после начала эксплоатации скважины. Впоследствии, когда характер скважины определился и она при установленном проценте отбора дает продолжительное время почти одинаковое количество газа при давлении, почти постоянном или понижающемся очень медленно,



Фиг. 18. Установка чок-ниппеля. (Дана по проекту инж. А. И. Таранова и А. С. Фандеева).

манометры и счетчик можно снять, поставив в пунктах их присоединения пробки. Затем давление и дебит можно замерять периодически.

При эксплоатации давление в пласте и рабочее давление в скважине по мере истощения пласта постепенно понижаются. При малом проценте отбора это понижение бывает очень медленное. Чок-ниппель установленного диаметра при понизившемся давлении начинает пропускать меньше газа. Тогда можно увеличить процент отбора. Для этого надо поставить новый чок-ниппель более значительного диаметра, а именно следующий номер по табл. 8. Если при понизившемся давлении сохранить прежний чок-ниппель, дебит будет меньше, но процент отбора сохранится прежний, так как в такой же степени понизится и дебит скважины, сполна открытой. Отношение эксплоатационного дебита к максимальному при постоянном диаметре чок-ниппеля будет при истощении пласта величиной постоянной. Давление в скважине, сполна закрытой, будет понижаться таким же темпом, и отношение рабочего давления к статическому при одинаковом диаметре чок-ниппеля также будет величиной постоянной. В некоторых районах США (например в районе Монро) при истощении пласта не переходят на более широкие чок-ниппели и не увеличивают процент отбора, а для сохранения суммарной добычи на прежнем уровне увеличивают число скважин, если еще имеется незанятая скважинами газоносная площадь.



Фиг. 19.

Давление в газопроводе до чок-ниппеля равно рабочему давлению в скважине, а давление после чок-ниппеля — всегда меньше. Оно равно вообще давлению в газопроводе. Если пласт еще богат и рабочее давление большое, давление после чок-ниппеля иногда составляет лишь малую часть рабочего давления скважины. Большею частью оно бывает меньше половины рабочего давления.

Если пласт значительно истощился или если давление после чок-ниппеля используется для перекачки газа по газопроводу на значительное расстояние, давление после чок-ниппеля может превышать половину давления до чок-ниппеля.

Назовем P_1 — абсолютное давление до чок-ниппеля. P_2 — абсолютное давление после чок-ниппеля.

Если P_2 — менее

$$0{,}56\ P_1,$$

то

$$Q = CP_1. \qquad (1)$$

Здесь Q — количество газа, проходящего в сутки через чок-ниппель, а C — коэфициент, зависящий от диаметра чок-ниппеля. Если Q выразим в $м^3$, замеренных при стандартных условиях, а P_1 в *ат* (метрических атмосферах) или в $кг/см^2$, то величины C определяются по табл. 10. Формула $Q=CP_1$ и табл. 10 составлены на осно-

вании 300 замеров П. М. Биддисона, произведенных на различных скважинах при помощи чок-ниппелей разного диаметра.

Таблица 10

Диаметр узкого канала чок-ниппеля	Коэфициент *C*	Диаметр узкого канала чок-ниппеля	Коэфициент *C*
1/8″	140,1744	7/16″	1909,2720
3/16″	323,8512	1/2″	2527,9728
1/4″	594,5328	5/8″	4031,2224
5/16″	942,5520	3/4″	5853,4896
3/8″	1372,7424		

Табл. 10 составлена для следующих условий: Уд. вес газа (по отношению к весу воздуха) 0,6. Газ проходит к чок-ниппелю с температурой 15° С. Количество газа исчисляется при температуре 15° С и 1 *ата*.

Если уд. вес газа не 0,6, а другой, или если температура не 15° С, а иная, полученную цифру Q нужно умножить на множитель

$$\sqrt{\frac{0{,}6 \cdot 288}{\Delta \cdot T}}$$

где Δ — уд. вес газа,

T — абс. температура. Предположим, что уд. вес газа 0,8, а температура 5° С. Цифру для Q, полученную по табл. 10, нужно умножить на

$$\frac{\sqrt{0{,}6 \times 288}}{\sqrt{0{,}8 \times 278}}.$$

Если давление после чок-ниппеля меньше 0,56 давления до чок-ниппеля, дебит не зависит от давления после чок-ниппеля. Это давление ему не мешает. Дебит зависит только от диаметра чок-ниппеля и от рабочего давления в скважине. Критическая скорость, при которой давление после чок-ниппеля перестает влиять на дебит, зависит от отношения этих двух давлений. При критической скорости прохождения в цилиндрическом канале чок-ниппеля газ приобретает скорость звука в данном газе. Скорость звука в воздухе равна 331,9 *м/сек*. Скорость звука в газе обратно пропорциональна корню квадратному из молекулярного веса газа. Для метана она равна 447 *м/сек*. Критическое отношение давлений $\frac{P_2}{P_1}$ для метана равно 0,546. Для сухого природного газа это отношение Раулинс и Шеллхардт принимают в размерах от 0,56 до 0,58.

Если давление после чок-ниппеля превышает 0,56 давления до чок-ниппеля, дебит определяется формулой

$$Q = C \sqrt{P_2 (P_1 - P_2)}. \qquad (2)$$

[1] Формула и таблица напечатаны на стр. 293 и 294 книги John C. Diehl. «Natural Gas Handbook».

В этом случае дебит зависит и от давления после чок-ниппеля. Давление в газопроводе после чок-ниппеля уже мешает дебиту. Чем меньше разница в давлениях P_1 и P_2, т. е. чем выше давление в газопроводе, тем меньше дебит, так как ему приходится преодолевать это противодавление. Здесь C определяется той же по табл. 10.

Если давление после чок-ниппеля превышает 80% давления до чок-ниппеля, то формула (2) для этих условий не точна. Такие случаи редки, так как, если давление после чок-ниппеля почти такое же, как до чок-ниппеля, нет особенной надобности ставить чок-ниппель.

Вместо формул (1) и (2) и табл. 10 можно пользоваться табл. 11. Она составлена по указанным двум формулам и проверена замерами на практике. Все эти формулы и таблицы приложимы только к стандартным чок-ниппелям, имеющим форму и размеры в точности, как выше описано.

Предположим, что мы имеем газовую скважину, ведущую себя по кривой *Б* фиг. 16, и что в открытом состоянии она может давать 200 тыс. *м³/сутки*, а, будучи сполна закрытой, показала абсолютное давление в пласте 60 *ата*.

Предположим, что мы решили установить 15% отбора. Спрашивается, какой чок-ниппель надо поставить. 15% от 200 тыс. *м³* составит 30 тыс. *м³*. Кривая *Б* показывает, что при 15% отбора абсолютное рабочее давление на дне скважины будет составлять 85% давления в скважине, сполна закрытой, т. е. 51 *ата*.

Предположим, что вес столба сжатого газа в скважине и потеря на турбулентность и трение при движении газа в скважине составит 2,3 *ат*.

Абсолютное рабочее давление у устья скважины будет 48,7 *ата* (по манометру 47,7 *ат*). Предположим, что давление в газопроводе после чок-ниппеля 18 *ата*. Это меньше половины давления до чок-ниппеля. По табл. 11 подбираем диаметр чок-ниппеля. Если поставим чок-ниппель диаметром 0,25″, то дебит будет около 30 тыс. *м³/сутки*, т. е. почти 15% отбора.

Если поставим чок-ниппель $^5/_{16}$″ (0,313 *мм*) дебит будет примерно, 47 тыс. *м³/сутки*. Это составит 23,5% отбора. При этом абсолютное давление на дне составит 82% от давления сполна закрытой скважины, т. е. 49,2 *ата*.

Мы можем нанести на индикаторную кривую данной скважины точки для всех девяти чок-ниппелей, и будет ясно, какой дебит будет при том или ином чок-ниппеле, какой при этом будет процент отбора и как снижает давление тот или иной чок-ниппель.

Рассмотрим теперь другой случай. Предположим, что скважина ведет себя по кривой *А*, а все остальные условия одинаковы. В этом случае давление перед чок-ниппелем при 17% отбора будет $0{,}98 \cdot 60 - 2{,}3 = 56{,}7$ *ата* (55,7 *ат*) и через чок-ниппель 0,25″ скважина будет давать около 34 тыс. *м³/сутки*.

Если скважина ведет себя по кривой *В*, при 13% отбора давление перед чок-ниппелем будет только 0,73 и $60 \cdot 0{,}73 - 2{,}3 = 41{,}5$ *ата* и через чок-ниппель 0,25″ скважина будет давать около 25 тыс. *м³/сутки*.

Таблица 11

Пропускная способность чок-ниппелей в $м^3$ за 24 часа при давлении газа 1 *ата* и при температуре 15°, уд. весе газа 0,6 (по воздуху)

Давление в *ати*		Диаметр чок-ниппеля в дюймах							
перед чок-ниппелем	после чок-ниппеля	0,125	0,188	0,25	0,313	0,375	0,500	0,625	0,750
70	7	9995	23 110	42 347	67 195	97 914	180 269	287 307	417 230
	35	9995	23 110	42 347	69 167	97 886	180 241	287 251	417 146
	42	9772	22 568	41 384	65 666	95 637	176 251	280 923	467 528
	49	9117	21 063	38 669	61 369	89 357	164 483	262 341	380 853
	56	7958	18 375	33 677	53 520	77 916	143 469	228 624	331 670
63	7	9007	20 812	33 216	60 633	88 253	162 504	259 144	376 015
	31,5	9007	20 812	38 188	60 604	88 225	162 476	259 088	375 931
	35	8951	20 645	37 904	60 151	84 957	161 262	257 037	373 185
	42	8465	19 540	35 897	56 855	80 036	152 620	243 333	353 508
	49	7455	17 217	31 553	50 054	72 952	134 374	214 269	310 920
56	7	8015	18 552	34 057	53 970	78 624	144 711	230 844	334 613
	28	8015	18 552	34 057	53 942	78 624	144 683	230 788	334 557
	35	7735	17 897	32 799	52 076	75 780	139 549	222 656	322 780
	42	6913	15 973	29 291	46 433	67 620	133 103	198 653	288 298
	49	6680	12 180	25 593	35 444	51 623	113 583	151 516	219 954
49	7	7055	16 253	29 829	47 339	68 991	126 979	202 416	293 817
	24,5	7055	16 253	29 829	47 339	68 963	126 923	202 360	293 733
	28	6942	16 058	29 461	46 716	68 085	125 336	199 842	290 027
	35	6315	14 610	26 818	42 528	61 935	114 008	181 738	263 895
	42	4895	11 295	20 727	32 799	47 848	88 140	140 456	204 042
42	7	6063	13 983	25 707	40 676	59 262	109 186	174 087	252 793
	21	6063	13 983	25 707	40 648	59 234	109 158	174 031	252 737
	24,5	5950	13 732	25 228	39 940	58 214	107 292	174 031	252 737
	28	5660	13 115	24 070	38 131	55 556	102 296	163 184	246 925
	35	4477	10 332	18 970	30 027	43 803	80 631	128 533	186 705
35	7	5065	11 723	21 495	34 113	49 601	91 393	145 759	211 624
	17,5	5065	11 723	21 495	34 113	49 601	91 393	145 759	211 624
	21	4952	11 415	20 950	33 195	48 355	89 159	142 166	206 420
	24,5	4615	10 650	19 540	30 962	45 162	83 091	132 565	192 390
	28	4017	9 258	17 018	26 985	39 292	72 386	115 424	167 581
31,5	7	4587	10 565	19 392	30 763	44 850	82 525	131 659	191 087
	14	4587	10 565	19 392	30 763	44 850	82 525	131 659	191 087
	17,5	4530	10 480	19 225	30 452	44 425	81 763	130 413	189 307
	21	4278	9 885	18 148	28 753	41 865	77 236	122 131	178 768
	24,5	3765	8 688	15 973	25 285	36 828	67 818	108 195	157 059
28	7	4073	9 425	17 327	27 470	39 940	73 628	117 431	170 523
	14	4073	9 425	17 298	27 442	39 912	73 600	117 375	170 438
	17,5	3765	9 060	16 647	26 387	38 414	70 803	112 807	163 863
	21	3485	8 072	14 805	23 500	34 227	63 008	100 487	145 901
24,5	7	3958	8 295	15 237	24 155	35 189	64 763	103 231	149 890
	14	3542	8 157	14 975	23 759	34 623	63 744	101 620	147 511
	17,5	3195	7 388	13 590	21 548	31 327	57 761	92 157	133 836
	21	2463	5 717	10 480	16 618	24 212	44 595	71 083	1103 174
21	3,5	3085	7 165	13 143	20 840	30 310	55 867	89 131	129 354
	10,5	3085	7 137	13 115	20 812	30 282	55 811	89 018	129 184
	14	2887	6 652	12 237	19 392	28 257	52 076	82 949	20 457
	17,5	2265	5 242	11 015	15 237	22 203	40 818	65 157	94 589

Орифайс

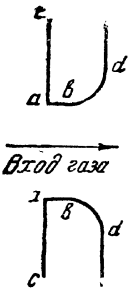
Для регулирования дебита и давления при эксплоатации газовых скважин вместо чок-ниппеля можно вставить в газопровод около скважины пластинку орифайс. Полный стандартный комплект таких пластинок содержит 9 пластинок. Диаметры их отверстий такие же, как у чок-ниппелей. Прибор орифайс — это перегородка в газопроводе, имеющая в середине небольшое круглое отверстие, через которое должен проходить газ (см. фиг. 20).

Угол cab — прямой. Линии ab не должны быть длиннее $^1/_4$ расстояния aa. Линия bd есть часть окружности круга.

Канал ab—ab цилиндрический. Дальше канал расширяется по течению газа, представляя воронку.

Орифайс отличается от чок-ниппеля длиной цилиндрического канала. В чок-ниппеле канал имеет длину 6″, в орифайсе — малую часть дюйма.

В орифайсе не успевает установиться течение газа в той форме, как в чок-ниппеле. Наблюдается лишь проскакивание газа через отверстие. Структура струи газа перед сужением, в сужении и после сужения имеет сложную форму. Скорость и давление на этом протяжении меняются и сильно отличаются от скорости и давления на остальном протяжении газопровода, где газ течет спокойно.



Фиг. 20.

Для орифайсов, служащих для регулирования дебита газовых скважин, установлена формула:

$$Q = C\sqrt{(P_1 - P_2)\,(0{,}45\,P_1 + 0{,}55\,P_2)}. \qquad (3)$$

Это есть упрощенная формула, но для практических целей она имеет достаточную точность.

Здесь обозначения те же, что в формулах (1) и (2), но размеры коэфициента C другие. Коэфициент C в этой формуле приблизительно в 5,8 раза больше, чем цифры коэфициента C для чок-ниппеля по табл. 10.

По формуле (3) составлена табл. 12, показывающая пропускную способность восьми стандартных орифайсов при разном давлении.

Орифайсы скорее изнашиваются, чем чок-ниппели, но зато и стоят дешевле. Если газ несет мелкий песок, лучше ставить чок-ниппели. Но при правильной эксплоатации и при рациональном проценте отбора газ не несет с собой песок.

Орифайсы, как и чок-ниппели, должны быть сделаны из крепкой инструментальной стали.

Орифайсы удобнее чок-ниппелей в холодное время, когда газ, содержащий пары воды, при перепаде давления расширяется, охлаждается и выделяет твердые гидраты углеводородов. В этих случаях орифайсы не так быстро забиваются льдом, как чок-ниппели, благодаря конусному расширению на выходе. Но при рациональном проценте отбора перепад давления очень малый и обмерзание обычно не происходит или бывает лишь во время больших холодов.

Таблица 12

Пропускная способность орифайсов в *м*³/*сутки* при 1 *ата* и при 15° (уд. вес газа по воздуху 0,6)

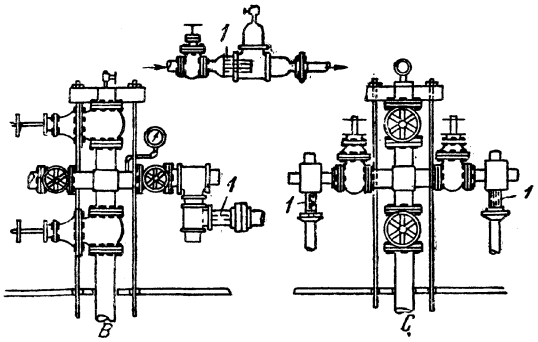
Давление в *ати*		Диаметр орифайса в дюймах							
Перед орифайсом	После орифайса	0,125	0,188	0,250	0,313	0,375	0,500	0,625	0,750
	7	11 180	25 310	44 770	70 270	100 800	178 970	289 480	401 660
	35	9 940	22 510	39 880	62 300	89 500	159 170	248 570	356 990
70	42	9 230	20 870	36 800	57 730	82 950	147 480	230 530	330 820
	49	8 270	18 690	33 080	51 850	74 170	132 280	206 450	297 160
	56	6 970	15 740	27 840	43 630	62 580	111 250	173 830	250 620
	7	10 080	22 790	40 170	63 150	90 600	161 400	251 750	362 650
	31,5	8 950	20 270	35 980	56 070	80 720	143 300	223 980	322 330
	35	8 600	19 510	34 570	54 080	77 630	137 880	215 480	311 000
63	42	7 760	17 560	31 100	48 670	69 900	124 070	193 630	279 200
	49	6 570	14 830	26 250	41 020	59 150	105 080	163 950	236 130
	7	8 980	20 300	35 980	56 350	80 720	143 580	233 980	322 330
	28	7 990	18 040	31 950	50 080	71 930	127 680	199 330	286 030
56	35	7 220	16 340	28 890	45 300	65 100	115 970	180 380	259 970
	42	6 150	13 900	24 580	38 500	55 220	98 280	153 470	221 180
	49	4 480	10 140	17 930	28 090	40 170	71 650	111 820	161 150
	7	7 850	17 790	31 380	49 230	70 800	125 730	196 250	282 850
	24,5	7 000	15 830	28 260	43 920	62 870	111 820	174 680	251 750
49	28	6 650	15 040	26 590	41 580	59 780	106 220	165 900	239 320
	35	5 690	12 850	22 760	35 700	51 280	90 880	142 170	207 270
	42	4 190	9 510	16 820	26 330	37 930	67 080	105 080	153 750
	7	6 740	15 240	26 960	42 150	60 630	107 880	168 230	242 680
	21	6 010	13 590	24 050	37 650	54 080	95 950	150 100	216 330
	24,5	5 640	12 800	22 600	35 420	51 000	90 350	140 970	203 270
42	28	5 190	11 750	20 780	33 650	46 720	83 230	129 670	187 180
	35	3 880	8 750	15 490	24 270	34 850	62 050	96 580	139 270
	7	5 610	12 720	22 460	35 130	50 370	89 780	140 680	202 130
	17,5	5 010	11 360	20 100	31 380	45 300	80 430	125 450	180 950
35	21	4 640	10 540	18 640	29 170	41 870	74 450	116 100	167 670
	24,5	4 160	9 430	16 650	26 110	37 370	66 520	103 880	149 750
	28	3 510	7 930	14 010	21 970	31 380	56 070	87 450	126 300
	7	5 040	11 420	20 190	31 670	45 300	80 720	126 020	181 770
	14	4 670	10 590	18 720	29 439	42 150	74 730	116 950	168 520
31,5	17,5	4 360	9 860	17 410	27 210	39 070	69 700	108 730	156 830
	21	3 910	8 870	15 560	24 550	35 130	62 580	97 720	140 970
	24,5	3 310	7 470	13 260	20 760	29 740	52 980	82 670	119 180
	7	4 480	10 110	17 900	28 060	40 170	71 650	111 820	161 150
	10,5	4 310	9 740	17 220	26 990	38 780	68 850	107 600	154 880
28	14	4 070	9 120	16 140	25 310	36 270	64 570	103 490	145 250
	17,5	3 660	8 270	14 610	22 880	32 800	58 300	91 170	131 430
	21	3 110	7 030	12 410	19 450	27 920	49 520	77 630	111 530
	7	3 910	8 810	15 600	24 440	35 130	62 300	97 430	140 120
	10,5	3 680	8 350	14 780	23 140	33 080	59 150	92 300	132 850
24,5	14	3 370	7 620	13 450	21 090	30 280	53 800	84 080	121 170
	17,5	2 890	6 510	11 530	18 040	25 910	46 150	71 930	103 600
	21	2 120	4 810	8 490	13 310	19 110	34 000	52 980	76 500
	3,5	3 430	7 790	13 760	21 580	30 870	54 930	86 030	123 780
	7	3 310	7 470	13 230	20 730	29 740	52 980	82 670	119 180
21	10,5	3 060	6 910	12 210	19 140	27 470	48 980	76 150	109 870
	14	2 630	5 980	10 540	16 530	23 730	42 150	65 950	94 820
	17,5	1 950	4 450	7 850	12 290	17 650	31 380	48 950	72 550

Орифайсовая пластинка вставляется в фланцы газопровода около скважины. Для этого по краям она должна иметь отверстия, соответствующие отверстиям и болтам фланцев. Как и для чок-ниппелей, газопровод разделяется на две ветви, и в каждую вставляется орифайс. Запасная ветвь выключается задвижкой.

Штуцеры с регулируемым отверстием

Для регулирования дебита и давления газовых скважин кроме чок-ниппелей и орифайсов применяются и другие виды штуцеров. Применяются также штуцеры с меняющимся регулируемым отверстием.

На фиг. 21 изображены три формы установки штуцеров неменяющегося сечения на скважинах высокого давления и показано как вынимать эти штуцеры для замены. На время вынимания штуцера закрывается задвижка на ветви данного штуцера, открывается задвижка на запасной ветви, и газ пускается через запасный штуцер.

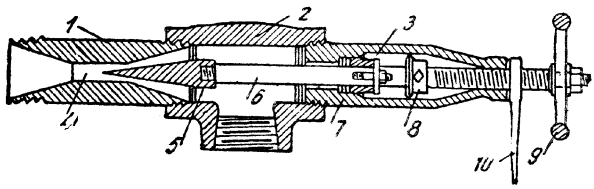


Фиг. 21. Три формы установки штуцеров на скважинах высокого давления.
1 — место установки штуцера.

Штуцер меняющегося отверстия, изготовляемый заводом Шэфер в Калифорнии, изображен на фиг. 22. Он называется также игольчатым.

Проходное отверстие этого штуцера есть цилиндрический канал, переходящий на обоих концах в конические расширения. Патрубок, в котором находится этот канал, на чертеже Шэфера назван трубкой Вентури, хотя это не есть в точности трубка Вентури. Конический наконечник стержня при вращении штурвала вправо входит в коническое расширение штуцера и уменьшает проход для газа. При вращении влево проход увеличивается. Получается гибкое регулирование. Но к этому штуцеру нет формулы и таблиц. Хотя на кронштейне, поддерживающем гайку, есть таблица, на которой нанесены давления, а на стержне есть индикатор, положение которого относительно таблицы указывает степень открытия штуцера, неизвестно, сколько при том или ином открытии штуцера и при том или ином давлении

до штуцера и после штуцера проходит газа. При каждом положении штуцера нужно манометрами определить давление до и после штуцера и счетчиком, поставленным на газопроводе после штуцера, определить дебит газа. Только тогда картина станет ясной. При эксплоатации газовой скважины нет надобности постоянно или часто регулировать дебит и давление. Нет надобности часто менять дебит. Это даже нежелательно. Защитники штуцеров меняющегося регулируемого сечения говорят: «Такими штуцерами можно легко, быстро и в широких пределах изменять проходное сечение, что является значительным преимуществом их перед другими типами». При эксплоатации газовой скважины в широких пределах изменять проходное сечение штуцера не только не нужно, но даже вредно. Цель штуцера —дать тот процент отбора, который принят для данной скважины. Когда такой процент отбора установлен, штуцер принятого размера работает долго.



Фиг. 22. Штуцер Шэфера меняющегося сечения.

1 — трубка Вентури; *2* — тройник; *3* — сальник; *4* — проходной канал; *5* — конический (игольчатый) наконечник штуцера; *6* — стержень штуцера; *7* — камера для винта; *8* — индикатор; *9*— ручной штурвал; *10* — запорная ручка.

Менять его приходится только в случае износа и опять-таки на новый штуцер прежнего сечения. Переход на другое, более широкое отверстие делается через длительный промежуток времени, исчисляемый в большинстве случаев месяцами, а иногда и годами. Что касается износа, то регулируемый штуцер, имеющий подвижные части, изнашивается значительно быстрее, чем стандартный чок-ниппель или орифайс. Защитники регулируемых штуцеров признают, что в этих штуцерах «струя меняет свое направление на 90°, вследствие чего при значительном содержании в струе песка штуцер быстро выходит из строя».

Слабым местом в регулируемом штуцере является также сальник. Струя газа перед поворотом под углом 90° бьет прямо в сальник. Газ в канале штуцера имеет скорость критическую или сверхкритическую, г. е. в случае сухого газа более 380 *м/сек*. При такой скорости газ развивает большую силу напора, пропорциональную квадрату скорости, и сальнику приходится выдерживать этот напор. При большом давлении сальник может пропускать газ.

Регулируемые штуцеры стоят значительно дороже чок-ниппелей и орифайсов.

Регулирование дебита и давления задвижкой

Иногда регулирование дебита и давления газовых скважин производится при помощи задвижки. Этот способ регулирования не рационален, и применять его не следует. При таком регулировании задвижка частично открыта. Дебит определяется степенью открытия задвижки. При частичном открытии струя газа омывает край задвижки. Этот край изнашивается. После этого задвижка для полного закрытия уже не годится. Она пропускает газ. Частичное открытие есть лишь порча задвижек. В эксплоатации задвижек существует принцип: задвижка должна быть или сполна открыта, или сполна закрыта. При этих двух положениях газ не омывает края задвижки, и задвижка не изнашивается.

Регулирование задвижкой не имеет достаточной точности и определенности. Можно считать число оборотов винта, передвигающего задвижку. Но неизвестно, какое увеличение или уменьшение дебита дает тот или иной оборот при разном давлении и противодавлении. Отдельные обороты дают разное увеличение дебита. Никаких формул и таблиц к такому регулированию нет.

Глубинные штуцеры

Глубинные штуцеры иногда называются забойными, но мы считаем это название неудачным.

В газовые скважины для добычи газа обычно спускаются внутри обсадных труб насосные трубы. Их иногда называют фонтанными трубками. Насосные трубы имеют диаметры 1,5″, 2″, 2,5″, 3″ и 4″. Газ из пласта идет внутри этих труб. На насосных трубах с внешней стороны между этими трубами и породой или между этими трубами и обсадными трубами выше газового пласта обычно ставится пакер. Он изолирует кольцевое пространство выше пакера от пласта. Глубинный штуцер помещается внутри насосных труб в нижней части скважины выше пласта. Перенос штуцера в нижнюю часть скважины имеет значение в двух отношениях:

1. Проф. Юрен [1] считает, что глубинный штуцер имеет коэфициент полезного действия несколько выше штуцера, установленного на поверхности, и при нем добыча идет с меньшей тратой энергии пласта. Для добычи газа это большого значения не имеет, так как для подъёма газа по скважине используется лишь ничтожная часть пластовой энергии, и добыча все равно идет с большим противодавлением на пласт, а когда давление в пласте при истощении пласта приближается к атмосферному, штуцеры не применяются.

2. Штуцер создает перепад давления. Газ, проходя штуцер, сильно расширяется в объёме. Это расширение газа сопровождается его охлаждением. Из газа, несущего пары воды, выделяются твердые гидраты углеводородов, имеющие вид снега или льда. Они иногда закупоривают газопровод, штуцер, счетчики газа и регуляторы давления. Для борьбы с этим обмерзанием перенос штуцера на глубину может при-

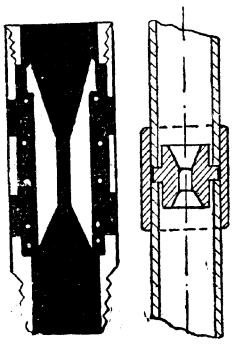
[1] «Petroleum Production Engineering», 1939, стр. 129.

нести пользу. На большой глубине в скважине имеется повышенная температура. При ней обмерзание штуцера не происходит. Охладившийся газ, идя по скважине выше штуцера, снова нагревается. Это и есть главная причина, почему в некоторых скважинах применяют глубинные штуцеры.

При добыче газа глубинные штуцеры имеют малое распространение. Для борьбы с обмерзанием есть и другие меры. Спуск и подъём глубинных штуцеров сопряжен с затруднениями и неудобствами.

Есть три типа глубинных штуцеров:

Штуцеры, для спуска и подъёма которых нужно спускать или вынимать всю колонну насосных труб. Это — наиболее простой тип глубинного штуцера. По форме он походит на чок-ниппель, но короче чок-ниппеля. Снаружи в середине он имеет буртик. Резьбы и фланцев нет. Такой штуцер в начале спуска колонны насосных труб вставляется в середину муфты между двумя насосными трубами, как это показано на фиг. 23.



Фиг. 23. Глубинный штуцер.

Формулы и таблицы стандартного чок-ниппеля не пригодны для глубинного штуцера. Если вместо поверхностного чок-ниппеля ставится глубинный штуцер, для получения того же процента отбора нужно взять штуцер с меньшим диаметром проходного отверстия, а какой нужен диаметр, это заранее сказать нельзя. Выяснить этот вопрос можно только опытным путем, испытав два или три размера штуцера и произведя замеры дебита газа счетчиком на газопроводе и замеры давления манометром у устья скважины, причем, если насосная колонна имеет пакер, можно определить только давление после штуцера, а давление до штуцера, знать которое очень важно, так и останется неизвестным. Следовательно, останется неизвестным и перепад давления, создаваемый штуцером при эксплоатации. На той же фиг. 23 показан другой тип глубинного штуцера.

Если на дне скважины при эксплоатации скапливается вода, ее нужно своевременно удалять из скважины. Это удаление воды обычно производится при помощи колонны сифонных труб, спущенной внутри колонны насосных труб почти до дна скважины. Если в скважине находится глубинный штуцер, в нее нельзя спустить сифонные трубы.

Если вместе с газом идет мелкий песок, глубинный штуцер больше страдает и быстрее изнашивается от песка, чем поверхностный чок-ниппель, так как далеко не весь песок, прошедший через глубинный штуцер, доходит до поверхности. Значительная часть песка будет падать и скапливаться на штуцере, мешая проходу газа. Придется производить частую чистку.

Для осмотра, ремонта, замера и чистки глубинного штуцера этого типа нужно его вынуть из скважины, и для этого поднимается вся

колонна насосных труб вместе с пакером. Подъём и спуск насосных труб в скважинах большого давления — очень трудное и сложное дело. При подъёме и спуске происходит перерыв правильной эксплоатации, могущий вредно отразиться на скважине.

Глубинные штуцеры с регулируемым отверстием. Есть глубинные штуцеры, в которых можно увеличивать или уменьшать проходное отверстие без вынимания штуцера на поверхность. Это делается при помощи поворота колонны насосных труб. Но если такой штуцер надо заменить другим, приходится вынимать всю колонну труб.

В общем глубинные штуцеры первых двух типов оказались мало пригодными и получили очень небольшое распространение.

Глубинные штуцеры, которые можно вынимать и спускать, не вынимая колонны насосных труб. Эти штуцеры имеют сложное устройство. Есть несколько вариантов таких штуцеров. Наилучшими из них считаются штуцеры инж. Отис [1] (H. C. Otis). Фирма «Otis Pressure Control Inc.» в г. Даллас в штате Техас изготовляет различное оборудование для работ в скважинах высокого давления и с подряда производит разные работы. Она постепенно совершенствовала глубинные штуцеры. Они применяются как в газовых скважинах, так и в фонтанных нефтяных скважинах.

Штуцеры и старого и нового типов можно вынимать и спускать без вынимания колонны. Но они имеют постоянное нерегулируемое отверстие. Если нужно уменьшить или увеличить отверстие, нужно вынуть штуцер и заменить его другим.

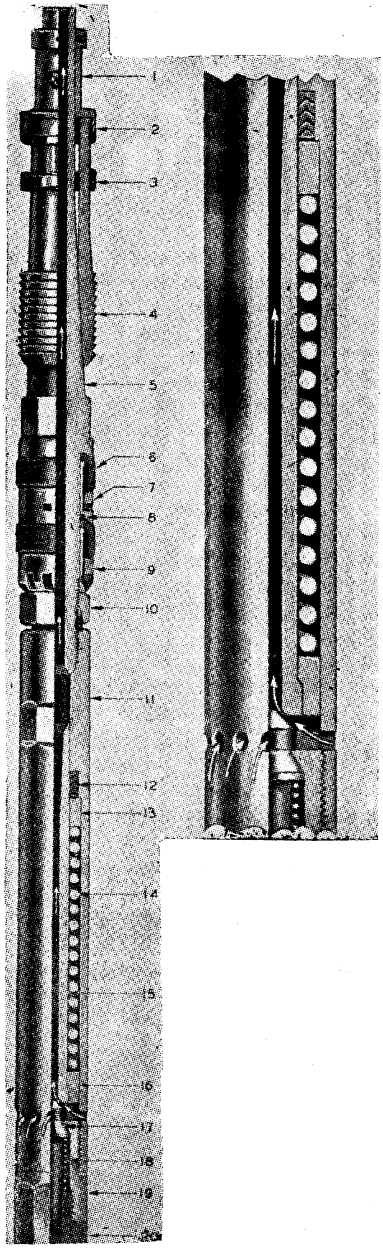
В 1943 г. фирма Отис выпустила в продажу новый тип глубинного штуцера с меняющимся отверстием и назвала этот штуцер уже не штуцером, а регулятором. Первые два типа назывались «Bottom Hole choke», а последний тип «Bottom Hole reg lator».

Глубинный регулятор Отиса изображен на фиг. 24.

Регулятор собирается на поверхности и спускается в скважину внутри колонны насосных труб на тонком проволочном канате. Для спуска может служить замерный канат Халибэртона, применяемый при цементировке скважин. Регулятор к канату подвешен на легких трубчатых яссах. Когда регулятор спущен на нужную глубину, делают несколько ударов яссами снизу вверх. Коническая труба *5* идет вверх, раздавая плашки шлипса в бока. Плашки впиваются во внутреннюю поверхность насосных труб. Регулятор крепко заклинен в трубах. Последним ударом ясс срезывают шпильку из мягкого металла, которой яссы прикреплены к регулятору, и вынимают все спускное оборудование.

Газ входит в регулятор через боковые отверстия в нижней трубе регулятора и затем проходит между верхним концом клапана и нижним концом подвижной трубы *15*. Две пружины стремятся сблизить эти концы, а газ стремится их раздвинуть. Сила верхней пружины

[1] Старый тип штуцера Отис изображен и описан на стр. 128 книги «Курс эксплоатации нефтяных месторождений» И. М. Муравьева и А. П. Крылова, 1940. Более новый тип штуцера Отис изображен и описан в книге «Petroleum Production Engineering", by, Lester Uren 1939, стр. 130.



Фиг. 24. Глубинный регулятор давления Отис.

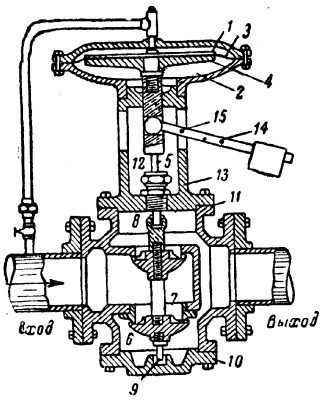
1 — патрубок, могущий скользить кверху и книзу по внутренней трубе регулятора; *2* — воротник патрубка *1*, на этом воротнике висят плашки шлипса; *3* — кольцо, внутри которого проходят полосы, идущие к плашкам шлипса; *4* — три наружных плашки шлипса, могущие скользить кверху или книзу вокруг конической поверхности внутренней трубы регулятора; снаружи плашки имеют острую нарезку, которой могут задерживаться во внутренней поверхности колонны насосных труб; *5* — внутренняя труба регулятора, имеющая внутри одинаковый диаметр, наружная поверхность ее в средней части, где могут двигаться плашки шлипса, имеет коническую форму; конусность — малая, конус расширяется книзу; *6* — манжета из упругого материала; *7* — кольцо верхней манжеты; *8* — пакеровка кольца *7*; *9* — кольцо и пакеровка кольца нижней манжеты; *10* — гайка, навинченная снизу на нижний конец трубы *5*; при навинчивании этой гайки манжеты расширяются в бока; *11* — труба клапана, навинченная на нижний конец трубы *5*; *12* — шевронная пакеровка; *13* — кольцо, служащее верхним упором для пружины; *14* — регулирующая пружина; *15* — внутренняя труба клапана, могущая давлением пружины опускаться, а давлением газа подыматься; *16* — кольцо, могущее давлением пружины опускаться; при опускании это кольцо тянет книзу трубу *15*; *17* — клапан, могущий двигаться кверху и книзу и регулирующий дебит газа и давление; *18* — пружина, подымающая клапан кверху; *19* — камера для клапана; *20* — пробка, запирающая клапан снизу.

так рассчитана, что газ под ней может проходить в достаточном количестве. Клапан создает перепад давления. Давление газа после клапана плюс давление пружины равно давлению газа до клапана. Если давление газа до клапана, т. е. пластовое давление, понизилось, пружина уменьшает проходное отверстие, газ идет в меньших количествах, а давление до клапана возрастает. Регулятор автоматически уменьшает дебит при понижении рабочего пластового давления и этим задерживает понижение пластового давления. Амплитуда регулирования доходит до 255 000 $м^3$ газа в сутки, т. е. на эту цифру регулятор может снизить суточный дебит.

Если нужно увеличить дебит, нужно уменьшить противодавление, т. е. давление в газопроводе. Поэтому, кроме указанного регулятора, иногда ставится штуцер на поверхности около, устья скважины.

Для того, чтобы противостоять разъедающему действию песка, идущего с газом, клапан сделан из термически обработанного металла К-Монель, а прикасающиеся к току газа поверхности трубы *15* и кольца *16* выложены «Кеннаметаллом». Опыты показали, что из всех металлов эти два металла наиболее стойки против абразии.

Чтобы вынуть регулятор Отис из скважины, спускается на тонком проволочном канате особая ловушка. Между ловушкой и канатом поставлены яссы. Сначала ударами книзу осаживают трубу *5*. Против плашек шлипса благодаря этому будет находиться более узкое место этой трубы. Шлипс освобождается и весь регулятор вынимается.



Фиг. 25. Регулятор обратного давления.

При рациональной эксплоатации газовой скважины нет надобности в том регулировании дебита и давления, которое производит регулятор Отис. Все требуемое регулирование проще, яснее и удобнее осуществляется стандартным чок-ниппелем или орифайсом. Ни формул, ни таблиц к регулятору Отис нет. Во время работы регулятора давление до него остается неизвестным. Точных цифр для установки пружины на определенное давление не имеется.

Вынимание и спуск регулятора Отис отнимает много времени. Проф. Юрен говорит, что на одно вынимание тратится иногда полсуток и даже более.

Регулятор обратного давления. По мнению некоторых авторов, регулирование дебита и давления газовых скважин при эксплоатации можно производить при помощи регулятора обратного давления. Такой регулятор ставится на газопроводе недалеко от газовой скважины. Он действует автоматически.

Регулятор обратного давления приведен на фиг. 25. В каталогах он обычно называется регулятором давления «до себя», так как регу-

лирует давление в газопроводе на входе. Давление, передаваемое контрольной трубкой в верхнюю камеру диафрагменной коробки, действует на гибкую мембрану сверху и стремится опустить клапанный шток, т. е. открыть клапан. Если площадь мембраны S *см*^{2}, а требуемое давление на устье скважины P *кг*/*см*^{2}, то усилие, с которым это давление опускает клапанный шток равно PS *кг*. Груз устанавливается на таком расстоянии от оси — шарнира рычага, чтобы его усилие поднять клапанный шток (закрыть клапан) было тоже равно PS *кг*. Вместо рычага с грузом часто служит пружина, усилие которой регулируется установочным винтом.

Если мы поставим у газовой скважины только регулятор обратного давления и не поставим ни чок-ниппеля, ни орифайса, регулятор обратного давления будет все время держать одинаковое давление в скважине. Это давление первое время будет соответствовать принятому нами проценту отбора. В дальнейшем по мере истощения пласта при сохранении регулятором одинакового давления в скважине регулятор будет постепенно и медленно понижать дебит. Необходимо поэтому периодически передвигать груз на рычаге, но, как указывалось на стр. 64, это требуется делать через длительный промежуток времени, исчисляемый месяцами, а иногда и годами.

Выводы

Из вышеизложенного ясно, что для осуществления принятого процента отбора нужно применять чок-нипелли или орифайсы. Эти приборы надо предпочесть всем остальным описанным выше приборам.

При замене одного чок-нипелля или орифайса другим, установленным на запасном ответвлении газопровода, нужно одну задвижку открывать, а другую закрывать одновременно и с одинаковым темпом, чтобы не было прекращения, уменьшения или увеличения струи газа. Переключение струи газа с одной ветви на другую нужно выполнять, не меняя характера струи.

При длительной рациональной эксплоатации газовой скважины возможны два варианта регулирования дебита и давления.

1. Сохранение постоянного диаметра чок-ниппеля или орифайса;
2. Постепенный переход на чок-ниппели (или орифайсы) более значительных диаметров.

Сохранение постоянного диаметра чок-ниппеля. По мере истощения пласта можно увеличивать процент отбора, так как при невысоком давлении в пласте уже можно не опасаться тех вредных последствий, которые описаны ранее. Однако во многих газоносных районах США даже при истощении пласта сохраняют первоначальный процент отбора, т. е. первоначальные диаметры чок-ниппелей и орифайсов. Такая практика властями штата Луизиана, например, установлена для крупного газового месторождения Монро, состоящего в эксплоатации с 1916 г.

Предположим, что скважина имеет диаметр 100 *мм* и для 25% отбора эксплоатируется через чок-ниппель диаметра 10 *мм*. Если в течение долгого времени мы сохраняем это отношение диаметров

постоянным, то и отношение дебитов через эти диаметры также сохранится постоянным, а отношение двух дебитов $Q_{эксп\text{л}}$ и $Q_{макс}$ и есть процент отбора. Здесь $Q_{эксп\text{л}}$ есть эксплоатационный дебит через чок-ниппель, а $Q_{макс}$ — дебит скважины, сполна открытой. При длительной эксплоатации пласт истощается и давление в нем понижается. $Q_{макс}$ и $Q_{эксп\text{л}}$ есть функции этого давления. При понижении давления они будут понижаться одинаково. Это понижение при одном и том же диаметре чок-ниппеля растянется на очень продолжительное время. При сохранении одного и того же диаметра чок-ниппеля скважина будет иметь медленное понижение эксплоатационного дебита. В последнюю стадию эксплоатации нужно будет перейти на большие диаметры чок-ниппеля и затем на добычу без чок-ниппеля, чтобы из пласта получить весь газ, который может вытечь при минимальном давлении в пласте.

Дебит при сохранении постоянного диаметра чок-ниппеля будет понижаться пропорционально понижению пластового давления, как это показывает формула чок-ниппеля $Q=CP_1$, где P_1 есть давление до чок-ниппеля, т. е. пластовое давление, а C — коэфициент, зависящий от диаметра чок-ниппеля. Так как диаметр чок-ниппеля, а следовательно и C не меняются, Q будет понижаться пропорционально P_1. Но когда Q понизится до таких размеров, при которых P_2, т. е. давление в газопроводе после чок-ниппеля будет больше 0,56 P_1, дальнейшее понижение будет происходить по другой формуле, а именно:

$$Q=C\sqrt{P_2(P_1-P_2)}.$$

Постепенный переход на чок-ниппели более значительных диаметров. Чтобы не иметь при понижении пластового давления большого понижения добычи, можно постепенно переходить на чок-ниппели более значительных диаметров, но этот переход надо начинать тогда, когда давление в пласте понизилось настолько, что увеличение процента отбора не повредит скважине и пласту. Если первоначальный дебит сполна открытой скважины и первоначальное давление в закрытой скважине очень велики и для добычи установлен малый процент отбора, придется долго эксплоатировать скважину через чок-ниппель малого диаметра. В районе Монро первоначальное давление в пласте было 76,3 *ата*. До 1 января 1944 г. прошло 27 лет эксплоатации. Добыто более 95 000 млн. $м^3$ газа с площади 1113,5 $м^2$. Давление понизилось до 40 *ата*. На чок-ниппели более значительных диаметров еще не переходят. Процент отбора сохранен прежний. Эксплоатационный дебит, в первые годы был в среднем около 25 000 $м^3$ на скважину в сутки, а теперь — около 11 000 $м^3$.

Падение добычи отдельных скважин компенсировалось вводом в эксплоатацию новых скважин.

Глава V

ИСПЫТАНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ФАКТОРЫ, ПОДЛЕЖАЩИЕ ВЫЯСНЕНИЮ

По окончании бурения, очистки и освоения газовой скважины производится ее испытание, имеющее целью выяснить характер скважины. Глубина, диаметр, конструкция скважины, способ оборудования забоя, качество пород, литология пласта и его мощность известны по данным бурения. Испытание должно выяснить:

1) дебит газа;
2) давление в скважине, сполна закрытой;
3) давление при разных размерах дебита;
4) температуру пласта;
5) уд. вес газа;
6) состав газа;
7) давление атмосферы при испытании;
8) имеется ли в скважине вода и скапливается ли в скважине вода.
9) вынос частиц пластовой породы.

Первые три фактора излагаются в виде таблицы, и по ней строится индикаторная кривая «давление — процент отбора», а знание остальных факторов нужно для вычислений. Кривая «давление — процент отбора» — основная характеристика скважины. Она нужна для установления рационального процента отбора.

Не следует ограничиваться одним испытанием скважины по окончании бурения. Необходимо периодически повторять это испытание через определенные промежутки времени. Первое время промежутки между испытаниями не должны быть длинные. Например в течение первого года эти промежутки могут быть по 3 или 4 месяца, а затем можно их удлинить до 6 и до 12 месяцев. В эти промежутки входит не только время эксплоатации, но и временное бездействие, а также время ремонта, чистки и пр. Очень часто после длительного временного бездействия дебит и характер скважины оказывались уже другими.

Давление замеряется при помощи манометра, который обычно ставится на газопроводе около скважины или на елке. Небольшие давления замеряются трубчатым V-образным ртутным манометром.

Для замера больших давлений применяют пружинные манометры.

Обыкновенные пружинные металлические манометры не дают достаточной точности. Обычно их чувствительность не велика и колебания давления менее 0,07 *ат* не улавливаются. Для точных замеров давлений, превышающих 1,5 *ати*, при испытании газовых скважин в США обычно применяются особые манометры, называемые «Dead weight gage» (манометр мёртвого веса) и имеющие значительную чувствительность. Они улавливают колебания давления в 0,003 *ат*.

При испытании газовых скважин нужно замерять температуру газа, вытекающего из скважины. Этот замер надо делать в газопроводе около скважины, до чок-ниппеля, так как перепад давления, создаваемый чок-ниппелем, понижает температуру газа. Для замера температуры в газопровод вставляется специальное гнездо для термометра или карман. Температура замеряется ртутным термометром. Его помещают в карман, наполненный соляровым или лёгким машин-

ным маслом, а так как масло плохой проводник тепла, нужно выждать достаточное количество времени, чтобы термометр вполне воспринял температуру газа.

Для определения состава газа берут пробу и делают анализ газа в лаборатории. Для взятия проб существуют специальные сосуды и определённая методика. Пробы берутся с сохранением давления. Обычно в анализах, которые даёт лаборатория, не указывается содержание парообразной воды в газе, а это надо указывать. Природные газы, выходящие из скважин, всегда содержат воду в парообразном состоянии, и это содержание иногда бывает значительным. Некоторые глубокие скважины в южном Тексасе дают газ, в котором 25% объёма при большом давлении есть парообразная вода.

За последние годы в производство лабораторных анализов газа в США введены новые методы, упростившие и ускорившие это производство.

Определение уд. веса газа также делается в лаборатории. Для этого надо предпочесть взвешивание газа на весах Эдвардса. Можно применять и эффузионный способ, то-есть определение скорости вытекания через узкое отверстие и сравнение этой скорости со скоростью вытекания воздуха. Определение скорости производится на аппарате Шиллинга. Этот способ менее точен, чем взвешивание на весах Эдвардса.

Уд. вес газа нужно также вычислить теоретически по химическому составу газа, и полученную цифру сравнить с цифрой, полученной на весах Эдвардса, или аппарате Шиллинга.

Во время испытания газовой скважины при различных процентах отбора через чок-ниппель дебит газа замеряется счётчиком, поставленным на газопроводе после чок-ниппеля.

ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ЭКСПЛОАТАЦИИ И ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ

Большинство газовых скважин имеет внутренний диаметр последней колонны обсадных труб 5,5″ или 7″. Есть много скважин, законченных диаметром 4″. Газовые скважины, имеющие диаметр последней колонны обсадных труб более 8″, встречаются очень редко.

Внутри последней колонны обсадных труб в газовых скважинах обычно имеется колонна насосных труб, а внутри её — колонна сифонных труб.

В газовых скважинах применяются насосные трубы четырёх диаметров: 2″, 2,5″, 3″ и 4″. Газ отбирается через насосные трубы.

Сифонные трубы обычно имеют внутренний диаметр 0,75″. Часто применяются также сифонные трубы диаметра 1″, реже трубы диаметра 0,5″. Они служат для периодического или постоянного удаления воды, скапливающейся на дне скважины. Вода внутри сифонных труб выбрасывается из скважины давлением газа. Кроме удаления воды, сифонные трубы нужны для испытания скважины. Ими можно замерять давление на дне скважины во время добычи газа через насосные трубы.

Последняя колонна обсадных труб служит для закрытия воды и цементируется доверху. В большинстве скважин воду закрывают.

не дойдя до газового пласта. Башмак последней колонны обсадных труб устанавливается над пластом или выше пласта. Зацементировать пространство между этой колонной и породой до верху нужно не только для закрытия воды. Это особенно нужно для того, чтобы газ из пласта не уходил в верхние пористые пласты. При бурении и эксплоатации газовой скважины нужно принять надёжные меры против утечки газа в стороны и вообще против подземных потерь газа. При эксплоатации газового пласта нужно опасаться этих потерь значительно больше, чем при эксплоатации нефтяного пласта. Газ стремится подняться кверху и легче находит себе путь в верхние пористые пласты и в стороны, чем нефть, которая не так легко может подняться кверху. Газ может пройти и по таким узким порам, каналам и трещинам, по которым нефть не пройдёт или пройдёт в малых количествах.

В отношении подземных потерь газа особенно опасны трещины, имеющиеся в плотных породах палеозоя. Из пласта по-за трубам газ может дойти до какой-нибудь трещины и уйти по ней далеко в стороны. Газовые месторождения, находящиеся между Волгой и Уралом, а также к западу от Волги, в бассейне р. Камы и на Тимане, залегают в палеозойских слоях и обычно содержат трещины. Газовые пласты этих месторождений должны быть хорошо изолированы в скважине как от вышележащих, так и от нижележащих слоёв.

Устьё газовой скважины должно иметь газовую головку или ёлку. Пространство между обсадными и насосными трубами, а также пространство между насосными и сифонными трубами у устья скважины должно быть герметически закрыто. Герметичность всего этого оборудования должна быть испытана на давление, превышающее по крайней мере на 50% предполагаемое давление в сполна закрытой скважине. В США испытывают на двойное давление.

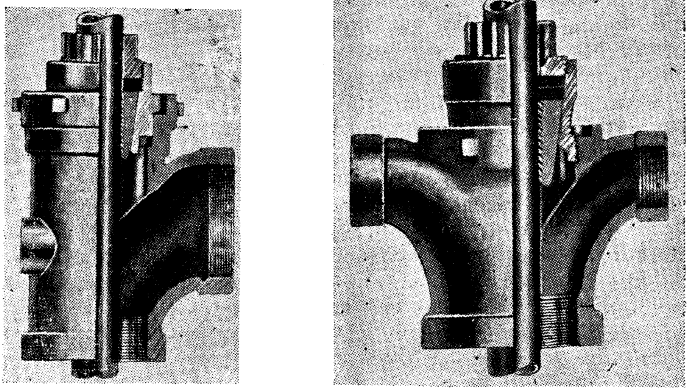
Верхний конец колонны насосных труб должен быть выше верхнего конца колонны обсадных труб. Колонна насосных труб проходит сквозь колонную головку и выше её имеет два ответвления в противоположные стороны. По этим ответвлениям газ может итти из колонны насосных труб. Одно ответвление служит для эксплоатации, а другое — запасное. На каждом ответвлении задвижка. На запасном ответвлении задвижка закрыта и после нее на фланцах или на резьбе поставлена глухая герметическая пробка, которую можно отвинтить или снять и присоединить ответвление к газопроводу. Рабочее ответвление присоединено к газопроводу. Чтобы получить эти ответвления, раньше вставляли в верхний конец колонны насосных труб крестовину, в которой ответвления отходят от вертикальной колоны под прямым углом. Но повороты в 90° для течения газа вообще нежелательны. Нужно плавное протекание по дугам. Поэтому для ответвлений ёлки лучше ставить дуги, постепенно отходящие от вертикального ствола (фиг. 26).

Колонна насосных труб висит на колонной головке. Укрепление этой колонны в головке бывает разных типов: 1) на резьбе и муфте, 2) на фланцах, 3) на соединении типа шлипса и пр. Для герметичности эти соединения иногда снабжаются резиновыми прокладками или сальниками разных типов.

Верхний конец колонны насосных труб закрыт сверху фланцами.

В нижний фланец ввинчен снизу верхний конец колонны сифонных труб. В верхний фланец сверху ввинчена ещё одна сифонная труба, изогнутая плавно в сторону и имеющая задвижку. Бывает и иное, более надёжное прикрепление колонны сифонных труб к крышке, закрывающей верхний конец колонны насосных труб. Таким образом, колонна сифонных труб вверху выходит из колонны насосных труб и отходит в сторону, чтобы можно было выпускать воду.

Если газовый пласт в данном месте не содержит пластовой воды, нижний конец колонны насосных труб устанавливается против середины пласта. Иногда нижний конец колонны насосных труб ставят на дно скважины, чтобы не вся тяжелая колонна насосных труб висела на колонной головке. В таком случае колонна насосных труб против



а Фиг. 26. б

пласта должна иметь отверстия для входа газа. Эти отверстия заранее по расчёту делаются на поверхности до спуска колонны. Колонну, которую ставят на дно, иногда внизу снабжают костылём, содержащим три стальных острия. Этот костыль врезывается в породу под пластом и удерживает нижнюю часть колонны от вращения в том случае, если колонна на какой-либо высоте имеет одно соединение с левой резьбой, чтобы можно было отвинтить и вынуть часть колонны, находящуюся выше этого соединения. Костыль не врезывается целиком в породу. Между отростками костыля газ может входить снизу в колонну насосных труб.

Если в данном месте нижняя часть газового пласта содержит пластовую воду, колонна насосных труб не доводится до водоносной части пласта. Нижний конец её устанавливается против верхней части пласта, немногим ниже кровли.

Во многих газовых скажинах на дне их при эксплоатации скапливается небольшое количество воды. Присутствие воды объясняется следующими причинами

1) вода стекает сверху из водоносных слоев вследствие недостаточно удачного закрытия воды;

2) вода идёт по пласту со стороны.

Скапливающуюся в скважине воду нужно своевременно удалять, чтобы она не закрыла пласт. Воду удаляют при помощи сифонных труб давлением того же газа. Нужно, чтобы нижний конец колонны сифонных труб был как можно ниже. Он немного не доводится до дна скважины, чтобы вода могла входить в сифонные трубы. Сифонные трубы также можно ставить на дно скважины на костылях. Иногда в сифонных трубах на разной высоте имеются так называемые «клетки», содержащие отверстия для входа газа, чтобы газ мог входить в трубы и вспенивать воду.

Некоторые скважины, дающие вместе с газом небольшие количества воды, углубляют на 3 или 4 *м* в породу под пластом. Получается так называемый «колодец» или «зумпф», в котором скапливается вода. В таком случае она не закрывает нижнюю часть пласта. Сифонные трубы опускаются в этот колодец.

Обычно насосные трубы спускаются с пакером, который устанавливается выше газового пласта. Если башмак последней колонны обсадных труб находится недалеко от пласта, пакер ставится в башмаке этой колонны и герметически закрывает пространство между обсадными и насосными трубами. Если башмак колонны обсадных труб находится намного выше пласта, пакер ставится выше пласта между породой и насосными трубами, и в таком случае этот пакер называется «Formation-packer» (пакер для породы). Пространство между пакером и дном скважины называется камерой давления. В ней скапливается давление, нужное для поднятия воды внутри сифонных труб. Если нормальное давление при добыче газа недостаточно для выдавливания воды внутри сифонных труб до поверхности, на короткое время закрывают задвижку на газопроводе около скважины, и в скважине ниже пакера увеличивается давление. После этого открывают задвижку на верхнем конце сифонных труб, и из них идёт вода. Когда почти вся вода вышла и из сифонных труб пошла вода с газом, закрывают задвижку на сифонных трубах, открывают задвижку на газопроводе и возобновляют добычу газа. Это — периодическое удаление воды. Объём «камеры давления» и высоту постановки пакера рассчитывают сообразно с давлением и количеством сжатого газа, нужными для выдавливания воды.

Если даже давление после временной остановки не может поднять воду до поверхности, превращают колонну сифонных труб в природный газлифт, вспенивают воду в сифонных трубах тем же газом и уменьшают её удельный вес. Для этого сифонные трубы должны иметь «клетки» с отверстиями и обратными клапанами. Иногда применяются «пусковые клапаны».

Из некоторых скважин, имеющих достаточное давление газа и значительный приток воды, одновременно добывается газ из насосных труб и вода из сифонных труб. Иногда и газ, и вода добываются одновременно из сифонных труб, а насосные трубы в это время закрыты.

Если сифонные трубы дают воду с газом, эта смесь идёт в трап, где газ отделяется от воды. Газ из верхней части трапа идёт в газо-

провод, а вода выпускается автоматически из нижней части трапа. Для этого трап имеет автоматический поплавковый регулятор уровня, открывающий или прикрывающий задвижку на выпускной трубе в зависимости от количества воды в трапе. Давление в трапе такое же, как в верхней части колонны сифонных труб. В трапе возможен и вакуум, если по газопроводу газ отсасывается компрессором.

Ставят пакер на насосных трубах выше газового пласта по следующим причинам:

1. Под пакером легче и быстрее можно создать остановкой эксплоатации давление, нужное для подъёма воды по сифонным трубам, как это изложено выше. Если пакера нет, приходится создавать давление внутри всего объёма в обсадных трубах, и на это требуется больше газа и больше времени. Если в верхней части обсадных труб или в колонной головке есть хотя бы малая утечка, нужное давление создать будет трудно или на это потребуется много времени, а утечка газа в верхней части колонны обсадных труб, подверженной коррозии, бывает часто.

2. Пакер уменьшает давление газа на колонную головку и на задвижку, если таковая имеется ниже колонной головки. Пакером давление в скважине разделено на две части. Над пакером давление значительно меньше, чем под пакером. Это давление можно регулировать. Можно оставить над пакером половину или одну треть того давления, которое имеется под пакером. Для этого выше пакера внутри обсадных труб оставляется определённое количество газа, которое и регулируется краном или задвижкой на выпускном отводе, поставленном на обсадных трубах ниже колонной головки или на самой колонной головке. При обычной эксплоатации этот кран закрыт. В случае надобности через него можно выпустить в газопровод после чок-ниппеля некоторое определенное количество газа или ввести в обсадные трубы некоторое количество газа из газопровода до чок-ниппеля. Если значительная часть давления снята пакером, колонная головка и задвижка под ней работают значительно менее напряженно. Предупреждена утечка газа через задвижку и колонную головку.

3. В такой же мере, как на колонную головку, пакер уменьшает давление газа на обсадные трубы. Нужно оберегать обсадные трубы от всяких лишних напряжений и принимать меры к продлению их долговечности. Обсадные трубы, которыми манипулировали во время бурения, закрытия воды, очистки и освоения скважины, нужно считать частично изношенными. Они уже не имеют прежней крепости. Толщина стенок их местами могла уменьшиться вследствие стирания бурильными трубами при их вращении и вследствие внешней коррозии, причиняемой подземными солёными водами. Особенно разрушительно действует хлористый магний, содержащийся в пластовых водах. В сравнении с обсадными насосные трубы могут считаться более новыми и более крепкими. На них можно давать более значительную нагрузку. Напряжение, создаваемое внутренним давлением, пропорционально диаметру, как это видно из формулы Барло.

$$Rz = \frac{P \cdot D}{2\delta}, \qquad (4)$$

где Pz — допустимое напряжение, равное 0,25 временного сопротивления растяжению;
P — внутреннее давление в *кг/см²*;
D — наружный диаметр труб в *см*;
δ — толщина стенок труб в *см*.

Диаметр насосных труб значительно меньше диаметра обсадных труб, и им можно дать более значительное внутреннее давление.

Если насосные трубы износились, их легко заменить новыми, а зацементированные обсадные трубы вынуть и заменить новыми невозможно. Нужно стараться нагрузку на обсадные трубы переносить на насосные. Это и делает пакер, поставленный в башмаке обсадных труб или ниже башмака. Если поставлен пакер, можно иметь обсадные трубы с меньшей толщиной стенок, т. е. более дешёвые. Пакер, имеющий малую стоимость, даёт выгоду и в этом отношении.

4. Если обсадные трубы пропускают воду, она скапливается над пакером и не идёт в нижнюю часть скважины, т. е. не затапливает пласт. Скапливаясь над пакером, вода уплотняет пакер и увеличивает его герметичность.

5. Если газ содержит сероводород, трубы, внутри которых он идёт, сильно страдают от коррозии и быстро выходят из строя. Газ, выходящий из пласта, всегда содержит парообразную воду, а в присутствии воды сероводород действует особенно губительно на железо. Если сероводород разъел насосные трубы, их можно сменить на новые. Если сероводород разъел обсадные трубы, это — катастрофа: раскроется верхняя вода, возникнет утечка газа в стороны, могут начаться обвалы и т. д. Нужно стараться всеми мерами предотвращать сероводородную коррозию обсадных труб. Это и достигается установкой пакера, резина которого не страдает от сероводорода. Если по установке пакера некоторое количество газа, содержащего сероводород, останется внутри обсадных труб, то последний израсходуется на частичную коррозию труб и больше не будет возобновляться, так что серьёзной коррозии не произойдёт. Чтобы предупредить и эту малую коррозию, которую причинит небольшое количество газа, оставшегося внутри обсадных труб выше пакера, можно впустить в трубы какое-нибудь вещество, могущее химически воздействовать на сероводород и в результате реакции дать нейтральное химическое соединение, не портящее трубы.

6. Если колонна насосных труб висит на колонной головке, то верхняя часть колонны испытывает большое напряжение вследствие значительного веса колонны, так что можно опасаться её обрыва. Пакер берёт на себя часть веса колонны и устраняет возможность её обрыва.

7. Пакер центрирует колонну насосных труб.

8. Выше пакера можно поставить одно соединение насосных труб с левой резьбой, и тогда, в случае надобности, можно вынуть верхнюю часть колонны, легко отвинтить её по левой резьбе, после чего вместо отвинченной части спустить и навернуть на то же место новые трубы. Они могут иметь и иной диаметр. Для этого после одной нижней трубы прежнего диаметра ставится переводник на новый диаметр. Иногда приходится увеличивать или уменьшать диаметр верхней

части колонны насосных труб. На время отвинчивания, подъёма и спуска труб можно поставить в насосных трубах ниже левой резьбы временную пробку, и тогда газ не будет мешать работам по вынимании и спуску труб. Эту пробку можно спустить и поднять на проволочном замерном канате при помощи того оборудования, которое применяется для спуска, установки и подъёма глубинного штуцера Отис нового типа. Пробка удерживается в трубах резиновым кольцом и плашками шлипса вокруг конуса, суживающегося кверху.

Как для испытания, так и для эксплоатации газопровод около скважины должен иметь две ветви, и в них должны находиться чок-ниппели или орифайсы для установления процента отбора.

После чок-ниппеля на газопроводе должен быть счётчик, который после испытания можно снять, если не имеется в виду в первое время эксплоатации производить частые замеры добываемого газа.

Для точных замеров давления в сифонных и в насосных трубах до чок-ниппеля на время испытания ставится «грузовой манометр («манометр мёртвого веса»). К нему проводятся соединительные трубки от сифонных труб и от газопровода, по которому идёт газ из насосных труб. На этих трубках должны быть установлены задвижки. Для испытания скважин, имеющих в закрытом состоянии давление не более 1,5 *ати*, вместо грузового манометра ставится ртутный манометр. Для очень малых давлений применяется водяной или спиртовый манометр. Эти манометры по окончании испытания убираются.

Оборудование скважины для испытания показано на фиг. 27 Насосные трубы соединены с газопроводом, по которому газ идёт на утилизацию.

МЕТОД БЕННЕТА И ПИРСА

Испытание газовой скважины, имеющей колонну сифонных труб

Есть разные методы испытания газовых скважин. Мы опишем метод Беннета и Пирса, принятый Горным бюро США и Американской газовой ассоциацией [1].

Нужно различать три категории давления:

P_f — Flowing-Pressure — давление текущего газа. Это давление замеряется у устья скважины в газопроводе перед чок-ниппелем. Для разных размеров чок-ниппеля оно бывает разное.

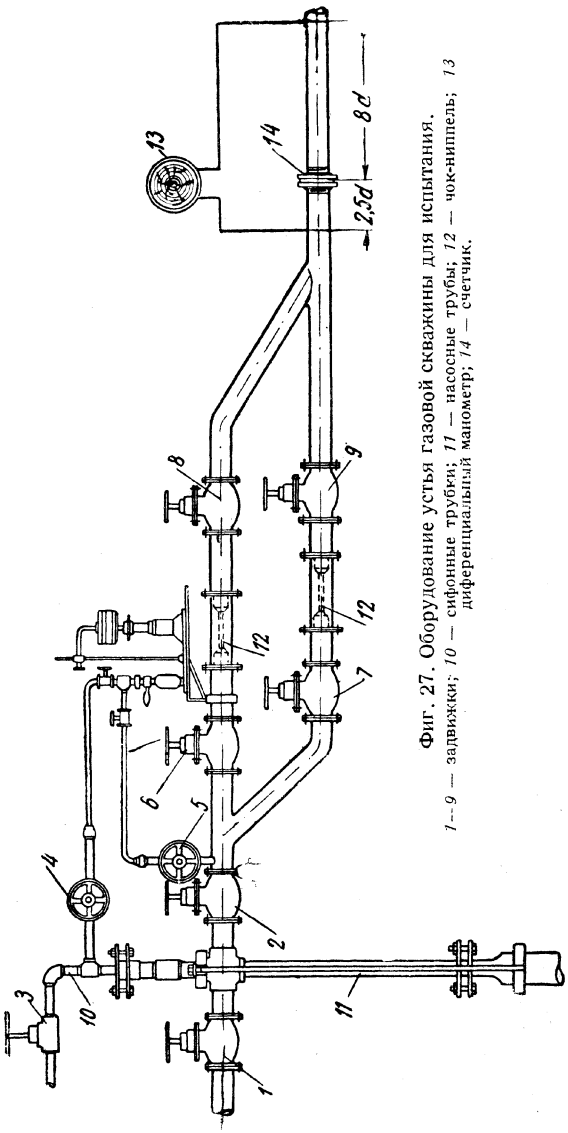
P_h — Head-Pressure — «головное давление» неподвижного газа. Это есть давление в пласте, замеренное у устья. Оно замеряется в сифонных трубах, которые в это время закрыты, и газ в них стоит неподвижно, а из насосных труб газ течёт в газопровод через чок-ниппель. При разных процентах отбора это давление — разное.

P_w — Working-Pressure — рабочее давление в пласте во время отбора газа. При разных процентах отбора оно бывает разное. Это давление непосредственно не замеряется, а вычисляется из P_h и P_f.

Все три давления — в абсолютных атмосферах.

---

[1] См. «New Methods for Control and Operation of Gas Wells», by E. O. Bennet and H. R. Pierce. Доклад об этом методе был сделан на собрании Американской газовой ассоциации 20 мая 1925 г.



Фиг. 27. Оборудование устья газовой скважины для испытания.

1—9 — задвижки; *10* — сифонные трубки; *11* — насосные трубы; *12* — чок-ниппель; *13* — дифференциальный манометр; *14* — счетчик.

Между этими тремя давлениями существует определённое соотношение, показанное на фиг. 28.

P_w равно P_h плюс вес столба сжатого газа в скважине, стоящего неподвижно в сифонных трубах.

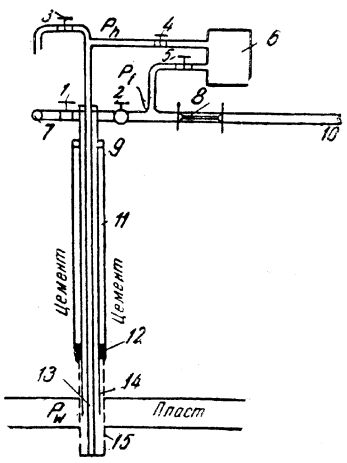
P_w равно P_f плюс вес столба сжатого газа внутри насосных труб и плюс потеря на трение и турбулентность при течении газа в насосных трубах.

P_h равно P_f плюс потеря на трение и турбулентность при течении газа в насосных трубах.

Во время испытания задвижки *1* и *3* (фиг. 27 и 28) закрыты. Газ течёт из насосных труб направо. Задвижка *2* открыта. В сифонных трубах газ стоит неподвижно. Он сжат тем давлением пласта, которое имеется при течении газа через данный чок-ниппель. Под тем же давлением газ течёт в насосных трубах, но теряет часть этого давления на трение в насосных трубах и на внутреннюю турбулентность. Чтобы замерить P_f нужно закрыть задвижку *4* и открыть задвижку *5*.

Чтобы замерить P_h, нужно закрыть задвижку *5* и открыть задвижку *4*. Давление P_h, будет немногим больше давления P_f.

Чтобы вычислить P_w, нужно к P_h прибавить вес столба сжатого газа, который мы можем вычислить очень точно. Но если мы хотим вычислить P_w по P_f, это сделать труднее, так как нужно ещё прибавить потери на трение и турбулентность, и для них мы не имеем совершенно точного метода вычисления. Вот потому-то для испытания скважины нам и нужны сифонные трубы, которые для всяких процентов отбора могут дать нам точные цифры P_h, а следовательно и P_w.



Фиг. 28. Схема трех давлений.

1 — 5 — задвижки; *6* — грузовой манометр; *7* — пробка; *8*— чок-ниппель; *9* — колонная головка; *10* — газопровод; *11* — обсадные трубы; *12* — пакер; *13* — сифонные трубы; *14* — насосные трубы; *15* — колодец.

Главной характеристикой пласта и основным давлением является P_w, которое мы должны знать для всяких процентов отбора, последовательно делая ряд замеров при чок-ниппелях разных диаметров.

Можно непосредственно замерять P_w, спустив на дно скважины глубинный манометр (Pressure--bombe). Но глубинный манометр очень сложный прибор и стоит дорого. Его спуск в газовую скважину высокого давления весьма затруднителен. Для спуска нужно предварительно вынуть насосные трубы. Спуску глубинного манометра нужно предпочесть точное вычисление P_w по величине P_h.

Предположим, что скважина по окончании бурения вступила во временную эксплоатацию и из неё отбирается некоторый процент

максимального дебита. Для испытания по методу Беннета и Пирса выполняют следующие операции:

1. Закрывают скважину и прекращают выход газа. Ждут некоторое время, чтобы наступила стабилизация давления в закрытой скважине. Замеряют это давление.

2. Открывают скважину и разрешают газу из насосных труб выходить свободно в атмосферу. Когда установится стабилизация вытекания, замеряют этот дебит. Во время этого вытекания замеряют также давление внутри насосных труб у устья скважины и давление в сифонных трубах, которые в это время закрыты.

3. Закрывают скважину. Ждут некоторое время, чтобы наступила стабилизация давления в закрытой скважине. После этого открывают задвижку *2* и направляют газ из насосных труб в газопровод через чок-ниппель № 1 (имеющий диаметр 0,125″). Когда установится стабилизация течения газа через этот чок-ниппель, замеряют дебит, давление в насосных трубах, т. е. P_f и давление в закрытых сифонных трубах, т. е. P_h.

Заранее вставляют в запасную ветвь чок-ниппель № 2 (имеющий диаметр $^3/_{16}$″). Переводят течение газа на этот чок-ниппель № 2 и производят замеры Q, P_f и P_h. В это время в первую ветвь вставляют чок-ниппель № 3.

Переводят течение газа на чок-ниппель № 3 и делают замеры Q, P_f и P_h.

Последовательно переходят на остальные чок-ниппели производя указанные замеры. Последние замеры делают при самом широком чок-ниппеле № 9, имеющем диаметр 0,75″.

Вместо чок-ниппелей для испытания скважины можно применять пластинки орифайс.

4. Все произведённые замеры излагают в виде таблицы и по этой таблице составляют диаграмму, на которой наносят точки согласно замерам. Диаграмма составляется на Декартовой сетке. Ось абсцисс разделена на равные деления и служит для обозначения дебита. Ось ординат разделена на равные деления и служит для обозначения давления. Сначала по данным замеров наносят на диаграмму точки для P_h и соответствующих ему цифр дебита. Затем — точки для P_f при тех же цифрах дебита. Соединяя эти точки, получают две кривые: одну для P_h и другую для P_f. Для каждой кривой имеется 11 точек.

Крайняя левая и вместе с тем самая верхняя точка расположится на оси ординат и будет показывать P_h в скважине, сполна закрытой. Дебит при этом равен нулю.

Далее расположатся последовательно 9 точек давления P_h при различных диаметрах чок-ниппеля против соответствующих этим диаметрам цифр дебита. Чем больше диаметр чок-ниппеля, тем дальше отойдёт точка направо и книзу.

Крайняя правая и вместе с тем самая нижняя точка расположится на оси абсцисс и будет показывать дебит открытой скважины. Давление при этом у устья скважины будет атмосферное или очень близкое к атмосферному.

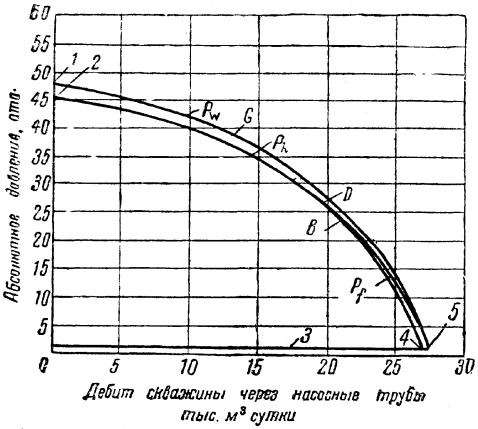
В результате для P_h получится кривая, похожая по форме на одну из трёх кривых фиг. 16.

Аналогично наносят на ту же диаграмму точки замеров P_f и получают кривую, которая в правой своей части расположится ниже кривой P_h.

Для примера приведём диаграмму, фиг. 29, полученную в результате испытания одной определённой скважины. Характеристика этой скважины — такова:

Глубина — 529 *м*. Уд. вес газа 0,6. В скважину спущены насосные трубы диаметра 4″ и сифонные трубы диаметра 1″. Температура газа в пласте 15° С. В промежутке между насосными и обсадными трубами над пластом поставлен пакер. Обсадные трубы имеют фактический внутренний диаметр 7,385″.

Если вынуть насосные и сифонные трубы, дебит скважины из сполна открытых обсадных труб составляет 27 836 *м³/сутки*. Дебит



Фиг. 29.

1—абсолютное давление в пласте около скважины; *2*—абсолютное давление у устья скважины; *3*—атмосферное давление; *4* — абсолютное давление у устья насосных труб; сполна открытых; *5* — абсолютное давление у устья скважины, сполна открытой.

через сполна открытые насосные трубы равен 27 468 *м³/сутки*, и в это время давление в насосных трубах у устья скважины равно атмосферному, а в закрытых сифонных трубах у устья скважины 3,16 *ата*. Давление в скважине, сполна закрытой, у устья равно 46,12 *ата*.

Как выше сказано, разность между P_h и P_f есть лишь потеря на трение и турбулентность. При малом проценте отбора, т. е. при малом дебите, эта потеря ничтожна, так как внутри насосных труб газ идёт с малой скоростью. Поэтому при чок-ниппелях малых диаметров точки для P_h и P_f практически совпали и на некотором протяжении от оси ординат кривая P_h и кривая P_f идут по одной линии, но дальше, при более значительном дебите, они начинают расходиться, и кривая P_f идёт ниже кривой P_h, отходя от неё всё

дальше и дальше. С увеличением дебита возрастает скорость газа внутри насосных труб и сильно увеличиваются потери на трение и турбулентность. Величина этих потерь для каждого отдельного дебита определяется расстоянием по вертикали между линиями P_h и P_f.

При отборе 8495 $м^3$ газа в сутки давление у устья скважины в насосных трубах и в закрытых сифонных трубах почти одинаковое. Оно равно 42,18 *ата*.

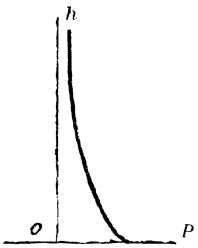
При отборе 14 159 $м^3$ сутки P_h равно 36,56 *ата*;

а P_f немного меньше этой цифры.

При дальнейшем увеличении дебита давление в насосных трубах падает быстрее, чем в закрытых сифонных трубах.

Максимального расхождения линии P_h и P_f достигают в крайнем правом углу, т. е. при максимальном дебите. Это расхождение составляет 2,16 *ат*.

5. На той же диаграмме наносят третью кривую. Она должна показывать абсолютное рабочее давление в пласте около скважины при разных процентах отбора. Это есть кривая для P_w. Она расположится выше кривой P_h. Расположение точек для P_w вычисляют по величинам P_h, прибавляя к ним вес столба сжатого газа от пласта до устья.



Фиг. 30.

Плотность газа в скважине на разной глубине различна. Она увеличивается с увеличением глубины. Аналогичное явление наблюдается в воздухе. Плотность воздуха и давление атмосферы на высоких горах—значительно меньше, чем на уровне океана. Давление безгранично убывает с высотой по экспоненциальному закону. Если мы будем откладывать давление по оси абсцисс, а высоту h по оси ординат, то получим кривую, изображённую на фиг. 30.

Аналогичная кривая получится и для давления газа в скважине.

В курсах физики и метеорологии выведена «барометрическая формула»: [1]

$$P = P_0 e^{-\frac{h}{H}},$$

где P — давление воздуха на какой-нибудь высоте;

P_0 — давление на уровне океана;

e — основание натуральной системы логарифмов = 2,71828;

h — высота, где давление P;

H — высота однородной атмосферы, равная $\frac{P_0}{\gamma_0}$,

где γ_0 — плотность воздуха на уровне океана.

Пирс и Раулинс воспользовались барометрической формулой для вычисления давления газа на дне скважины и вывели следующую формулу:

$$P_w = P_h \cdot e^{1{,}293\ 10^{-7} \cdot \Delta L}. \qquad (6)$$

[1] В. А. Михельсон. Курс физики. 1939, стр. 131.

Здесь P_h и P_w в *ата*;

e — основание натуральной системы логарифмов;

L — глубина скважины от устья до середины газоносного пласта;

Δ — удельный вес газа по воздуху;

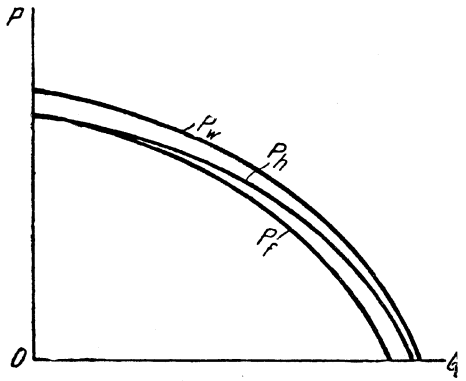
1.293— уд. вес воздуха в *кг/м*³ при 0° и 760 *мм* рт. ст.

Путём упрощения Пирс и Раулинс вывели формулу

$$P_w = P_h\ (1 + 0{,}0001185 \cdot L \cdot \Delta). \qquad (7)$$

Здесь 0,0001185 — вес в *кг/см*² столба воздуха высотой 1 *м* при 15° и давлении 1 *кг/см*².

По формуле (7) составлена табл. 13. В ней даны множители, на которые надо умножить P_h, чтобы получить P_w.



Фиг. 31.

Подставив в формулу (8) глубину 529 *м* и удельный вес газа 0,6 для скважины предыдущего примера, получаем

$P_w = P_h \cdot 1{,}038$. Следовательно, абсолютное давление в пласте:

$$P_w = 46{,}12 \cdot 1{,}038 = 47{,}88\ ата.$$

При отборе 14159 *м*³/*сутки* $P_w = 36{,}56 \cdot 1{,}038 = 37{,}95$ *ата* и т. д.

Получив вычислениями P_w для всех чок-ниппелей, проводят кривую P_w.

Кривая P_h в направлении направо и книзу, с увеличением дебита и уменьшением давления, постепенно отходит от кривой P_f и приближается к кривой P_w. Расстояния между этими кривыми в вертикальном направлении показывают: между P_f и P_h — потери на трение и турбулентность и между P_h и P_w — вес столба сжатого газа в скважине. Первые постепенно увеличиваются, а второй уменьшается. С уменьшением давления и увеличением скорости вес столба сжатого газа в скважине делается все меньше и меньше. Схематически это отдельно показано на фиг. 31.

Главное значение имеет кривая P_w. Она характеризует скважину и пласт.

Таблица 13

Множители, на которые нужно множить P_h, чтобы получить P_w.

Температура 15°С

Глубина скважины в *м*	Удельный вес газа								
	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1
1,500	1,107	1,116	1,124	1,133	1,142	1,151	1,160	1,169	1,178
1,450	1,103	1,112	1,120	1,129	1,138	1,146	1,155	1,163	1,172
1,400	1,100	1,108	1,116	1 124	1,133	1,141	1,149	1,158	7,166
1,350	1 096	1,104	1,112	1,120	1,128	1.136	1,144	1,152	1,160
1,300	1,092	1,100	1,108	1,116	1.123	1,131	1,139	1,146	1,154
1,250	1,089	1,096	1,004	1,111	1,119	1,126	1,133	1,141	1,148
1,200	1,085	1,092	1,100	1,107	1,114	1,121	1,128	1,135	1,142
1,150	1 082	1,089	1,095	1,102	1,109	1,116	1,123	1,129	1,136
1,100	1,078	1,085	1,091	1,098	1,104	1,111	1,117	1,124	1,130
1,050	1,075	1,081	1,087	1,093	1,100	1,106	1,112	1,118	1,124
1,000	1,071	1,077	1,083	1,089	1,095	1,101	1,107	1,113	1,119
950	1,068	1,079	1,079	1,084	1,090	1,096	1,101	1,107	1,113
900	1,064	1,069	1,075	1,080	1,085	1,091	1,096	1,101	1,107
850	1,060	1,066	1,071	1,076	1,081	1,086	1,091	1,096	1,101
800	1,057	1,062	1,066	1,071	1,076	1,081	1,085	1,090	1,095
750	1,053	1,058	1,062	1,067	1,071	1,076	1,080	1,084	1,089
700	1,050	1,054	1,058	1,062	1,066	1,071	1,075	1,079	1,083
650	1,046	1,050	1,054	1,058	1,062	1,066	1,069	1,073	1,077
600	1,043	1,046	1,050	1,053	1,057	1,060	1,064	1,068	1,071
550	1,040	1,042	1,046	1,049	1,052	1,055	1,059	1,062	1,065
500	1,036	1,038	1,040	1,044	1,047	1,050	1,053	1,056	1,059
450	1,032	1,035	1,037	1,040	1,043	1,045	1,048	1,051	1,053
400	1,028	1,031	1,033	1,036	1,038	1,040	1,043	1,045	1,047
350	1,025	1,027	1,029	1,031	1,033	1,035	1,037	1,039	1,042
300	1,021	1,023	1,025	1,027	1,028	1,030	1,032	1,034	1,036
250	1,018	1,019	1,021	1,022	1,024	1,025	1,027	1,028	1,030
200	1,014	1,015	1,017	1,018	1,019	1,020	1,021	1,022	1,024
150	1,011	1,012	1,012	1,013	1,014	1,015	1,016	1,017	1,018
100	1,007	1,008	1,008	1,009	1,010	1,010	1,011	1,011	1,012
50	1,004	1,004	1,004	1,004	1,005	1,005	1,005	1,006	1,006

Примечание:
Таблица перечислена в метрические меры инж. П. А. Теснером.

6. Производят новую серию замеров через те же чок-ниппели или орифайсы, но при таком положении: газ в чок-ниппель или орифайс идёт из сифонных труб, а насосные трубы в это время закрыты.

Для описываемой скважины цифры получились такие:

При отборе через сифонные трубы 8 495 $м^3$ газа в сутки абсолютное давление в сифонных трубках у устья скважины равно 38,67 *ата*, а в закрытых насосных трубах в то же время 42,18 *ата*.

При отборе через сифонные трубы 14 159 $м^3$ газа в сутки абсолютное давление в сифонных трубах у устья равно 29,74 *ата*, а в закрытых насосных трубах 36,56 *ата*.

При отборе газа через сполна отрытые сифонные трубы при закрытых насосных трубах дебит равен 20 530 $м^3$/*сутки*. В это время давление в сифонных трубах у устья скважины атмосферное, а в закрытых насосных трубах у устья — 26,36 *ата*.

Результаты замеров второй серии наносятся на отдельную диаграмму. Для описываемой скважины она изображена на фиг. 31. Цифры P_h получены замерами давления в закрытых насосных трубах у устья, цифры P_f—замерами давления в сифонных трубах, из которых газ шёл через соответствующий чок-ниппель или орифайс, а P_w вычислено по P_h. Кривая P_w оказалась совершенно такой же как и на диаграмме первой серии замеров (фиг. 29). Кривая P_h также оказалась тождественной с кривой P_h первой серии замеров, но сплошной линией мы её довели только до давления 26,36 *ата* и дебита 20 530 $м^3$, так как в это время сифонные трубы были сполна открыты.

Кривая P_f второй серии замеров сильно отличается от кривой P_f первой серии. Она с увеличением дебита быстро отходит книзу, т. е. при том же дебите понижает давление у устья. Сифонные трубы при том же давлении сильно снижают дебит в сравнении с насосными. На диаграмме фиг. 37 нанесена ниже P_f четвёртая кривая. Она показывает, на сколько снижают дебит сифонные трубы в сравнении с насосными при одинаковом давлении. Расстояние этой линии от оси ординат по горизонтальным линиям, т. е. при одном и том же давлении равно расстоянию между линиями P_f двух диаграмм (фиг. 34 и 37), т. е. разности дебитов через насосные и сифонные трубы. Эта разность есть результат сопротивлений, которые сифонная линия оказывает движению газа в сравнении с насосными трубами, имеющими более значительный диаметр.

Из рассмотрения двух диаграмм выясняется интересный факт. Абсолютное рабочее давление P_w, когда газ вытекает из сифонных труб, равно P_h в насосных трубах у устья плюс вес столба сжатого газа в скважине. Когда газ вытекает из насосных труб давление P_w равно P_h в сифонных трубах у устья плюс вес столба сжатого газа. В обоих случаях P_w получается одинаковое. Следовательно, при каждом проценте отбора абсолютное рабочее давление в пласте около скважины одно и то же, независимо от способа добычи, и зависит от процента отбора. Оно возрастает с уменьшением процента отбора и обратно. В результате дебит зависит от давления пород (rock-pressure) и от абсолютного рабочего давления P_w в пласте около скважины. Если выпускать газ из пласта через колонну труб малого диа-

метра, даже сполна открытую в атмосферу, эта колонна создаст большое обратное давление на пласт и ограничивает вытекание газа из пласта. Она действует аналогично чок-ниппелю или орифайсу. Так например, колонна сифонных труб внутреннего диаметра 1″ длиной 529 *м*, открытая в атмосферу, создает обратное давление на пласт в размере 26,36 *ат* и уменьшает дебит на 6 938 *м*³ в сутки в сравнении с дебитом из открытых насосных труб диаметра 4″. Применив сифонные трубы диаметра 0,75″, мы увеличим обратное давление на пласт и уменьшим процент отбора. Трубы 0,5″ окажут еще более значительное противодавление. Но оперировать сифонными трубами вместо чок-ниппеля практически неудобно. Есть только три диаметра сифонных труб. Спускать и вынимать их труднее, чем устанавливать чок-ниппель. Но они имеют выгоду в том отношении, что не дают обмерзания при перепаде давления. В этом отношении они аналогичны глубинному штуцеру.

На основании вышеизложенного мы приходим к заключению, что лучшим и наиболее правильным способом выражать или определять «рабочую способность» скважины (Working-capacity) есть обозначение абсолютного рабочего давления P_w в пласте около скважины. Это обозначение не зависит от оборудования скважины.

Вторая серия замеров нужна для двух целей:

1) для более полной характеристики скважины,

2) для проверки замеров первой серии.

Если вторая серия замеров для величин P_h и P_w дала другие цифры, чем первая, это означает, что:

1) или допущены ошибки в замерах,

2) или изменилось состояние скважины.

Может быть на дне скважины начала скапливаться вода, или образовался обвал, или возникла подземная утечка газа.

Нужно снова произвести две серии замеров и освидетельствовать скважину.

7. Если обе серии замеров дали одинаковую кривую, на основании этой кривой составляют третью диаграмму. Она должна содержать относительную кривую «давление — процент отбора». Величины дебита и давления первых двух диаграмм выражены в конкретных цифрах.

Дебит в *м*³/*сутки* и давление в атмосферах.

На третьей диаграмме те же величины выражены в процентах: дебит в процентах от дебита скважины, сполна открытой, и давление в процентах от давления в скважине, сполна закрытой.

Такая характеристика будет более ясной. Она покажет, какую часть давления мы теряем, принимая тот или иной процент отбора, так как дебит в процентах от дебита открытой скважины и есть процент отбора, а давление в процентах от давления закрытой скважины есть та часть пластового давления, которую мы сохраняем при эксплоатации в пласте около скважины. Вместе с тем это есть противодавление на пласт.

Относительная или процентная кривая давление — процент отбора для описываемой скважины оказалась относящейся к типу кривых *A* (фиг. 16). Она показывает, что, если мы при эксплоатации сни-

зим давление пласта около скважины на 20%, мы будем иметь 49% отбора. Основные величины, по отношению к которым для данной скважины вычисляются проценты дебита и давления, составляют, как это было сказано раньше, дебит сполна открытой скважины, 27 836 *м³/сутки* и давление в закрытой скважине на дне против пласта 47,88 *ата*.

Предположим, что на этой скважине решено установить 20% отбора. Это составит 27 836×0,2=5 567 *м³/сутки*. Фиг. 16 показывает, что абсолютное рабочее давление на дне скважины будет при этом 47,88×0,95=45,49 *ата*.

Диаграммы фиг. 29, 32 не есть «кривые жизни скважины». Это есть «кривые состояния скважины». Определения, на основании которых были составлены эти кривые, были сделаны не в начале жизни скважины. Они были произведены спустя несколько месяцев после вступления скважины в эксплоатацию. Давление в пласте 47,88 *ата* — не первоначальное давление. В первый день эксплоатации давление в пласте было выше этой цифры, и дебит открытой скважины превышал 29 000 *м³/сутки*. Но фиг. 16 характеризует и прошлую, и будущую жизнь скважины. Установленное ею отношение между процентом отбора и процентом давления закрытой скважины будет такое же и во всю будущую жизнь. Кривая фиг. 16 сохранит свою форму в течение всего времени эксплоатации скважины. Будут уменьшаться конкретные цифры добычи и давления. Но, так как фиг. 16 выражена не в конкретных цифрах, а в процентах, и так как отношения основных величин останутся постоянными, то она сохранит свою форму. Абсолютное давление на дне закрытой скважины и дебит скважины, сполна открытой, будут понижаться равномерно, так как дебит—функция давления. Например, если через несколько лет абсолютное давление на дне закрытой скважины понизится на 50% и будет 23,94 *ата*, дебит сполна открытой скважины понизится также на 50% и будет 13 918 *м³*.

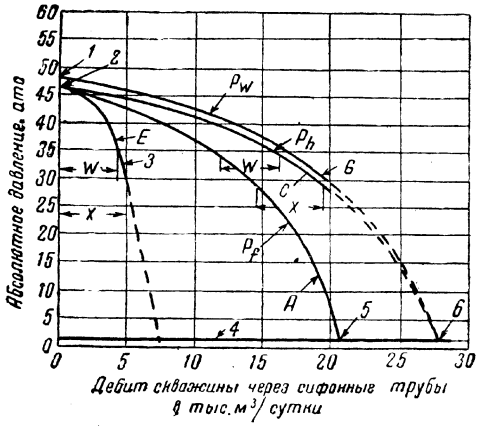
Если пройдёт ещё несколько лет и абсолютное давление на дне закрытой скважины упадёт до 30%, т. е. до 14,37 *ата*, дебит открытой скважины будет 27 836×0,3=8 351 *м³/сутки* и т. д.

Если это понижение дебита и давления нанести на диаграмму, мы получим типичную кривую понижения дебита и давления в месторождении газового режима, изображённую на фиг. 33.

Предположим, что после двух лет эксплоатации абсолютное давление на дне закрытой скважины понизилось до 35,15 *ата*. Это составляет 73,4% от 47,88 *ата*. В таком случае и дебит сполна открытой скважины понизится на 26,6% и составит 27,836×0,734=20 432 *м³/сутки*. Если сохраняется тот же процент отбора, то через тот же чок-ниппель скважина будет давать 20 432×0,2=4 086,4 *м³* газа в сутки. При этом согласно фиг. 16 абсолютное рабочее давление в пласте около скважины во время эксплоатации будет 95% от 35,15 *ата*, т. е. 33,39 *ата*. Это будет P_w. Чтобы получить P_h, нужно разделить на 1,038. Получим 32,17 *ата*. Сохранится 20% отбора при том же чок-ниппеле.

Если мы возьмём не относительную, а конкретную кривую дебит-давление, в которой дебит выражен *м³*, а давление атмосферами,

то в течение жизни скважины эти цифры будут постепенно и равномерно понижаться, и для каждой определённой даты мы должны будем вычерчивать новую кривую. При правильной разработке месторождения все эти кривые будут аналогичны. Они будут сохранять свою форму, уменьшаясь в размерах, т. е. равномерно приближаясь к нулю осей абсцисс и ординат. Для этого можно взять кривую P_w фиг. 29 или 32. Если через год, через два, через три года и т. д. будут сделаны испытания описанной скважины, будут получены новые кривые P_w и все они будут друг другу параллельны, но каждая следующая кривая расположится немного ниже и левее предыдущей. Дебит и давление будут с одинаковым темпом уменьшения стремиться к нулю.



Фиг. 32.

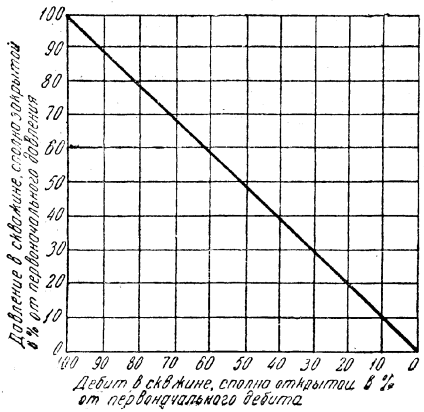
1 — абсолютное давление в пласте около скважины; *2* — абсолютное давление у устья скважины; *3* — уменьшение дебита, обязанное сопротивлению в сифонных трубах; *4* — атмосферное давление; *5* — абсолютное давление и дебит газа, вытекающего из сифонных труб, сполна открытых, у устья скважины; *6* — абсолютное давление и дебит скважины, сполна открытой.

На фиг. 34 изображена диаграмма, которая была составлена в 1940 г. для одной из газовых скважин Седь-Иольского месторождения на Тимане в предположении, что скважина будет правильно эксплоатироваться с 20% отбора. Первоначальный дебит этой скважины в открытом состоянии был около 1 млн. *м³/сутки*. Первоначальное абсолютное давление на дне закрытой скважины было 69,37 *ата*.

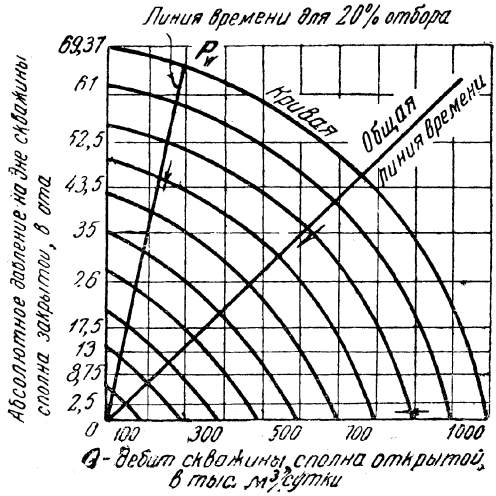
Нанесены предполагаемые будущие кривые для P_w.

Однократное испытание газовой скважины не может указать, с каким темпом кривые P_w будут стремиться к нулю. Для выяснения темпа понижения дебита и давления необходимо через длительные промежутки времени произвести еще два или три испытания и сопоставить получившиеся кривые. Нужно построить кривые «дебит—время» и «давление — время». В качестве дебита для этих кривых надо брать дебит сполна открытой скважины, а в качестве давления — абсолютное да-

вление на дне сполна закрытой скважины. Можно брать и эксплоатационный дебит, но только при одинаковом проценте отбора. Можно брать и абсолютное эксплоатационное давление на дне скважины,



Фиг. 33. Кривая падения дебита и давления в течение жизни скважины газового режима.



Фиг. 34. Газовая скважина на Седь-Иольском месторождении. Абсолютная кривая дебита и давления.

т. е. P_w, но только при одинаковом проценте отбора. При малом проценте отбора понижение дебита и давления будет очень медленное, и промежутки между испытаниями должны иметь большую продолжительность.

Повторение испытания нужно не только для выяснения темпа понижения дебита и давления. Оно нужно, чтобы следить за состоянием скважины. Если при каком-нибудь испытании получилась для P_w кривая другой формы, не похожая на установившуюся кривую прежних испытаний, или если темп понижения дебита и давления резко увеличился, это означает, что в скважине или в пласте случилось что-то неладное. Могли произойти, например, следующие явления:

1) частичное раскрытие верхней воды;
2) подземная утечка газа в верхние пласты;
3) обвал;
4) наводнение из соседней, неправильно пробуренной скважины;
5) изменение режима месторождения и т. д.

Нужно произвести обследование скважины и принять соответствующие меры.

Испытание газовой скважины, не имеющей колонны сифонных труб

Если в скважине нет колонны сифонных труб, а пространство между насосными и обсадными трубами внизу закрыто пакером, нет возможности непосредственно замерить P_h и по нему вычислить P_w. Можно замерить лишь P_f. Приходится вычислять P_w по P_f, т. е. прибавлять к P_f вес столба сжатого газа и потери на трение и турбулентность.

Для этих вычислений можно воспользоваться формулой газопроводов. Мы можем приравнять скважину к газопроводу. Общепринятой в газопроводном деле считается формула Т. Веймаута:

$$Q=288\cdot D^{2,667}\sqrt{\frac{P_1^2-P_2^2}{\Delta L}}, \qquad (8)$$

где Q — количество газа в *м³/сутки*, исчисленное при стандартных условиях, т. е. при атмосферном давлении и 15°;
D — внутренний диаметр газопровода, в *см*;
P_1 — абсолютное давление в начале газопровода в *ата*;
P_2 — абсолютное давление в конце газопровода в *ата*;
Δ — уд. вес газа по воздуху;
L — длина газопровода в *км*.

Разность между P_1 и P_2 есть потери на трение и турбулентность, т. е. как раз то, что нам нужно. Газопроводная формула не учитывает вес столба сжатого газа. Вес столба сжатого газа мы при определении P_w по P_h можем учесть отдельно. Нам нужно определить P_h по P_f. Так как между ними такая же разница, как между P_1 и P_2, мы можем в газопроводную формулу вместо P_1 поставить P_h, а вместо P_2 поставить P_f.

$$Q=288\cdot D^{2,667}\sqrt{\frac{P_h^2-P_f^2}{\Delta L}}. \qquad (9)$$

Мы должны найти P_h — остальные величины все известны.

$$P_h^2-P_f^2=\left(\frac{Q}{288\cdot D^{2,667}}\right)^2\cdot\Delta L, \qquad (10)$$

$$P_h^2 - P_f^2 = \left(\frac{Q\sqrt{\Delta L}}{288 \cdot D^{2,667}}\right)^2, \quad (11)$$

$$P_1 = \sqrt{P_f^2 + R^2}, \quad (12)$$

где

$$R = \frac{Q\sqrt{\Delta L}}{288 \cdot D^{2,667}} = \frac{Q\sqrt{L_2}}{2330}. \quad (13)$$

Здесь L_2 есть эквивалентная длина двухдюймовых труб, выраженная в метрах и помноженная на удельный вес газа. В качестве труб номинального диаметра 2″ взяты стандартные газопроводные трубы, имеющие фактический внутренний диаметр 2,041″. Эквивалентной длиной называется та длина двухдюймовых труб, при которой получается такая же пропускная способность, как та, которую имеет газопровод другого диаметра. Для разных труб эквивалентная длина двухдюймовых труб показана в табл. 14.

Таблица 14

1 *м* труб номинального диаметра в дюймах	Фактический внутренний диаметр труб в дюймах	Эквивалентная по пропускной способности длина 2-дюймовых труб в *м*	1 *м* труб номинального диаметра в дюймах	Фактический внутренний диаметр труб в дюймах	Эквивалентная по пропускной способности длина 2-дюймовых труб в *м*
1,5	1,610	3,54	5 75	4,990	0,00849
2	1,905	1.13	5,75	5,190	0,00689
2	2,041	1	6 625	5 791	0,00383
2,5	2,441	0 385	6,625	5,921	0,00341
3	2,922	0,147	8,125	7,185	0,00122
3	3,018	0,124	8 125	7,385	0,00105
4	3 958	0 0292	8 625	7,651	0,00087
4	3,990	0,0280	8,625	7,921	0 00072

Примеры: 1 *м* труб номинального диаметра 1,5″ пропустит столько же газа, сколько 3,54 *м* труб диаметра 2″.

1 *м* труб номинального диаметра 4″ и фактического внутреннего диаметра 3,999″ пропустит столько же газа, сколько 0,028 *м* двухдюймовых труб.

Если колонна труб состоит из труб разных диаметров, каждый отрезок отдельного диаметра пересчитывается на трубы 2″, и вся колонна выражается в эквивалентной длине труб 2″.

Целью изложенных преобразований формулы Веймаута было получить такие формулы, для которых можно было бы дать таблицы. Формула Веймаута содержит шесть величин. Для неё невозможно составить таблицу, в которой можно было бы находить величину одного неизвестного при различных значениях остальных пяти величин. Теперь она разложена на две формулы, и в каждой формуле — по три величины. Для них можно составить таблицы. Пользоваться таблицами несравненно удобнее. чем делать каждый раз вычисления по первоначальной формуле.

Таблица 15 содержит величины R для различного дебита газа при разных значениях удельного веса газа и длины и диаметра труб, в которых течёт газ. Удельный вес газа, диаметр и длина труб объединены в величине L_2, для которой цифры даны в первом вертикальном столбце. Цифры для различного дебита газа даны в верхней горизонтальной строчке. На пересечении вертикальной и горизонтальной строчек находятся величины R.

Таблица 15

Величина R

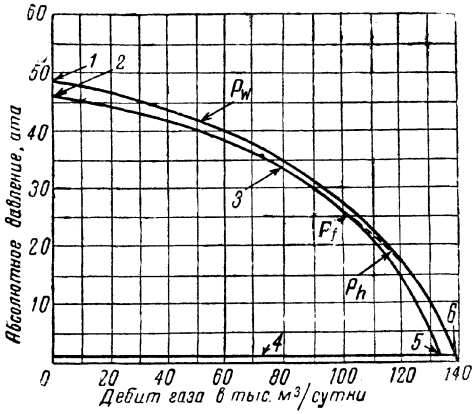
L_2 в $м^2$	Дебит в тыс. $м^3$ в сутки									
	10	20	40	50	70	90	100	150	200	250
100	1,35	2,70	5,40	6,75	9,45	12,15	13,50	20,25	27,00	33,75
200	1,92	3,84	7,68	9,60	13,44	17,28	19,20	28,88	38,40	48,08
300	2,35	4,70	9,40	11,75	16,45	21,15	23,50	35,25	47,00	58,75
400	2,71	5,42	10,84	13,55	18,97	24,39	27,10	40,65	54,20	67,75
500	3,02	6,04	12,08	15,10	21,14	27,18	30,20	45,30	60,40	75,50
600	3,31	6,62	13,24	16,55	23,17	29,79	33,10	49,65	66,20	82,75
700	3,58	7,16	14,32	17,90	25,06	32,22	35,80	53,70	71,60	89,50
800	3,83	7,66	15,32	19,15	26,81	34,47	38,30	57,45	76,60	95,75
900	4,06	8,12	16,24	20,30	28,42	36,54	40,60	60,90	81,20	101,50
1000	4,29	8,58	17,16	21,45	30,03	38,61	42,90	64,35	85,80	107,25
1100	4,51	9,02	18,04	22,55	31,57	40,59	45,10	67,65	90,20	112,75
1200	4,71	9,42	18,84	23,55	32,97	42,39	47,10	70,65	94,20	117,75
1300	4,90	9,80	19,60	24,50	34,30	44,10	49,00	73,50	98,00	122,50
1400	5,08	10,16	20,32	25,40	35,56	45,72	50,80	76,20	101,60	127,00
1500	5,26	10,52	21,04	26,30	36,82	47,34	52,60	78,40	105,20	131,50
1600	5,43	10,86	21,72	27,15	38,01	48,87	54,30	81,45	108,60	135,75
1700	5,60	11,20	22,40	28,00	39,20	50,40	56,00	84,00	112,00	140,00
1800	5,76	11,52	23,04	28,80	40,32	51,84	57,60	86,40	115,20	144,00
1900	5,91	11,82	23,64	29,55	41,37	53,19	59,10	88,65	118,20	147,75
2000	6,08	12,16	24,32	30,40	42,56	54,72	60,80	91,20	121,60	152,00
2200	6,36	12,72	25,44	31,80	44,52	57,24	63,60	95,40	127,20	159,00
2400	6,65	13,30	26,60	33,25	46,55	59,85	66,50	99,75	133,00	166,25
2600	6,92	13,84	27,68	34,60	48,44	62,28	69,20	103,80	138,40	173,00
2800	7,18	14,36	28,72	35,90	40,26	64,62	71,80	107,70	143,60	179,50
3000	7,43	14,86	29,72	37,15	52,01	66,87	74,30	111,45	148,60	185,75

После нахождения R — находят разницу между P_h и P_f по табл. 16.

При испытании скважины, не имеющей сифонных труб, делают определения давления в закрытом состоянии, дебита в открытом состоянии и давления при разных процентах отбора газа. Вычисляется давление в пласте, полученные цифры излагаются в виде таблиц и составляется диаграмма, пример которой показан на фиг. 35.

При малом проценте отбора, т. е. при большом рабочем давлении кривые P_h и P_f совпадают, но затем они разделяются, и дальше кривая P_h идёт выше кривой P_f, приближаясь к кривой P_w.

Максимально кривые P_h и P_w сближаются в конечной нижней точке, т. е. при сполна открытой скважине, когда вследствие большого разрежения вес столба газа в скважине ничтожен.



Фиг. 35.

1 — абсолютное давление в пласте около скважины; *2* — абсолютное давление у устья скважины; *3* — абсолютное давление газа, вытекающего из устья скважины; *4* — атмосферное давление; *5* — абсолютное давление у устья насосных труб, сполна открытых; *6* — абсолютное давление и дебит газа у устья скважины, сполна открытой.

Величина $P_h - P_f$ *Таблица 16*

Абс. давление P_f в *ата*	Величина R											
	1	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60
1	0,41	4,1	9,0	14	19	24	29	34	39	44	49	59
2	0,23	3,38	8,02	13,1	18,1	23	28	33	38	43	48	58
3	0,16	2,53	7,04	12,3	17,4	22	27	32	37	42	47	57
4	0,12	2,4	6,08	11,5	16.4	21,3	26	31	36	41	46	56
5	0,10	2,06	6,12	10,5	15 6	20,3	25,6	30,2	35	40	45	55
6	0,08	1,80	5,7	10,1	14,8	19,7	24,6	29,5	34,4	39,4	44,3	54,3
7	0,06	1,60	5,2	9,6	14,2	19 0	23,8	28,7	33,6	38,5	43,5	53,4
8	0,05	1,44	5,0	9,0	13,5	18,3	23,0	27,9	32,8	37,7	42,6	52,5
9	0,04	1,03	4,5	8,5	12,9	17 6	22,3	27,1	32,0	36,9	41,8	51,7
10	0,02	1,12	4,1	8,0	12,3	16,9	21,7	26,4	31,2	35,0	41,0	50,8
12	0,01	1,00	3,6	7,2	11,3	15,8	20,2	25,0	29,7	34,6	39,4	49,2
14	—	0,86	3,2	6,5	10,4	14,7	19,0	23,6	28,3	33,2	38,0	47,6
16	—	0,80	2,8	5,9	9,6	13,7	18,0	22,4	27,1	31,7	36,5	46,0
18	—	0,64	2,6	5,4	8,9	12,7	17,0	21,3	25,9	30,4	35,2	44,6
20	—	0,60	2,3	5,0	8,3	12,0	16,0	20,3	24,7	29,2	33,8	43,2
25	—	0,5	1,9	4,1	7,0	10,3	14,1	18,0	22,2	26,5	31,0	40,0
30	—	0,4	1,6	3,5	6,1	9,0	12 5	16,1	20,0	24,1	28,2	37,0
35	—	0,3	1,4	3,1	5,3	8,0	11,1	14,5	18,2	22,0	26,0	34,5
40	—	0,2	1,2	2,7	4,7	7,2	10,0	13,1	16,5	20,1	24,0	32,0
45		0 1	1,1	2,5	4,2	6,5	9,0	12,0	15,2	18,7	22,3	30,0
50	—	—	1,0	2,2	3,8	5,8	8,3	11,0	14,0	17,2	20,7	28,0
55		—	0,8	2,0	3,5	5,4	7,7	10,2	13,0	16,0	19,4	26,5
60		—	0,7	1,8	3,3	5,0	7,0	9,4	12,2	15,0	18,2	24,7
65		—	0,6	1,7	3,0	4,6	6,5	8,9	11,3	14,0	17,2	23,6
70		—	0,5	1,6	2,8	4,3	6,2	8,3	10,6	13,2	16,1	22,0
75		—	0,4	1,5	2,7	4,0	6,0	7,7	10,0	12,5	15,3	21,2

Скважина, для которой дана диаграмма фиг. 35, имеет следующую характеристику.

Последняя колонна обсадных труб имеет внутренний диаметр 7,385″. Башмак её установлен над пластом. В неё спущена колонна насосных труб номинального диаметра 4″ и фактического внутреннего диаметра 3,990″. Длина её 610 *м*. Между насосными трубами и башмаком обсадных труб установлен пакер. Газ имеет уд. вес 0,6 и температуру 15,56° С. Абсолютное давление на дне сполна закрытой скважины 48,65 *ата*. Дебит сполна открытой скважины 141,585 $м^3$ в сутки.

Чтобы найти L, находим в табл. 14 множитель для перечисления насосных труб 4″ в эквивалентную длину двухдюймовых труб. Множитель будет 0,028. Следовательно, $L_2=610\times0{,}028\times0{,}6=10{,}25$.

Различные размеры дебита этой скважины через разные чок-ниппели указаны в табл. 17, которая специально составлена для этой скважины. При $L_2=10{,}25$ величины R, определённые по табл. 15, также помещены в табл. 17. Цифры P_f получены непосредственными замерами давления у устья насосных труб при различном дебите.

Таблица 17

Q тыс. $м^3$ газа в сутки	R	P_f в *ата*	P_h-P_f в *ата*	P_h в *ата*
0	0	44,5	0	44,5
28 300	1,23	44,2	0,01	44,21
56 600	2,45	39,7	0,08	39,78
84 900	3,66	32,5	0,23	32,73
113 200	4,91	21,2	0,6	21,8
137 000	5,95	1,01	5,2	6,21

Зная P_f и R, мы можем определить P_h согласно формуле $P_h=\sqrt{P_f^h+R^2}$. Но для этой формулы есть табл. 16.

Потери давления при движении газа внутри насосных труб есть P_h-P_f. Исходя из величин P_f и R, в табл. 16 даны цифры для P_h-P_f.

Такие же цифры P_h мы получили бы, если бы в скважину были спущены сифонные трубы, и если бы мы, закрыв устье сифонных труб, замерили в них давление у устья.

Абсолютное рабочее давление в пласте, преодолевая потери на трение и турбулентность, создаёт движение газа в насосных трубах и преодолевает вес столба сжатого газа в скважине. P_w можно вычислить по формуле

$$P_w=P_h\ (1+0{,}0001185\ L\cdot\Delta\cdot F), \qquad (14)$$

где L — длина колонны труб, в которой течет газ, от середины пласта до устья в *м*;

Δ — удельный вес газа по отношению к весу воздуха;
F — коэфициент, зависящий от отношения давления у устья при выходе газа из труб к давлению на дне при входе в трубы.

Формула (15) отличается от формулы (8) введением коэфициента F. Формула (8) относится к столбу газа, стоящему в колонне труб неподвижно, а формула (15) — к газу, двигающемуся в колонне труб.

Описываемая скважина имеет $L=610$ и $\Delta=0{,}6$. Для неё

$$P_w = P_h\ (1+0{,}0433\ F). \qquad (15)$$

Словом, чтобы получить P_w, нужно к P_f прибавить вес столба сжатого газа, двигающегося в колонне насосных труб.

Величина коэфициента F в зависимости от различных отношений P_f к P_h видна из табл. 18.

Таблица 18

Отношение $P_f : P_h$	Множитель F	Отношение $P_f : P_h$	Множитель F
1	1	0,5	0,778
0,9	0,951	0,4	0 743
0,8	0,904	0,3	0,713
0,7	0,859	0,2	0,689
0,6	0,817	0,1	0,673

Величина F зависит от различной плотности газа на разных уровнях в скважине и от различия плотности, причиняемого течением газа в трубах.

Отношение P_f к P_h в первых пяти строчках табл. 17 близко к 1. Поэтому и коэфициент F для этих пяти строчек близок к 1. Он даёт разницу лишь в последней строчке. Для рассматриваемой скважины вычисление P_w дано в табл. 19.

Таблица 19

$м^3$ газа в сутки	P_h *ата*	Множитель для P_h	P_w в *ата*
0	44,5	1,0433	48,6
28 300	44,21	1,0433	46,2
56 600	39,78	1,0433	41,5
84 900	32,73	1,0433	34,1
113 200	21,8	1,0433	22,8
137 000	6,21	1,0296	6,4

В этой таблице множитель для P_h есть $1+0{,}0433\ F$, как указано в формуле (16).

Проделав вышеизложенные расчёты, наносят на диаграмму кривую для P_w. Затем на основании полученной конкретной кривой

составляют относительную кривую «давление — процент отбора». Для рассматриваемой скважины получилась кривая, очень похожая на кривую *A* фиг. 16.

Изложенный метод дает возможность как для сифонных, так и для несифонных скважин, замерив один раз, в начале жизни скважины дебит в открытом состоянии и установив форму относительной кривой «давление — процент отбора», знать дебит и давление во все остальные периоды жизни скважины, делая периодические замеры частично открытой скважины и не делая «продувок скважины».

Предположим, что для эксплоатации описанной скважины установлены 20% отбора. Кривая «давление — процент отбора» показывает, что при 20% отбора абсолютное рабочее давление на дне скважины будет 95% от давления в сполна закрытой скважине, которое было 48,6 *ата*. При такой эксплоатации скважина будет иметь следующие константы:

$$P_w = 48{,}6 \times 0{,}95 = 46{,}19 \ ата.$$

Эксплоатационный дебит $Q = 141585 \times 0{,}20 = 28\,317$ *м³/сутки*.
Глубина скважины $= 610$ *м*.
Уд. вес газа 0,6.
Внутренний диаметр насосных труб 3,99″.

$$P_h = 46{,}19 : 1{,}0433 = 44{,}3 \ ата.$$

$$L_2 = 10{,}25.$$

$$R = 1{,}23.$$

$$P_f = \sqrt{P_h^2 - R^2}$$

Если R меньше 10% P_h, то

$$P_f = P_h - \frac{R^2}{2P_h}. \qquad (16)$$

$$P_f = 44{,}3 - \frac{1{,}23^2}{2 \times 44{,}3} = 44{,}3 \ ата.$$

Давление в насосных трубах у устья скважины по манометру должно быть около 43,3 *ати*.

Для определения рабочего давления в пласте по давлению текущего газа у устья надо знать глубину скважины, диаметр труб, внутри которых идёт газ, дебит и удельный вес газа. По вышеизложенному методу можно получить достаточно точные данные. Вместо этих вычислений можно воспользоваться готовыми табл. 20 и 21. Результаты будут иметь такую же точность.

Если известны глубина скважины, диаметр труб, внутри которых идёт газ, удельный вес газа и абсолютное рабочее давление на дне скважины при открытом истечении, по табл. 21 можно найти дебит сполна открытой скважины. И, обратно, если известны дебит открытой скважины, глубина, диаметр и удельный вес газа, по той же таблице можно определить абсолютное рабочее давление в пласте во время этого открытого истечения.

Таблица 20

Разность между давлением в пласте и давлением у устья (P_w и P_f)

Эта таблица содержит разность между P_w и P_f для разных величин дебита, диаметра колонны и давлений на 1000 *м* глубины скважин при следующих условиях: уд. вес газа 0,6; дебит исчислен при 760 *мм*. рт. ст. и 15° С

Внутренний диаметр трубы в дюймах	Суточный дебит в тыс $м^3$	Абсолютное давление на устье в *ата* (P_f)							
		7	14	21	28	35	42	56	70
1,610	2	0,33	0,72	1,06	1,47	1,78	2,14	2,83	3,55
	4	0,70	0,90	1,21	1,55	1,88	2,21	2,86	3,59
	6	1,14	1,14	1,35	1,63	1,95	2,27	2,95	3,63
	8	1,68	1,42	1,50	1,75	1,99	2,36	3,01	3,68
	10	2,32	1,80	1,80	1,96	2,21	2,48	3,12	3,76
	12	2,91	2,23	2,11	2,21	2,38	2,63	3,24	3,88
	14	4,00	2,78	2,42	2,45	2,60	2,80	3,35	3,94
2,041	4	0,41	0,73	1,06	1,42	1,74	2,12	2,83	3,53
	6	0,55	0,81	1,14	1,48	1,81	2,15	2,84	3,55
	10	0,96	1,01	1,27	1,56	1,87	2,23	2,90	3,60
	14	1,50	1,32	1,46	1,72	2,03	2,30	2,98	3,65
	18	2,23	1,71	1,71	1,90	2,17	2,48	3,06	3,73
	20	2,63	1,91	1,87	2,00	2,28	2,62	3,13	3,78
	22	3,10	2,15	2,02	2,15	3,38	6,77	3,20	3,82
2,441	10	0,54	0,82	1,14	1,46	1,81	2,13	2,83	3,56
	15	0,82	0,98	1,22	1,55	1,86	2,20	2,89	3,59
	20	1,14	1,19	1,37	1,63	1,96	2,28	2,94	3,62
	25	1,39	1,55	1,55	1,79	2,05	2,37	3,02	3,70
	30	1,72	1,76	1,76	1,91	2,17	2,45	3,10	3,75
	35	1,98	2,35	2,12	2,12	2,36	2,59	3,18	3,82
	40	2,32	2,45	2,27	2,32	2,51	2,72	3,30	3,91
3,018	20	0,67	0,85	1,17	1,50	1,83	2,17	2,87	3,58
	30	0,98	1,06	1,39	1,60	1,89	2,25	2,92	3,62
	40	1,39	1,30	1,48	1,71	1,99	2,28	2,93	3,66
	50	2,04	1,63	1,71	1,86	2,15	2,43	3,05	3,74
	60	2,80	2,04	1,99	2,10	2,30	2,56	3,17	3,80
	70	3,67	2,56	2,28	2,36	2,53	2,75	3,33	3,91
	80	4,63	3,10	6,67	2,69	2,77	2,93	3,45	4,01
3,990	30	0,50	0,78	1,11	1,47	1,81	2,15	2,85	3,57
	50	0,76	0,93	1,22	1,53	1,84	2,18	2,87	3,58
	70	1,14	1,11	1,39	1,63	1,95	2,27	2,93	3,61

Продолжение таблицы 20

Внутренний диаметр трубы в дюймах	Суточный дебит в тыс. $м^3$	Абсолютное давление на устье в *ата* (P_f)							
		7	14	21	28	35	42	56	70
3,990	100	1,95	1,57	1,63	1,84	2,12	2,41	3,01	3,68
	120	2,61	1,98	1,90	2,00	2,25	2,52	3,09	3,75
	150	3,74	2,60	2,31	2,41	2,52	2,73	3,27	3,90
	170	4,55	3,00	2,60	2,57	2,70	2,88	3,40	4,00
5,190	50	0,46	0,75	1,09	1,43	1,78	2,12	2,82	3,54
	70	0,57	0,81	1,14	1,47	1,81	2,15	2,84	3,55
	100	0,78	0,91	1,19	1,52	1,84	2,18	2,87	3,57
	120	0,95	1,01	1,24	1,57	1,88	2,22	2,89	3,58
	150	1,29	1,16	1,40	1,63	1,96	2,28	2,93	3,63
	170	1,50	1,32	1,47	1,73	2,01	2,33	2,98	3,67
	200	1,94	1,55	1,63	1,63	2,13	2,41	3,03	3,74
	220	2,27	1,71	1,76	1,91	2,25	2,48	3,08	3,77
	250	2,82	1,96	1,96	2,03	2,28	2,59	3,15	2,80
	280	3 33	2,28	2,12	2,20	2,41	2,64	3,23	2,85
5,921	80	0,49	0,75	1,09	1,43	1,77	2,12	2,82	3,53
	100	0,58	0,80	1,12	1,47	1,79	2,15	2,83	3 55
	150	0,81	0,96	1,22	1,55	1,84	2,20	2,86	3,58
	200	1,19	1,17	1,33	1,62	1,89	2,26	2,89	3,62
	250	1,63	1,34	1,47	1,71	2,00	2,33	2,96	3,66
	300	2,21	1,63	1,63	1,84	2,15	2,43	3,03	3,71
	350	2,77	1,95	1,84	2,03	2,30	2,54	3,14	3,78
	400	3,45	2,36	2,15	2,23	2,44	2,65	3,26	3,85
7,385	150	0,52	0,77	1,11	1,45	1,78	2,13	2,82	3,54
	200	0,62	0,83	1,14	1,50	1,79	2,17	2,85	3,56
	250	0,77	0,90	1,17	1,52	1,83	2,19	2,87	3,58
	300	0,91	0,98	1,24	1,55	1,86	2,22	2,89	3,60
	350	1,11	1,09	1,30	1,61	1,92	2,25	2,92	3,62
	400	1,31	1,22	1,40	1,68	1,97	2,28	2,95	3,64
	450	1,56	1,34	1,47	1,73	2,01	2,32	2,97	3,67
	500	1,84	1,47	1,55	1,83	2,06	2,38	3,00	3,70
	600	2,48	1,79	1,79	1,97	2,18	2,48	3,10	3,75
	700	3,26	2,20	2,05	2,22	2,40	2,62	3,18	3,83
	800	4,00	2,68	2,38	2,44	2,61	2,79	3,31	3,94

Таблица 21

Абсолютное рабочее давление в пласте в открытой скважине

Давление у устья скважины—атмосферное

Температура газа 15° С; уд. вес газа 0,6. Количество вытекающего газа исчислено в *м³/сутки* при 15° и одной атмосфере —1 *ата*.

Дебит в тыс. *м³/сутки*

Внутренний диаметр труб в дюймах	Глубина скважины в *м*									
		2	5	10	15	20	25	—	—	—
1,610	150	1,12	1,61	2,74	3,86	5,06	6,25	—	—	—
	300	1,26	2,03	3,86	5,41	7,01	9,0	—	—	—
	450	1,41	2,38	4,56	6,61	8,7	10,4	—	—	—
	600	1,47	2,74	5,26	7,45	10,0	12,9	—	—	—
	900	1,61	3,36	6,46	9,4	13,2	16,0	—	—	—
		2	5	10	15	20	30	40	50	—
2,041	150	1,05	1,23	1,69	2,11	2,88	4,50	5,61	6,60	—
	300	1,12	1,40	2,17	2,95	3,86	5,75	7,7	9,5	—
	450	1,19	1,54	2,66	3,65	4,71	7,20	9,6	11,8	—
	600	1,26	1,69	3,02	4,22	5,48	7,80	11,1	13,7	—
	900	1,33	1,96	3,58	5,13	6,40	10,3	13,6	17,1	—
		5	10	20	30	40	50	60	70	80
2,441	150	1,09	1,33	1,93	2,74	3,51	4,21	5,06	5,83	6,74
	300	1,19	1,61	2,60	3,72	4,77	5.96	7,10	8,35	9,5
	450	1,26	1,83	3,02	4,50	5,83	7,30	8,85	10,3	11,8
	600	1,33	2,03	3,51	5,20	6,74	8,43	10,2	11,9	13,6
	900	1,47	2,48	4,28	6,40	8,35	10,4	12,9	14,2	17,1
		10	20	40	60	80	100	120	140	160	170
3,018	150	1,12	1,44	2,18	3,02	3,93	4,84	5,83	6,74	7,66	8,1
	300	1,23	1,68	2,91	4,13	5,47	6,81	8,21	8,23	10,8	11,4
	450	1,33	1,97	3,51	5,05	6,65	8,42	10,1	11,6	13,3	14,1
	600	1,47	2,18	4,00	5,89	7,8	9,7	11,6	13,5	15,4	16.3
	900	1,61	2,59	4,91	7,25	9,6	12,0	14,4	16,8	19,2	20,3

Продолжение таблицы 21

Внутренний диаметр труб в дюймах	20	50	70	100	120	150	170	200	250	280	—
	1,12	1,55	1,90	2,46	2,88	3,52	3,93	4,63	5,76	6,4	—
	1,23	1,93	2,46	3,38	4,01	4,92	5,48	6,46	8,1	9,0	—
3,990	1,30	2,25	2,98	4,11	4,85	6,05	6,75	8,0	9,99	11,1	—
	1,41	2,53	3,38	4,71	5 62	7,05	7,90	9,2	11,4	12,9	—
	1,55	3,06	4,15	5,83	6,90	8,65	9,2	11,5	14,3	16,0	—

	30	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550
	1,08	1,15	1,51	1,97	2,46	3,03	3,58	4,07	4,57	5,13	5,70	6,18
	1,14	1,26	1,90	2,60	3,37	4,92	5,69	6,46	6,46	7,25	8,0	8,85
5,190	1,20	1,33	2,22	3,13	4,07	5,06	6,01	6,95	7,94	8,9	9,99	10,7
	1,24	1,48	2,53	3,70	4,71	5,83	6,95	8,1	9,2	10,3	11,4	12,6
	1,40	1,69	3,02	4,36	5,70	7,15	8,55	10,1	11,4	12,9	14,3	15,8

	50	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	850
	1,05	1,33	1,58	1,86	2,18	2,60	3,27	4,04	4,88	5,59	6,3	6,7
	1,14	1,51	1,97	2,46	3,02	3.58	4,57	5,69	6,75	78,6	9,0	9,6
5,921	1,19	1,68	2,36	2,98	3,65	4,28	5,59	6,92	8,3	9,7	11,0	11,7
	1,26	1,90	2,60	3,37	4,14	4,91	6,46	8,1	9,7	11,2	12,9	13,7
	1,33	2.25	3,16	4,15	5,13	6,20	8,1	10,0	11,9	14,0	15,9	16,9

	100	200	300	400	500	600	800	1000	1200	1400
	1,12	1,37	1,58	2,00	2,42	2,81	3,65	4,50	5,34	6,17
	1,19	1,65	2,03	2,70	3,26	3,86	5,05	6,33	7,51	8,80
7,385	1,30	1,86	2,38	3,23	3,97	4,71	6,17	7,74	9,27	10,7
	1,44	2,11	2,73	3,72	4,60	4,48	7,25	9,00	10,7	12,6
	1 58	2,46	3,30	4,56	5,63	6,60	8,85	11,1	13,3	15,3

Таблица 20 показывает разность между давлением в пласте и давлением у устья для скважины глубиной 1000 *м*. Для скважин других глубин нужно цифры табл. 20 умножить на глубину скважины, выраженную в тысячах метров.

Цифры разности давлений табл. 20 изменяются пропорционально удельному весу газа. В табл. 20 они даны для газа уд. веса 0,6. Поэтому, если газ имеет другой удельный вес, который назовем g, надо цифры разности давлений таблицы 20 умножить на 1,667 g. Здесь

$$1{,}667 = \frac{1}{0{,}6}. \qquad (17)$$

Скважина № 27 площади Чибью Ухтинского района дала в ноябре 1931 г. газовый фонтан. Газ шел внутри обсадных труб внутреннего диаметра 8″. Башмак труб был установлен над пластом. Середина газового пласта лежит на глубине 367 *м*. Уд. вес газа 0,6. Насосных и сифонных труб не было. Из сполна открытой скважины дебит был 84 534 $м^3$ газа в сутки. Скважину закрыли задвижкой. В ней наросло давление. После того как была достигнута стабилизация давления в закрытой скважине, оно было замерено у устья и оказалось 33,5 *ата*. Определим давление в пласте.

В таблице 13 для газа уд. веса 0,6 мы находим две близкие цифры глубин:

для глубины 400 *м* множитель 1,028,
для глубины 350 *м* множитель 1,025.

Для глубины 367 *м* множитель находим интерполяцией. Он равен 1,0272. На него надо умножить давление у устья. $33{,}5 \times 1{,}0272 = 34{,}41$ *ата*. Следовательно, давление в пласте в сполна закрытой скважине было 34,41 *ата*. Теперь определим давление в пласте во время вытекания газа из сполна открытой скважины. Зная глубину, диаметр, дебит и удельный вес газа, по табл. 21, мы находим, что во время этого открытого фонтанирования давление в пласте около скважины было только 1,2 *ата*, т. е. немногим выше атмосферного. Так сильно снижают давление 8-дюймовые трубы. Если бы в скважину были спущены насосные трубы 2,5″ и газ шёл только через них, при вышеуказанном дебите давление в пласте около скважины было бы 10,55 *ата*. Это показывает, что для газовых скважин не только не нужны трубы больших диаметров, но они даже вредны. Газ нужно добывать не через обсадные, а через насосные трубы. Подавляющее большинство газовых скважин в США эксплоатируются через насосные трубы.

Недолговременное фонтанирование газа через сполна открытые обсадные трубы диаметра 8″ в скв. № 27 Чибью настолько истощило пласт, что по закрытии скважины потребовалось 3,5 месяца для нарастания давления и достижения стабилизации давления в закрытой скважине.

С увеличением процента отбора возрастает потеря на трение и турбулентность и уменьшается вес столба сжатого газа в скважине. Первое есть $P_h - P_f$, а второе $P_w - P_h$. Сначала пересиливало второе явление, а в конце — первое. Результат совместного действия

этих двух явлений есть $P_w - P_f$. Эта величина при увеличении процента отбора медленно понижалась, а в конце сильно возрасла.

Кривая «давление — процент отбора» показывает (фиг. 32), что, начиная от давления в закрытой скважине, малое снижение давления — выгодно. Дальнейшее снижение давления делается всё менее и менее выгодным. Особенно невыгодна последняя стадия снижения давления: кривая показывает какой-то «провал» давления при ничтожном увеличении добычи.

Из таблицы 19 видим, что абсолютное пластовое давление в закрытой скважине 48,6 *ата*. Это есть капитал, который надо экономно расходовать и умело использовать. Первые 28 300 *м*³/суточной добычи получаются снижением давления лишь на 2,4 *ат*. Если мы хотим добывать 56 600 *м*³/*сутки*, то для получения этой добычи надо снизить давление еще на 4,64 *ат*. Последняя стадия снижения давления совершенно невыгодна. Снижение давления на 16,4 *ат* даёт прибавку в добыче только на 23 800 *м*³, — после этого давление в устье скважины получается атмосферное. Ясно, что эксплоатировать такую скважину нужно с отбором только 28 300 *м*³/*сутки* (20% отбора) и при истощении пласта после длительной эксплоатации долго не следует увеличивать процент отбора выше 40%.

Изменения и дополнения к методу Беннета и Пирса

Метод Беннета и Пирса был введён в 1925 г. За последние 20 лет газовое дело подверглось значительному развитию. Мы предлагаем внести в метод Беннета и Пирса следующие три усовершенствования.

Более точное определение давления на дне по давлению у устья. Формула для определения P_w по величине P_h, предложенная Пирсом и Раулинсом (формула 7), и таблица 13 имеют большую точность, но не учитывают изменения температуры. Они даны для определённой температуры 15°.

В дальнейшем изложении эта формула подверглась упрощению, которое несколько снизило её точность (формула 8). Теперь имеются более точные формулы и таблицы.

Инженеры Раулинс и Шеллхардт в своей монографии [1] вывели формулу:

$$P_w - P_h = P_h \left(e^{\frac{\Delta L}{28{,}8\ T}} - 1 \right), \qquad (18)$$

где P_w — абсолютное давление на дне скважины в *ата*;
P_h — абсолютное давление у устья закрытой скважины в *ата*;
L — глубина скважины в *м*;
Δ — уд. вес газа по воздуху;
e — основание системы натуральных логарифмов = 2,71828;
T — средняя абсолютная температура газа в скважине = $273 + t$.

Пример. Газовая скважина в закрытом состоянии показала давление у устья 28,1 *ати* (29,1 *ата*); газ уд. веса 0,7. Средняя тем-

[1] «Back Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Aplication to Production Practices», by E. L. Rawlins and M. A. Schellhardt. «U. S. Bureau of Mines», Monograph 7, 1936, revised 1939, стр. 162.

пература газа в скважине 49° С. Средина газоносного пласта лежит на глубине 1000 *м*. Определить абсолютное давление в газовом пласте

$$e^{\frac{0,7\cdot 1000}{28,8\cdot 322}} = 1,076;$$

$$P_w - P_h = 29,1 \cdot 0,076$$

$$P_w = 31,33 \; ama.$$

Если температура газа равна 38°, то

$$e^{\frac{0,7\cdot 1000}{28,8\cdot 311}} = 1,0791$$

и

$$P_w = 29,1\,(1 + 0,0791) = 31,41 \;\; ama.$$

Это показывает, что температура имеет малое влияние. Понижение температуры на 11° С увеличило давление только на 0,08 *ат*.

Если газовая скважина имеет большую глубину или тяжёлый газ или если давление у устья больше 42 *ата*, нужно принимать во внимание отклонение от закона Бойля. Раулинс и Шеллхардт в вышеуказанной монографии (стр. 166—169) вывели следующую формулу:

$$\frac{P_w}{1 + P_w \cdot b} = \frac{P_h}{1 + P_h \cdot b} \cdot e^{\frac{\Delta L}{28,8 \cdot T}} \qquad (19)$$

Здесь обозначения те же, что и в формуле (18), а b — отклонение от закона Бойля на каждую атмосферу.

Чтобы получить точную величину b для данного газа, нужно знать состав газа, определить b для каждой отдельной составной части и взять среднее взвешенное с учётом процентного содержания каждой составной части и испытываемого ею парциального давления. Но если газ содержит не более 1% углекислоты и не содержит воздуха, можно пользоваться табл. 22.

Рассмотрим предыдущий пример и определим давление на дне скважины с учётом отклонения от закона Бойля. Считаем, что температура газа 38°. В табл. 22 против уд. веса 0,70 и температуры 38° для b находим цифру 0,0027. Величина b очень слабо возрастает с увеличением давления. Ее изменения при изменении давления так малы, что $b = 0,0027$ мы можем принять и для давления на дне, и для давления у устья закрытой газовой скважины, имеющей не очень большую глубину. Подставляем цифры в формулу (19):

$$\frac{P_w}{1 + P_w \cdot 0,0027} = \frac{29,1}{1 + 29,1 \cdot 0,0027} \cdot 1,0791 = 29,1,$$

$$P_w = 29,1(1 + 0,0027 \cdot P_w) = 29,1 + 0,078 \cdot P_w$$

$$0,92 \cdot P_w = 29,1,$$

$$P_w = \frac{29,1}{0,921} = 31,6 \;\; ama.$$

Это есть давление на дне против середины газового пласта.

$$P_w - P_h = 31,6 - 29,1 = 2,5 \;\; ат.$$

Таблица 22

Коэфициент отклонения от закона Бойля для углеводородных газов

Уд. вес газа	Температура °С	Давление сверх атмосферного в *ати*					
		21	28	35	42	49	56
0,6	15,56	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0024	0,0024
	26,67	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
	37,78	0,0016	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017
	65,56	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0018	0,0013
	93,33	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009
0,7	15,56	0,0033	0,0036	0,0037	0,0037	0,0038	0,0038
	26,67	0,0030	0,0030	0,0031	0,0033	0,0033	0,0034
	37,78	0,0026	0,0027	0,0027	0,0028	0,0028	0,0028
	65,56	0,0019	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
	93,33	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014
0,8	15,56	0,0047	0,0050	0,0053	0,0054	0,0056	0,0057
	26,67	0,0041	0,0043	0,0045	0,0045	0,0047	0,0047
	37,78	0,0036	0,0038	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040
	65,56	0,0027	0,0027	0,0029	0,0029	0,0029	0,0030
	93,33	0,0020	0,0020	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021
0,9	15,56	0,0063	0,0067	0,0071	—	—	—
	26,67	0,0054	0,0057	0,0060	—	—	—
	37,78	0,0045	0,0045	0,0047	—	—	—
	65,56	0,0031	0,0033	0,0033	—	—	—
	93,33	—	—	—	—	—	—
1,0	15,56	0,0084	0,0088	0,0094	—	—	—
	26,67	0,0070	0,0073	0,0078	—	—	—
	37,78	0,0060	0,0061	0,0063	—	—	—
	65,56	0,0041	0,0041	0,0041	—	—	—
	93,33	0.0030	0,0030	0,0030	—	—	—
1,2	15.56	0,0138	0,0143	—	—	—	—
	26,67	0,0116	0,0121	—	—	—	—
	37,78	0,0100	0,0106	—	—	—	—
	65,56	0,0067	0,0070	—	—	—	—
	93,33	0,0050	0,0054	—	—	—	—

Давление на дне, вычисленное без учета отклонения от закона Бойля, было 31,4 *ата*, а с учётом отклонения — 31,6 *ата*. Разница или ошибка при первом вычислении 0,211 *ат* невелика.

Замена «продувки» способом обратного давления. Для испытания по методу Беннета и Пирса требуется определение дебита сполна открытой скважины предварительной «продувкой». Беннет и Пирс упразднили все последующие замеры с продувкой, оставив лишь одну во время первого испытания скважины. Однако есть возможность избавиться и от этого замера с продувкой. Нужно его заменить замером дебита газовой скважины по способу обратного давления. Этот способ описан в главе о способах замера дебита скважин.

Построение кривой по методу Пирса и Раулинса. Обозначим:

Q_0 — дебит скважины, сполна открытой;

$Q_э$ — эксплоатационный дебит через чок-ниппель или орифайс;

$P_з$ — давление в скважине, сполна закрытой;

$P_э$ — эксплоатационное давление при добыче газа через чок-ниппель или орифайс;

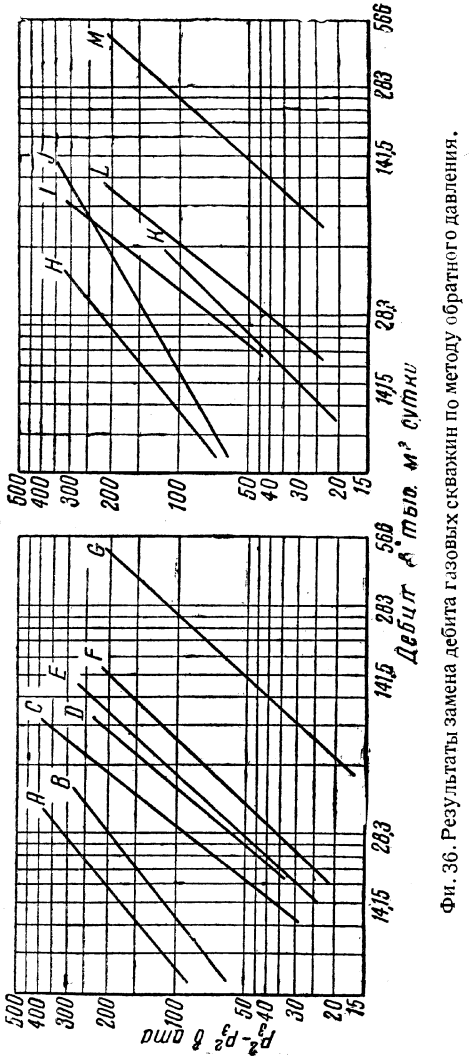
$Q_э$ — есть дебит при давлении $P_э$;

$\frac{Q_э}{Q_0}$ = проценту отбора, выраженному в долях единицы;

$P_з$ — равно давлению в пласте в удалении от скважины;

$P_з - P_э$ есть перепад давления, обеспечивающий данный дебит $Q_э$;

$P_э$ — обратное давление на пласт при эксплоатации.



Фиг. 36. Результаты замера дебита газовых скважин по методу обратного давления.

Если на логарифмическую сетку нанести величины $P_з^2 - P_э^2$, то-есть разность квадратов двух давлений против соответствующих им величин $Q_э$, то получим прямую линию. Если сделать испытание скважины по методу Беннета и Пирса и получить 11 точек (точки для девяти чок-ниппелей и две крайние точки), то все эти точки должны на логарифмической бумаге расположиться по прямой линии при условии, что на оси абсцисс даны деления для Q, а на оси ординат — для $P_з^2 - P_э^2$. На фиг. 36 даны такие линии для 13 скважин района Монро.

Пирс и Раулинс, предложившие в 1929 г. указанный метод, пола-

гали, что при описанных условиях все скважины дают на логарифмической сетке прямые линии. В дальнейшем оказалось, что далеко не все скважины дают прямые линии.

Для характеристики скважины после её испытания по методу Беннета и Пирса мы предлагаем кроме кривой «давление — процент отбора» на основании данных тех же замеров строить кривую по методу Пирса и Раулинса. Большинство правильно пробуренных и правильно эксплоатируемых скважин дадут на логарифмической сетке прямые наклонные линии. Некоторые скважины дадут ломаные линии, кривые неправильной формы и т. д. Такие скважины подлежат обследованию.

У тех скважин, которые дали правильные прямые наклонные линии, угол наклона этих линий бывает разный. Он имеет большое значение.

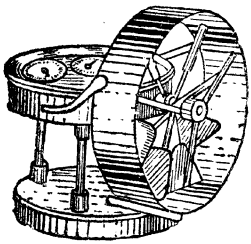
Если в течение эксплоатации скважины через определённые длительные промежутки времени производятся её испытания по методу Беннета и Пирса и вычерчиваются кривые по методу Пирса и Раулинса, эти кривые при правильной эксплоатации должны в течение всей жизни скважины сохранить прямой вид и прежний наклон. Если при каком-нибудь испытании оказалось, что форма линии или наклон изменились, значит произошло что-то неладное или ненормальное. Такая скважина подлежит обследованию. Необходимо выяснить причину изменения формы или наклона линии.

Глава VI

ЗАМЕР ДЕБИТА ГАЗА, ВЫХОДЯЩЕГО ИЗ СКВАЖИНЫ

АНЕМОМЕТР

Анемометр представляет прибор для определения скорости газа. У него имеется ветряное колесо, приводимое во вращение струей газа. Вращение этого колеса передаётся червячной передачей шестерёнкам. Имеется несколько пар шестерёнок. У каждой пары шестерёнок отношение числа зубцов 10:1. От каждой шестерни валик выведен наружу и на конце его укреплена стрелка, имеющая циферблат. Первая стрелка показывает метры, вторая — десятки метров, третья — сотни метров и т. д. (фиг. 37.)



Фиг. 37. Анемометр Казелла.

Анемометр показывает линейную скорость газа за данный промежуток времени.

Зная диаметр скважины, из которой выходит газ, мы можем определить дебит скважины в час или сутки по следующей формуле:

$$Q = \pi \frac{d^2 v}{4}. \qquad (20)$$

Здесь d — диаметр,
v — скорость;
Если d выразим в *м* и v — в *м/сек*, Q выразится в $м^3/сек$.
Предельная скорость газа для анемометра — 15 *м/сек*.

Таблица 23

Таблица площадей сечения

Диаметр в дюймах .	2	3	4	6	8	10
Площадь в $м^2$ . . .	0,002	0,0046	0,0081	0,018	0,0324	0,05

Предположим что анемометр за 8 мин. показал 2520 *м*. Диаметр скважины 4″.

$$Q = \frac{2520 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 0{,}0081}{8} = 3674 \ м^3/сутки.$$

Перед замером дебита скважину открывают и позволяют газу выходить свободно в атмосферу в течение не менее $1^1/_2$ часов. Затем устанавливают анемометр в устье скважины в середине диаметра, перпендикулярно к струе газа и держат так в течение нескольких минут, строго замерив время, в течение которого газ вращал колёса анемометра. Затем смотрят показания стрелок на циферблатах и складывают их.

Анемометр имеет малую точность и всегда даёт преуменьшённые показания.

Было сделано сравнение показаний анемометра с точными замерами трубкой Пито и орифайсами на скважинах Ухтинского района. Оказалось, что при давлении в закрытой скважине от 30 до 40 *ат* и при дебите сполна открытой скважины от 40 до 100 тыс.$м^3/сутки$ анемометр показывал на 16—18% меньше фактического дебита.

ОРИФАЙС (ШАЙБНЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬ)

Если скважина даёт небольшой дебит газа, для замера дебита следует применять прибор орифайс. Это наиболее точный способ замера дебита газа.

Аппарат орифайс по стандарту, принятому в США, состоит из следующего набора предметов, изображённых на фиг. 38.

1. Металлический ниппель (патрубок) внутреннего диаметра 2″ и длиной 5″.

Патрубок открыт с обеих сторон и имеет на каждом конце наружную резьбу. Сбоку есть отверстие диаметра $^1/_4$″, и к этому отверстию перпендикулярно к патрубку приварена металлическая трубочка длиной 1″ и внутреннего диаметра $^1/_4$″.

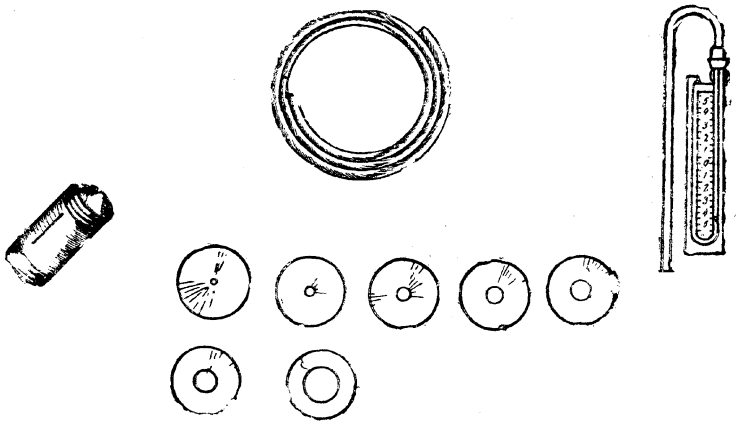
2. Семь шайб. Это — стальные тонкие пластинки, имеющие наружный диаметр 2″. Толщина каждой шайбы $^1/_8$″. В середине каждой шайбы есть круглое цилиндрическое отверстие с прямоугольными, а не закругленными краями. Одна шайба имеет отверстие диаметром $^1/_8$″, другая — $^1/_4$″, третья — $^3/_8$″, четвертая — $^1/_2$″, пятая $^3/_4$″ шестая 1″ и седьмая $1^1/_4$″. Эти шайбы с отверстиями и называются «орифайс».

3. Металлическая гайка, навинчиваемая на верхний конец патрубка для удержания шайбы на патрубке.

4. Резиновая трубка внутреннего диаметра $^1/_4''$, длиной 0,5 *м* для соединения патрубка с манометром.

5. Водяной стеклянный манометр, представляющий стеклянную трубку, изогнутую в виде буквы V. Ртутный манометр при этом способе применять нельзя.

Перед замером дебита скважину открывают и позволяют газу выходить свободно в атмосферу в течение не менее 1,5 часов. Затем на устье скважины надевают крышку, имеющую отверстие с внутренней резьбой, подходящей к наружной резьбе нижнего конца ниппеля



Фиг. 38. Орифайс для замера дебита газа.

прибора орифайс. Ввинчивают ниппель нижним концом в это отверстие. К боковому отростку ниппеля прикрепляют резиновую трубку, соединенную с манометром. На верхний конец ниппеля кладут какую-нибудь шайбу и навинчивают гайку. При таком положении газ из скважины выходит через небольшое отверстие шайбы. В ниппеле возникает давление. Оно по резиновой трубке передается манометру. Получается высота водяного столба *H*, равная давлению в ниппеле. Важно подобрать шайбу надлежащего размера, чтобы получить наиболее точный замер. Чем меньше диаметр отверстия шайбы, тем больше давление в ниппеле. При очень большом и при очень малом давлении точность не так велика. Наиболее точный замер получается, если уровень воды в одном колене манометра поднялся выше уровня в другом колене от 3 до 6''.

Такую шайбу и стараются подобрать. Например, если *H* больше 8'', берут шайбу ближайшего большего размера. Но если даже самая широкая шайба ($1^1/_4''$) дала давление в 10'' вод. столба, точность замера будет вполне достаточной. К прибору приложены таблицы, содержащие суточный дебит газа для каждой из семи шайб и для каждой цифры водяного столба в дюймах от 1 до 10''. Цифры даны для

Таблица 24

Пропускная способность шайбного измерителя

(Суточное количество газа в $м^3$ дано в условиях атмосферного давления и температуры наружного воздуха во время замера 15°С. Толщина диафрагмы — 3 *мм*)

Высота вод. столба в *мм*	Уд. вес газа							
	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
	1. Диаметр диафрагменного отверстия — 5 *мм*							
5	12	11	10	10	9	9	8	8
10	17	16	15	14	13	12	11	11
15	21	19	18	17	16	15	14	14
20	25	23	21	20	19	18	17	17
30	29	27	24	23	22	21	20	20
40	34	31	29	27	26	25	24	23
50	38	36	34	32	30	28	27	26
60	41	38	36	34	32	30	29	28
70	45	42	39	37	35	33	32	31
80	48	45	42	39	37	35	34	33
90	51	48	45	42	40	38	36	35
100	54	50	47	44	42	40	38	37
120	59	55	52	49	46	44	42	40
140	63	59	55	52	49	47	45	43
160	68	63	59	56	53	50	48	46
180	72	67	63	59	56	53	51	49
200	76	71	66	62	59	56	54	52
250	85	79	74	70	66	62	60	58
300	93	87	81	76	72	69	66	63
	2. Диаметр диафрагменного отверстия — 10 *мм*							
5	48	44	44	40	37	35	33	32
10	68	64	60	56	53	50	48	46
15	84	78	73	68	65	62	59	57
20	94	87	82	78	75	72	69	66
30	117	109	102	96	91	87	83	80
40	135	125	117	110	105	100	96	93
50	152	141	132	124	118	112	107	103
60	166	154	144	136	129	123	117	113
70	179	167	156	147	139	132	126	122
80	192	178	167	157	149	142	136	131
90	204	190	178	167	158	150	144	139
100	216	200	187	176	167	159	152	146
120	236	220	205	193	183	174	167	161
140	256	237	221	208	198	189	181	174
160	273	273	236	223	211	200	192	185
180	289	268	250	236	224	214	205	197
200	304	282	264	249	236	225	215	207
250	341	315	395	278	264	252	241	232
300	373	346	323	304	289	276	264	254

Продолжение

Высота вод. столба, в *мм*	Уд. вес газа							
	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
3. Диаметр диафрагменного отверстия — 15 *мм*								
5	—	—	—	—	84	80	77	74
10	154	142	133	126	119	114	109	104
15	188	175	163	154	146	139	133	128
20	216	206	188	177	168	160	153	147
30	266	247	230	217	206	196	188	181
40	307	284	266	251	238	226	217	209
50	343	318	298	281	266	254	243	233
60	376	348	325	307	291	278	266	255
70	407	377	352	333	315	300	288	277
80	435	403	377	356	337	322	308	295
90	462	427	399	377	357	340	326	313
100	485	450	420	397	376	359	344	330
120	531	493	460	435	412	393	376	362
140	575	532	497	470	445	425	407	391
160	613	568	532	502	475	452	433	417
180	651	603	563	533	504	481	461	443
200	687	636	595	562	532	508	486	467
250	768	712	665	628	595	567	543	522
300	840	778	727	687	651	620	594	572
4. Диаметр диафрагменного отверстия — 20 *мм*								
5	192	178	165	156	148	141	135	130
10	273	253	237	224	212	211	195	186
15	334	311	292	275	259	246	233	227
20	386	358	334	315	299	285	273	263
30	473	439	411	388	367	350	335	322
40	545	504	472	446	422	402	385	371
50	609	504	427	498	472	450	431	414
60	667	618	577	546	517	493	471	453
70	722	669	625	591	559	533	510	490
80	770	713	667	631	597	569	545	524
90	817	758	708	668	633	603	577	555
100	862	798	747	705	668	637	610	586
120	945	876	819	774	733	698	663	643
140	1 020	945	883	835	790	753	720	693
160	1 091	1 012	944	892	845	805	771	741
180	1 153	1 073	1 002	946	896	853	817	786
200	1 240	1 133	1 057	998	945	901	862	828
250	1 363	1 274	1 182	1 116	1 057	1 008	965	927
300	1 494	1 384	1 294	1 224	1 158	1 104	1 057	1 015

Продолжение

Высота вод. столба, в *мм*	Уд. вес газа							
	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
5. Диаметр диафрагменного отверстия — 25 *мм*								
5	301	279	261	246	233	221	212	205
10	425	394	368	347	329	313	300	289
15	522	482	452	427	404	384	368	355
20	603	558	522	492	467	444	426	410
30	738	689	640	603	572	546	522	502
40	850	787	737	695	659	627	600	578
50	951	879	824	777	737	702	672	647
60	1 042	963	902	850	807	769	735	708
70	1 126	1 044	975	920	873	832	795	765
80	1 205	1 114	1 042	982	932	888	849	817
90	1 278	1 184	1 107	1 044	990	943	902	868
100	1 379	1 246	1 168	1 100	1 044	993	948	915
120	1 476	1 365	1 280	1 206	1 144	1 091	1 044	1 004
140	1 593	1 472	1 380	1 300	1 234	1 176	1 125	1 083
160	1 704	1 575	1 476	1 390	1 320	1 260	1 204	1 157
180	1 806	1 670	1 565	1 476	1 400	1 335	1 276	1 230
200	1 905	1 760	1 650	1 555	1 475	1 406	1 345	1 294
250	1 213	1 970	1 845	1 740	1 650	1 574	1 505	1 448
300	1 332	2 159	2 021	1 905	1 808	1 725	1 648	1 586
6. Диаметр диафрагменного отверстия — 30 *мм*								
5	535	403	377	355	337	321	307	296
10	643	567	532	501	475	453	433	417
15	752	697	652	613	582	555	531	511
20	867	803	752	708	672	641	612	590
30	1 064	985	922	868	824	785	751	723
40	1 228	1 137	1 063	1 002	950	905	865	833
50	1 374	1 273	1 190	1 131	1 063	1 014	969	932
60	1 505	1 395	1 305	1 228	1 166	1 111	1 063	1 023
70	1 624	1 505	1 407	1 326	1 258	1 199	1 147	1 105
80	1 736	1 608	1 505	1 416	1 344	1 282	1 227	1 180
90	1 840	1 707	1 596	1 502	1 426	1 360	1 300	1 251
100	1 940	1 800	1 682	1 584	1 503	1 462	1 370	1 319
120	2 133	1 974	1 849	1 740	1 650	1 573	1 504	1 448
140	2 300	2 129	2 992	1 876	1 780	1 696	1 621	1 562
160	2 453	2 278	2 128	2 006	1 901	1 811	1 732	1 169
180	2 610	2 419	2 260	2 129	2 020	1 924	1 841	1 772
200	2 748	2 546	2 380	2 241	2 127	3 027	2 940	1 864
250	3 071	2 845	2 660	2 509	2 379	2 367	2 170	2 088
300	3 370	3 119	2 820	2 746	2 606	2 487	2 378	2 288

газа разного удельного веса. По этим таблицам и определяют дебит. Если H превышает 10″, можно получить Q из следующей формулы:

$$Q = C\sqrt{H}. \qquad (21)$$

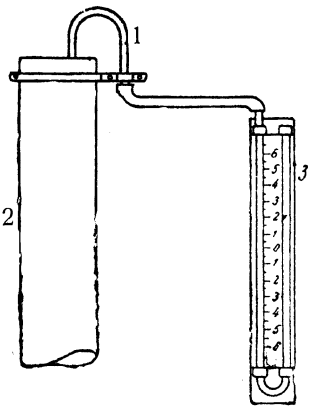
Здесь Q — количество $м^3$ газа в сутки;
C — дебит, показанный в таблице для 1″ давления для данного размера шайбы и для данного удельного газа;
H — получившаяся высота вод. столба в дюймах.

Этой формулой можно пользоваться до величины $H = 50''$. При более высоком давлении замер этим способом не будет точен. Скважины с дебитом более 8 000 $м^3$/*сутки* замерять прибором орифайс не следует.

Выше описан американский прибор орифайс. В СССР сконструирован аналогичный прибор и к нему составлены таблицы в единицах метрической системы. Шайбы имеют толщину 3 *мм*. Диаметры отверстий шайб также выражены круглыми цифрами миллиметров. Суточный дебит по показанию орифайса определяется по табл. 24.

ТРУБКА ПИТО

Замер дебита скважин, дающих много газа, производится трубкой Пито. Ею замеряется скоростной напор, при помощи которого вычисляется скорость, а затем и дебит газа. Этот прибор состоит из короткой изогнутой трубки малого диаметра. Обычно применяется трубка внутреннего диаметра $^1/_4$″. В Луизиане применяется медная полированная трубка внутреннего диаметра 0,125″. Одним концом трубка опускается в открытую скважину навстречу вытекающему газу, а другой конец при помощи резиновой трубки соединен с водяным или ртутным манометром (фиг. 39). Манометр представляет U-образную стеклянную трубку, на которой нанесены деления. В стеклянную трубку налита вода, если скважина дает небольшой дебит газа. Если давление выходящего газа выбрасывает из стеклянной трубки воду, вместо воды наливают ртуть.



Фиг. 39.
1 — трубка Пито; *2* — обсадные или насосные трубы; *3* — манометр.

Если же дебит так велик, что и ртуть выбрасывает, тогда вместо стеклянного манометра трубку Пито присоединяют к пружинному манометру.

Вместо пружинного манометра лучше взять грузовой манометр, дающий более точные показания. Трубка должна быть калибрована и иметь на всем протяжении одинаковый диаметр. Манометр ставится на расстоянии от 0,3 до 0,9 *м* от скважины. Открытый конец трубки вставляется (опускается) в скважину не в середине, а на расстоянии $^1/_3$ диаметра скважины от ее края, т. е. от края открытого отверстия.

Таблица 25

Таблица к трубке Пито, составленная по формуле В. Рейда

Дебит открытой скважины в *м³/сутки* газа уд. веса 0,6 (по воздуху), исчисленного при 15° С и 1 *ата*

Водяной манометр, *мм*	Ртутный манометр, *мм*	Пружинный манометр, *ат*	Внутренний диаметр труб, из которых вытекает газ, в дюймах								
			1	2	3	4	5	6	8	10	12
2,5	—	—	310	1 250	2 810	4 980	7 760	11 120	19 880	31 070	44 770
12,7	—	—	695	2 780	6 260	11 100	17 360	25 010	44 480	69 500	100 010
25,4	—	—	980	3 940	8 840	15 710	24 550	35 390	62 870	98 250	141 350
50,8	3,8	—	1 300	5 550	12 490	22 230	34 710	49 940	89 100	138 700	199 750
76,2	5,6	—	1 760	6 800	15 290	27 180	42 500	61 230	108 760	169 960	244 720
152,4	11,2	—	2 410	9 680	21 630	38 470	60 150	86 510	153 860	240 480	346 430
380,1	27,9	0,035	3 800	15 210	34 230	60 830	94 960	136 780	243 220	379 890	547 00
—	50,8	0,070	5 130	20 500	46 090	81 960	128 090	184 440	327 370	512 550	737 420
—	—	0,081	6 450	25 940	58 300	103 660	162 050	233 330	414 410	648 200	933 240
—	—	0,14	7 420	29 660	66 740	118 770	185 520	267 110	475 260	741 660	1 068 620
—	—	0,28	10 230	40 900	92 130	163 780	255 880	368 400	654 000	1 023 250	1 473 590
—	—	0,7	16 360	65 380	147 180	261 690	408 460	588 480	1 046 350	1 635 520	2 354 920
—	—	3,5	43 630	174 400	392 350	698 120	1 090 160	1 569 460	2 790 860	4 363 000	6 279 800
—	—	7,0	77 410	309 280	696 090	1 238 160	1 933 490	2 784 970	4 947 260	7 740 600	11 136 530
—	—	14,0	146 670	586 390	1 320 560	2 349 470	3 669 000	5 283 470	9 383 070	14 667 000	21 117 670

В это время из скважины вокруг трубки свободно выходит газ, и на трубку действует только скоростной напор газа, т. е. только кинетическая энергия.

Трубкой Пито можно измерять дебит при вытекании газа из сполна открытых обсадных труб или из сполна открытых насосных труб, но не из сифонных. При этом трубы, из которых вытекает газ, на протяжении 3 *м* книзу от устья не должны иметь никакого фиттинга, сужений, тройников, задвижек, отводов и т. п.

Перед замером делается трехчасовая продувка скважины. Эту продувку можно сократить до 1,5 час. при условии производства подряд нескольких замеров и при том условии, что три последовательных замера дадут одинаковые результаты, или при том условии, что в течение 15 мин. поднявшийся в манометре в правом колене трубки уровень жидкости не меняется.

Таблица 25 показывает дебит скважины, сполна открытой, при различных показаниях манометра. Таблица составлена при условии, что конец трубки Пито вставлен в отверстие конца трубы скважины на расстоянии $^1/_3$ диаметра от края. Если вставить трубку в самую середину, где газ имеет максимальную скорость, нужно цифру давления, показанного манометром, уменьшить на 13,8%, чтобы получить правильную цифру давления, по которой и находят дебит в таблице.

Если колонна труб, из которой выходит газ, имеет диаметр, не указанный в таблице, нужно цифру дебита, данную в таблице для диаметра труб в 1″, умножить на множитель, указанный в табл. 26.

Таблица 26

Множитель к трубке Пито для перехода на другой диаметр

Диаметр труб в дюймах	Множитель	Диаметр труб в дюймах	Множитель
1,5	2,25	$5^5/_8$	31,6
2,5	6,25	6,25	39
4,5	20	$6^5/_8$	43,9
$4^5/_8$	21,39	8,25	68

Формулы к трубке Пито

Впервые применение трубки Пито к замеру дебита газа, вытекающего из скважин, было предложено в 1886 г. С. В. Робинзоном, профессором университета штата Огайо. Для замера дебита при малых давлениях он пользовался гидравлической формулой, не принимая во внимание изменения плотности газа. При больших скоростях он применял адиабатическую формулу. Впоследствии Робинзон нашел, что при больших скоростях статическое давление вытекающего газа в устье трубы превосходит атмосферное давление, но установил:

«В тех случаях, когда у устья цилиндрической трубы вытекающий

газ не образует vena contracta [1], на плоскост сечения устья статическое давление не может превосходить атмосферное давление».

Это — не верно. Принятие этого положения послужило источником ошибок в тех таблицах, которые были составлены на основании формул Робинзона и которыми пользовались до 1912 г.

В 1912 г. Т. Р. Веймаут, автор известной газопроводной формулы, предложил новые константы для адиабатической формулы течения газа, благодаря которым применение трубки Пито к замеру газа, вытекающего из скважин, получило более значительную точность. На основании этих констант Ф. Олифант составил для трубки Пито таблицу [2], которой и пользовались до 1929 г. Ею руководствовались и при замере дебита газа в СССР. Продолжатель издания Весткота Джон Дил, выпустивший «Руководство по природному газу» в 1927 г., хотя и поместил в нем таблицу Олифанта, но высказал сомнение в правильности цифр Олифанта для давлений скоростного напора выше 2,08 *ата* и указал, что таблицу Олифанта надо заменить другой, более точной таблицей.

L. C. Lichty [3] приводит следующую адиабатическую формулу для определения скорости газа при замере трубкой Пито:

$$w^2 = \frac{2gnP_a}{(n-1)\gamma}\left[\left(\frac{P_t}{P_a}\right)^{\frac{n-1}{n}} - 1\right], \qquad (22)$$

где w — скорость текущего газа, *м/сек*;

g — ускорение силы тяжести, 9,81 *м/сек*^{2};

P_a — атмосферное давление, *кг/м*^{2};

P_t — давление скоростного напора, замеренное манометром трубки Пито;

n — отношение теплоёмкостей C_p/C_v;

γ — уд. вес газа, *кг/м*^{3}.

Предположено, что

$$n = 1{,}266;$$

$$P_2 = 14{,}4 \text{ фунт. на } кв/дм;$$

уд. вес газа 0,6;

температура газа в пласте=15° С и при вытекании из устья скважины=4° С.

При этих условиях из предыдущей формулы выведена следующая:

$$Q = 75 \cdot d^2 \left[\left(\frac{P_t}{10\,000}\right)^{0{,}213} - 1\right]^{\frac{1}{2}}, \qquad (23)$$

---

[1] «Vena contracta» (вена контракта) есть латинские слова и означают «сокращенная жила». Это есть самое узкое место двигающейся массы газа. Особенно резко вена контракта выражена в газопроводах тотчас ниже орифайса, когда в газопровод вставлен орифайс.

[2] Напечатана в книге Весткотта «Руководство по природному газу» и перепечатана в многочисленных других книгах по газовому делу.

[3] L. C. Lichty. Measurement, Compression and Transmission of Natural Gas, New-Iork, 1924.

где Q — дебит газа в *м³/сутки*;
d — внутренний диаметр трубки, из которой вытекает газ в атмосферу, *мм*.

Этой формулой многие пользовались до 1930 г. В частности, она применялась при изучении вопросов о замере дебита газа из скважин, которое производили в 1927 г. инженеры Горного бюро США на газовых скважинах в Оклахоме [1].

По мнению проф. Юрена, можно пользоваться при замере дебита газа трубкой Пито следующей формулой [2]:

$$w = 22{,}2\sqrt{\frac{h}{\gamma}}. \qquad (24)$$

Здесь w — скорость текущего газа в *м/сек*;
h — скоростной напор, уловленный трубкой Пито и замеренный водяным манометром в дюймах вод. ст.;
γ — уд. вес газа в *кг/м³*.

Температура воды в манометре должна быть 15° С.

Эта формула далека от точности и не может применяться при больших давлениях.

Вопрос о замере дебита газа, вытекающего из скважин, детально изучал инж. Вальтер Рейд в г. Далласе, Техсас, и дал новые формулы и таблицу для трубки Пито[3]. Газовая промышленность отказалась от таблицы Олифанта и перешла на формулы и таблицы Рейда. Их проверило Горное бюро США и нашло правильными.

Рейд указал, что, когда скорость газа, вытекающего из цилиндрической трубы, достигает скорости звука в данном газе (акустическая скорость), абсолютное статическое давление газа в устье трубы составляет определённый процент абсолютного давления скоростного напора, т. е. кинетического давления. Когда давление скоростного напора превышает 1,055 *кг/см²* сверх атмосферного давления, дебит прямо пропорционален абсолютному давлению скоростного напора, тогда как при скоростном напоре менее указанной цифры дебит пропорционален $\sqrt{P}$, где P — давление сверх атмосферного. Рейд установил, что адиабатическая формула не дает правильных цифр для трубки Пито даже при скорости газа ниже критической. Критическая скорость возникает, когда абсолютное давление скоростного напора в центре устья трубы в 1,8 раза больше атмосферного давления, или когда показание манометра при замере дебита трубкой Пито составляет 0,844 *кг/см²* сверх атмосферного давления.

Если давление скоростного напора меньше 1,055 *кг/см²* сверх

---

[1] Об этом напечатано в брошюре: R. R. Brandenthaler and — E. L. Rawlins. «Standardizing the Open Flow from Natural Gas Wells». Report of investigation № 2885, Bureau of Mines, 1928.

[2] Напечатано в книге «Petroleum Production Engineering», by L. C. Uren, 1939, стр. 568.

[3] Напечатана в ноябрьском номере журнала «Western Gas» за 1929 г. статья Open-Flow Measurement of Gas Wells», by Walter Reid.

атмосферного давления, Рейд предложил к замерам трубкой Пито применять следующие три гидравлические формулы:

1) $$Q = 0{,}3\, D^2 \sqrt{w}; \qquad (25)$$

2) $$Q = 1{,}11 D^2 \sqrt{м}; \qquad (26)$$

3) $$Q = 30{,}7\, D^2 \sqrt{P}. \qquad (27)$$

Здесь Q — дебит в *м³/сутки*, исчислен при 760 *мм* рт. столба и при 15° С для уд. веса газа 0,6 (по воздуху);

D — внутренний диаметр трубы, из которой вытекает газ, в *мм*;

w — скоростной напор по показанию манометра в *мм* вод. столба;

$м$ — то же в *мм* рт. столба;

P — то же пружинного манометра в *кг/см²*;

w, $м$ и P — сверх атмосферного давления.

Конец трубки Пито вставляется в центр устья трубки.

Если давление скоростного напора больше 1,055 *кг/см²* (т. е. больше 775,72 *мм* рт. столба) сверх атмосферного давления, Рейд предложил применять следующую формулу

$$Q = 15{,}4 \cdot D^2 \cdot P_{абс}. \qquad (28)$$

Здесь Q — дебит газа в *м³/сутки*;

D — внутренний диаметр трубы в *мм*;

$P_{абс}$ — абсолютное давление скоростного напора в *ата*.

Очень часто бывали случаи, когда приходилось определять трубкой Пито дебит газа, вытекающего или из сполна открытых обсадных труб диаметром 6″ или из сполна открытых насосных труб диаметра 4″. Для этих случаев вышеуказанные формулы В. Рейда превращаются в следующие (табл. 27):

Таблица 27

Дебит газа сполна открытой скважины при замере трубкой Пито

в тыс. *м³/сутки*

Два вида течения газа	При вытекании газа из сполна открытых труб внутреннего диаметра 6″	При вытекании газа из сполна открытых труб внутреннего диаметра 4″
1. Если давление скоростного напора меньше 1,055 *кг/см²* (т. е. меньше 775,72 *мм* рт. ст.) сверх атмосферного давления	$Q = 6{,}9 \sqrt{w}$ $Q = 27{,}7 \sqrt{м}$ $Q = 710 \sqrt{P}$	$Q = 3{,}1 \sqrt{w}$ $Q = 12{,}3 \sqrt{м}$ $Q = 317 \sqrt{P}$
2. Если давление скоростного напора больше 1,055 *кг/см* сверх атмосферного давления	$Q = 355\ P_{абс}$	$d = 158\ P_{абс}$

Здесь обозначения те же, что и у формул (25), (26) и (27). Q исчисляется при тех же стандартных условиях температуры, давления и удельного веса.

В. Рейд замерял боковое статическое давление внутри трубы, из которой газ вытекает в атмосферу. Это давление замерялось на расстоянии четырех диаметров от открытого конца трубы. Оказалось, что статическое давление находится в определенном отношении к скоростному напору, и по нему также можно определять дебит газа. Для этого В. Рейд дал формулу:

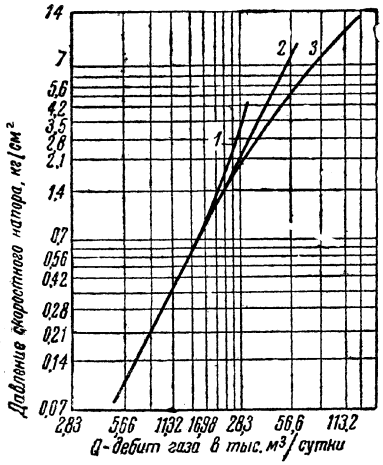
$$Q = 26{,}5 \cdot D^2 \cdot P_{абс}. \qquad (29)$$

Здесь Q — дебит газа в *м³/сутки*, исчисленный при 15° и 760 *мм* рт. столба;

D — внутренний диаметр трубы в *мм*;

$P_{абс}$ — абсолютное статическое давление внутри трубы в *ата*.

В. Рейд рекомендует применять формулу (29) только в тех случаях, когда боковое статическое давление на расстоянии четырех диаметров от открытого конца трубы превышает более, чем на 0,21 *кг/см²*, атмосферное давление.



Фиг. 40. Сравнение трех формул при исчислении дебита газа, вытекающего из открытой скважины при замере скоростного напора трубкой Пито.

1 — адиабатическая формула; *2* — гидравлическая и *3* — формула критической скорости (формула В. Рейда).

Сопоставим две формулы Рейда (28) и (29).

Для одной и той же скважины при одних и тех же условиях Q будет для обеих формул одинаковое.

$$15{,}4\ D^2\ P = 26{,}5\ D^2 P_{стат}.$$

Сокращая на D^2, получаем

$$P_{стат} = 0{,}58\ P. \qquad (30)$$

Здесь в P входит как динамическое, так и статическое давление.

Таково отношение статического давления к полному давлению при вытекании газа из сполна открытой скважины, если полное давление P, замеренное манометром трубки Пито, превышает 1,055 *кг/см²* сверх атмосферного давления и скорость течения газа достигла критической или превзошла её.

Графическое сравнение трёх формул [1] при исчислении Q на основании замеров трубкой Пито изображено на фиг. 40.

Это сравнение показывает, что адиабатическую формулу к замерам трубкой Пито вообще можно не применять. Она дает правильные цифры

[1] Описаны в статье «Computation of Pitot Tube Measurments of Gas Wells», by F. K. Bench, в журнале «The Oil Weckly» 1932, 5 сентября, стр. 28.

Q лишь для давлений скоростного напора не выше 0,35 *кг/см²* сверх атмосферного давления. Для малых давлений следует применять гидравлическую формулу. Если давление скоростного напора, замеренное манометром при трубке Пито, превышает 1,4 *кг/см²* сверх атмосферного давления, неправильные цифры дает и гидравлическая формула.

Если скважина при открытом фонтанировании газом во время замера дебита трубкой Пито выбрасывает грязь, воду или сухую пыль и залепляет трубку, для замера дебита нужно определить боковое статическое давление на расстоянии четырех диаметров от конца трубы, из которой вытекает газ, и вычислить дебит по формуле 30.

Таблицы Фьюэлхарта

В «Монографами № 7», изданной в августе 1935 г. и посвященной методам замера дебита газовых скважин, стр. 127 — 140, приложение 4, Горное бюро США одобрило формулы и таблицы В. Рейда.

Департамент по охране природных ресурсов штата Луизиана в августе 1937 г. напечатал подробные таблицы [1] для замера дебита газовых скважин, составленные инж. Д. Е. Fuellhart на основании формул и таблицы В. Рейда и проверенные инженером Д. С. Кук.

Замер производится медной трубкой Пито, имеющей внутренний диаметр 0,125″ (3,175 *мм*) и соединенной с манометром при помощи резиновой трубки внутреннего диаметра 0,25″. Конец трубки Пито ставится в центре трубы, из которой вытекает газ. Цифры дебита исчислены при абсолютном давлении 1,0563 метрических *ата* и при температуре 15° С для газа уд. веса 0,6 (по отношению к воздуху). Таблицы предназначены только для тех случаев, когда скоростной напор, замеренный трубкой Пито, не превышает 1,055 *кг/см²* сверх атмосферного давления.

Если труба, из которой вытекает газ, имеет диаметр, не указанный в табл. 28 и 29, нужно цифру дебита, данную в таблице для диаметра трубы 1″, умножить на квадрат диаметра трубы, для которой надо найти дебит.

Минутный способ замера дебита газа

Если нет ни трубки Пито, ни орифайса, а есть только манометр, то можно замерять дебит «минутным способом», но этот способ дает неточные и лишь приблизительные результаты.

Перед замером нужна предварительная продувка скважины в атмосферу в течение не менее 1,5 часов. Нужно приспособить к скважине задвижку, которую можно было бы очень быстро закрыть. Задвижка должна быть герметической. На скважине надо установить манометр. Полезно для точности замера иметь барометр и замерять давление атмосферы. Давление атмосферы вообще меняется. Повышение давления атмосферы снижает дебит газа, а мы должны выяснить дебит

[1] Эти таблицы напечатаны также в журнале «The Oil and Gas Journal», 20 января 1938 г., т. 36, № 36, стр. 97—99.

Таблица 28

Таблица инж. Фьюэлхарта

Дебит газа, замеренный трубкой Пито, *м³/сутки*

Давление скоростного напора *мм* вод. ст.	Внутренний диаметр трубы, из которой вытекает газ, в дюймах					
	1	2	3	4	6	8
5	426	1 700	3 830	6 800	15 320	27 200
10	602	2 410	5 420	9 640	21 680	38 560
15	727	2 910	6 540	11 640	25 160	46 560
20	852	3 410	7 670	13 640	30 680	54 560
25	948	3 790	8 530	15 160	34 120	60 640
30	1 044	4 180	9 400	16 720	37 600	66 880
35	1 125	4 500	10 130	18 000	40 520	72 000
40	1 205	4 820	10 850	19 280	43 400	77 120
45	1 275	5 100	11 480	20 400	45 920	81 600
50	1 345	5 380	12 110	21 520	48 440	86 080
55	1 413	5 650	12 720	22 600	50 880	90 400
60	1 477	5 910	13 290	23 640	53 160	94 560
65	1 538	6 150	13 840	24 600	55 360	98 400
70	1 596	6 380	14 360	25 520	57 440	102 080
75	1 651	6 600	14 860	26 400	59 440	105 600
80	1 704	6 820	15 340	27 280	61 360	109 120
85	1 755	7 020	15 800	28 080	63 200	112 320
90	1 806	7 220	16 250	28 880	65 000	115 520
95	1 857	7 430	16 710	29 720	66 840	118 880
100	1 907	7 630	17 160	30 520	68 640	122 080
110	1 993	7 970	17 940	31 880	71 760	127 520
120	2 079	8 320	18 710	33 280	74 840	133 120
130	2 163	8 650	19 470	34 600	77 880	138 400
140	2 246	8 980	20 210	35 920	80 840	143 680
150	2 328	9 310	20 950	37 240	83 800	148 960
160	2 410	9 640	21 690	38 560	86 760	154 240
170	2 480	9 920	22 300	39 680	89200	158 720
180	2 550	10 200	22 950	40 800	91 800	163 200
190	2 620	10 480	23 600	41 920	94 400	167 680
200	2 690	10 760	24 200	43 040	96 800	172 160
210	2 758	11 030	24 800	44 120	99 200	176 480
220	2 826	11 300	25 400	45 200	101 600	180 800
230	2 890	11 560	26 000	46 240	104 000	184 960
240	2 954	11 820	26 600	47 280	106 400	189 120
250	3 015	12 060	27 200	48 240	108 800	192 960
260	3 075	12 300	27 700	49 200	110 800	196 800
270	3 134	12 540	28 200	50 160	112 800	200 640
280	3 192	12 770	28 700	51 080	114 800	204 320
290	3 245	12 980	29 200	51 920	116 800	207 680

Продолжение

Давление скоростного напора *мм* вод. ст.	Внутренний диаметр трубы, из которой вытекает газ, в дюймах					
	1	2	3	4	6	8
300	3 297	13 190	29 700	52 760	118 800	211 040
310	3 353	13 410	30 200	53 640	120 800	214 560
320	3 408	13 630	30 700	54 520	122 800	218 080
330	3 459	13 840	31 150	55 360	124 600	221 440
340	3 510	14 040	31 600	56 160	126 400	224 640
350	3 561	14 240	32 050	56 960	128 200	227 840
360	3 612	14 440	32 500	5 7 760	130 000	231 040
370	3 663	14 650	32 950	58 600	131 800	234 400
380	3 714	14 860	33 400	59 440	133 600	237 760
390	3 764	15 060	33 850	60 240	135 400	240 960
400	3 812	15 250	34 300	61 000	137 200	244 000
410	3 859	15 440	34 750	61 760	139 000	247 040
420	3 905	15 620	35 200	62 480	140 800	249 920
430	3 951	15 800	35 600	63 200	142 400	252 800
440	3 995	15 980	36 000	63 920	144 000	255 680
450	4 038	16 150	36 400	64 600	145 600	258 400
460	4 081	16 320	36 720	65 280	146 880	261 120
470	4 124	16 500	37 120	66 000	148 480	264 000
480	4 167	16 670	37 510	66 680	150 040	266 720
490	4 210	16 840	37 900	67 360	151 600	269 440
500	4 253	17 010	38 280	68 040	153 120	272 160
510	4 296	17 180	38 660	68 720	154 640	274 880
520	4 338	17 350	39 040	69 400	156 160	277 600
530	4 380	17 520	39 420	70 080	157 680	280 320
540	4 421	17 680	39 790	70 720	159 160	282 880
550	4 462	17 850	40 160	71 400	160 640	285 600
560	4 501	18 020	40 510	72 000	162 040	288 000
570	4 539	18 190	40 860	72 640	163 440	290 560
580	4 578	18 350	41 200	73 240	164 800	292 960
590	4 624	18 500	41 620	74 000	166 480	296 000
600	4 662	18 650	42 000	74 600	168 000	298 400
610	4 700	18 800	42 320	75 200	169 280	300 800
620	4 738	18 950	42 640	75 800	170 560	303 200
630	4 776	19 100	42 980	76 400	171 920	305 600
640	4 814	19 260	43 320	77 040	173 280	308 160
650	4 852	19 410	43 650	77 640	174 600	310 560
660	4 890	19 560	44 000	78 240	176 000	312 960
670	4 930	19 720	44 350	78 880	177 400	315 520
680	4 970	19 880	44 700	79 520	178 800	318 080
690	5 004	20 020	45 020	80 080	180 080	320 320
700	5 037	20 140	45 330	80 560	181 320	322 240

Таблица 29

Таблица инж. Фьюэлхарта

Дебит газа, замеренный трубкой Пито в *м*³/*сутки*

Давление скоростного напора в *мм* рт. ст.	Внутренний диаметр трубы, из которой вытекает газ, в дюймах					
	1	2	3	4	6	8
5	1 563	6 250	14 070	25 000	56 280	100 000
10	2 209	8 840	19 880	35 360	79 520	141 440
15	2 704	10 820	24 340	43 280	97 360	173 120
20	3 121	12 480	28 090	49 920	112 360	199 680
25	3 485	13 940	31 210	55 760	124 840	223 040
30	3 822	15 290	34 400	61 160	137 600	244 640
35	4 130	16 520	37 170	66 080	148 680	264 320
40	4 420	17 680	39 780	70 720	159 120	282 880
45	4 682	18 690	42 140	74 760	168 560	299 040
50	4 993	19 690	44 310	78 760	177 240	315 040
55	5 185	20 740	46 670	82 960	186 680	331 840
60	5 437	21 740	48 930	86 960	195 720	347 840
65	5 660	22 640	50 940	90 560	203 760	362 240
70	5 887	23 550	52 980	94 200	211 920	376 800
75	6 120	24 480	55 080	97 920	220 320	391 680
80	6 343	25 370	57 090	101 480	228 360	405 920
85	6 538	26 150	58 840	104 600	235 360	418 400
90	6 737	26 950	60 630	107 800	242 520	431 200
95	6 913	27 650	62 220	110 600	248 880	442 400
100	7 080	28 320	63 720	113 280	254 880	453 120
105	7 250	29 000	65 250	116 000	261 000	464 000
110	7 400	29 600	66 600	118 400	266 400	473 600
115	7 550	30 200	67 950	120 800	271 800	483 200
120	7 700	30 800	69 300	123 200	277 200	492 800
125	7 850	31 400	70 650	125 600	282 600	502 400
130	8 000	32 000	72 000	128 000	288 000	512 000
135	8 150	32 600	73 350	190 400	293 400	521 600
140	8 300	33 200	74 700	132 800	298 800	531 200
145	8 450	33 800	76 050	135 200	304 200	540 800
150	8 600	34 400	77 400	137 600	309 600	550 400
155	8 750	35 000	78 750	140 000	315 000	560 000

Продолжение

Давление скоростного напора в *мм* рт. ст.	Внутренний диаметр трубы, из которой вытекает газ, в дюймах					
	1	2	3	4	6	8
160	8 900	35 600	80 100	142 400	320 400	569 600
165	9 040	36 160	81 360	144 460	325 440	578 560
170	9 180	86 720	82 620	146 880	330 480	589 520
175	9 320	37 280	83 880	149 120	335 520	596 480
180	9 460	37 840	85 140	151 360	340 560	605 440
185	9 600	38 400	86 400	153 600	345 600	614 400
190	9 730	38 920	87 570	155 680	350 280	622 720
195	9 850	39 400	88 650	157 600	354 600	630 400
200	9 970	39 880	89 730	159 520	358 920	638 080
205	10 080	40 320	90720	161 280	362 880	645 120
210	10 190	40 760	91 710	163 040	366 840	652 160
215	10 300	41 200	92 700	164 800	370 800	659 200
220	10 420	41 680	93 780	166 720	375 120	666 880
225	10 540	42 160	94 860	168 640	397 440	674 560
230	10 650	42 600	95 850	170 400	383 400	681 600
235	10 760	43 040	96 840	172 160	387 360	688 640
240	10 870	43 480	97 830	173 920	391 320	695 680
245	10 990	43 960	98 910	175 840	395 640	703 360
250	11 100	44 400	99 900	177 600	399 600	710 400
255	11 210	44 840	100 890	179 360	403 560	717 440
260	11 330	45 320	101 970	181 280	407 880	725 120
265	11 440	45 760	102 960	183 040	411 840	732 160
270	11 560	46 240	104 040	184 960	416 160	739 840
275	11 670	46 680	105 030	186 720	420 120	746 880
280	11 780	47 120	106 020	188 480	424 080	753 920
285	11 890	47 560	107 010	190 240	428 040	760 960
290	11 990	47 960	107 910	191 840	431 640	767 360
295	12 090	48 360	108 810	193 440	435 240	773 760
300	12 190	48 760	109 710	195 040	438 840	780 160
305	12 290	49 160	110 610	196 640	442 440	786 560
310	12 390	49 560	111 510	198 240	446 040	792 960
315	12 490	49 960	112 410	199 840	449 640	799 360
320	12 590	50 360	113 310	201 440	453 240	805 760

Продолжение

Давление скоростного напора в *мм* рт. ст.	Внутренний диаметр трубы, из которой вытекает газ, в дюймах					
	1	2	3	4	6	8
325	12680	50720	114120	202880	456480	811520
330	12770	51080	114930	204320	459720	817280
335	12860	51440	115740	205760	462960	823040
340	12950	51800	116550	207200	466200	828800
345	13040	52160	117360	208640	469440	834560
350	13130	52520	118170	210080	472680	840320
355	13220	52880	118980	211520	475920	846080
360	13310	53240	119790	212960	479160	851840
365	13400	53600	120600	214400	482400	857600
370	13490	53960	121410	215840	485640	863360
375	13580	54320	122220	217280	488880	869120
380	13670	54680	123030	218720	492120	874880
385	13760	55040	123840	220160	495360	880640
390	13850	55400	124650	221600	498600	886400
395	13940	55760	125460	223040	501840	892160
400	14030	56120	126270	224480	505080	897920
405	14120	56480	127080	225920	508320	903680
410	14210	56840	127890	227360	511560	909440
415	14300	57200	128700	228800	514800	915200
420	14390	57560	129510	230240	518040	920960
425	14480	57920	130320	231680	521280	926720
430	14570	58280	131130	233120	524520	932480
435	14660	58640	131940	234560	527760	938240
440	14750	59000	132750	236000	531000	944000
445	14840	59360	133560	237440	534240	949760
450	14930	59720	134370	238880	537480	955520
455	15020	60080	135180	240320	540720	961280
460	15100	60400	135900	241600	543600	966400

Продолжение

Давление скоростного напора в *мм* рт. ст.	Внутренний диаметр трубы, из которой вытекает газ, в дюймах					
	1	2	3	4	6	8
465	15180	60720	136620	242880	546480	971520
470	15260	61040	137340	244160	549360	976640
475	15340	61360	138060	245440	552240	981760
480	15420	61680	138780	246720	555120	986880
485	15500	62000	139500	248000	558000	992000
490	15580	62320	140220	249280	560880	997120
495	15660	62640	140940	250560	563760	1002240
500	15740	62960	141660	251840	566640	1007360
510	15900	63600	143100	254400	572400	1017600
520	16060	64240	144540	256960	578160	1027840
530	16220	64880	145980	259520	583920	1038080
540	16380	65520	147420	262080	589680	1048320
550	16540	66160	148860	264640	595440	1058560
560	16700	66800	150300	267200	601200	1068800
570	16860	67440	151740	269760	606960	1079040
580	17020	68080	153180	272320	612720	1089280
590	17180	68720	154620	274880	618480	1099520
600	17340	69360	156060	277440	624240	1109760
610	17480	69920	157320	279680	629280	1118720
620	17620	70480	158580	281920	634320	1127680
630	17760	71040	159840	284160	639360	1136640
640	17890	71560	161010	286240	644040	1144960
650	18020	72080	162180	288320	648720	1153280
660	18150	72600	163350	290400	653400	1161600
670	18270	73080	164430	292320	657720	1169280
680	18390	73560	165510	294240	662040	1176960
690	18510	74040	166590	296160	666360	1184640
700	18630	74520	167670	298080	670680	1192320
710	18750	75300	168750	300000	675000	1200000

при нормальном давлении атмосферы, соответствующем расположению устья данной скважины над уровнем моря. Чем выше расположено устье скважины, тем ниже давление атмосферы и тем больше дебит газа.

Быстро закрывают задвижку с часами в руках и смотрят, какое давление покажет манометр через 1 мин. после закрытия скважины. Затем вычисляют дебит по формуле:

$$Q = \frac{1440 \cdot P_м \cdot V}{P_a}. \qquad (31)$$

Здесь Q — дебит скважины в *м³/сутки*;

$P_м$ — давление, показанное манометром, в метрических *ат* или в *кг/см²*;

V — внутренний объём скважины в *м³* от забоя до задвижки, т. е. тот объём, в котором скопился в скважине сгущающийся после закрытия задвижки газ;

P_a — атмосферное давление во время замера, показанное барометром и выраженное в *кг/см²*. Это есть абсолютное давление атмосферы.

Если нет барометра, можно считать, что мы имеем нормальное давление атмосферы, близкое к 1 *ата*. В этом случае $P_a = 1$, и формула превратится

$$Q = 1440 \cdot P_м \cdot v, \qquad (32)$$

где v — сечение скважины, помноженное на глубину.

Сечение выражено в *м²*, а глубина — в *м*.

1440 — число минут в сутках. Предполагается, что за первую минуту скважина давала газ без особого противодавления, так как в конце минуты давление в скважине поднимается мало.

Предполагается, что если бы скважина была открытой, то в минуту она дала бы столько же. Это — объём газа $P_м v$. Чтобы получить дебит за сутки, нужно этот объем умножить на число минут в сутках. Этот расчет может дать скорее преуменьшенные, чем преувеличенные цифры. Для ориентировочных соображений он пригоден.

Для облегчения вычислений можно пользоваться табл. 30, в которой показан внутрений объем 1 *пог. м* труб различного диаметра.

Таблица 30

Внутренний диаметр труб в дюймах	Внутренний объем 1 *пог. м* труб в *м³*	Внутренний диаметр труб в дюймах	Внутренний объем 1 *пог. м* труб в *м³*
2	0,00202	9	0,04100
3	0,00455	10	0,05050
4	0,00885	11	0,06120
5	0,01262	12	0,07300
6	0,01820	13	0,08600
7	0,02480	14	0,09900
8	0,02940		

Все остальные способы замера дебита газа есть скоростные способы. Замеряется скорость, по которой вычисляется объем. Минутный способ есть объемный метод, и мерой объёма служит вместимость скважины.

На фиг: 49 и 50 видно, какое давление возникает в скважинах двух месторождений через 1 мин. после закрытия.

На точность минутного способа влияет диаметр скважины. Чем больше диаметр, тем больше точность. Это видно из фиг. 50. Скважины малого диаметра быстрее наполняются газом, чем скважины большого диаметра, и в них уже в течение минуты возникает давление, снижающее притекание газа в скважину.

СПОСОБ ОБРАТНОГО ДАВЛЕНИЯ

Back-pressure method

Способы: 1) анемометр, 2) орифайс, 3) трубки Пито и 4) минутный требуют предварительной продувки скважины в течение от 1,5 до 3 часов, что связано с большой тратой газа и опасностью для скважины, а других способов до 1929 г. не было. В 1928—1929 гг. инж. Горного бюро США Пирс и Раулинс выработали метод определения дебита открытой скважины без открывания скважины во всю трубу.

Назовём:

Q — суточный дебит скважины, сполна открытой;

P_c — closed pressure — давление в скважине, сполна закрытой. Это есть абсолютное давление в пласте;

P_w — working pressure — абсолютное давление в пласте около скважины во время частичного открытия скважины, например при отборе газа через орифайс или чок-ниппель малого диаметра;

Q_p — дебит частично открытой скважины, т. е. дебит при различных величинах P_w.

Q_p пропорционально перепаду давления, т. е. разности между абсолютным давлением в пласте вдали от скважины и абсолютным давлением в пласте около скважины во время отбора газа. Абсолютное давление в пласте вдали от скважины мы можем узнать, если сполна закроем скважину и выждем, чтобы давление около скважины и вдали от скважины выровнялось. Но Q_p и Q не прямо пропорциональны перепаду давления, а находятся по отношению к нему в такой зависимости: если мы нанесем на логарифмическую бумагу цифры разности квадратов этих двух давлений, т. е. $P_c^2 - P_w^2$ — против соответствующих им величин Q_p, то мы получим прямую линию. Если эту линию продолжить, можно найти значение Q в условиях открытой скважины, не открывая скважину. Для нанесения прямой линии достаточно получить две точки, например применив чок-ниппель $^1/_3$ и $^1/_4''$.

Определение дебита открытой скважины по этому методу производится следующим образом: предположим, что скважина или сполна закрыта или эксплоатируется через орифайс малого диаметра, давая небольшой процент возможного дебита. Сначала закрывают скважину, установив манометр, и следят, как повышается давление в за-

крытой скважине. Когда оно перестало повышаться, замеряют его. Это будет давление по манометру у устья, соответствующее абсолютному давлению в пласте P_c. Чтобы найти P_c, надо к полученной на манометре цифре прибавить барометрическое давление атмосферы и вес столба сжатого в скважине газа от устья до подошвы пласта.

Затем скважину немного приоткрывают, т. е. получают из нее частичный дебит через орифайс или чок-ниппель малого диаметра, например $^1/_8$ или $^1/_4''$. Замеряют дебит и давление. Замеренное по манометру давление нужно перечислить на абсолютное давление в пласте. Для этого к полученному манометрическому давлению нужно прибавить три величины:

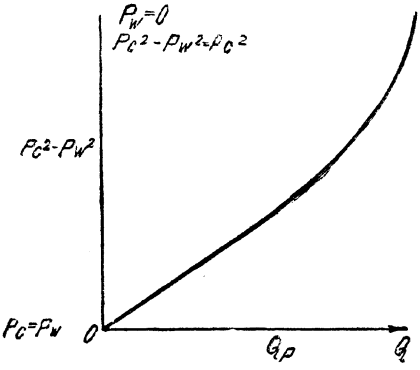
1) давление атмосферы по барометру;
2) вес столба сжатого газа в скважине и
3) потери на трение и турбулентность.

Этим путем мы находим P_w и соответствующий ему дебит Q_p. Дебит замеряется счетчиком, поставленным на газопроводе после орифайса.

Такие же определения делаем, установив другой орифайс, например $^3/_8$ или $^1/_2''$. Получим P_w для другого орифайса и соответствующий ему Q_p.

Этим можно ограничиться. Две точки для прямой линии мы уже имеем. Можно найти еще одну точку, поставив третий орифайс.

Определяем цифровые значения для сделанных двух или трех замеров $P_c{}^2 - P_w{}^2$. На логарифмической бумаге наносим значения Q_p против соответствующих значений $P_c{}^2 - P_w{}^2$, через эти точки проводим прямую линию и продолжаем ее в сторону увеличения $P_c{}^2 - P_w{}^2$, т. е. в сторону уменьшения $P_w{}^2$, так как $P_c{}^2$ — постоянно.



Фиг. 41. Способ обратного давления.

При уменьшении P_w и стабильном значении P_c дебит Q_p будет увеличиваться. Эта прямая линия окончится, когда P_w будет близко к нулю. Конец этой прямой будет находиться против $P_c{}^2$, так как если $P_w = 0$, то $P_c{}^2 - P_w{}^2 = P_c{}^2$. Этому будет соответствовать дебит сполна открытой скважины. Начало прямой будет находиться против $P_c{}^2 - P_w{}^2$, где $P_c = P_w$ т. е. $P_c{}^2 - P_w{}^2 = 0$.

Если эту кривую мы нанесем на обыкновенную Декартову сетку, мы получим гиперболу, изображенную на фиг. 41.

Кривая, начавшись с нуля, будет подниматься сначала медленно, а потом быстрее и кончится, когда дойдет до уровня точки $P_c{}^2 - P_w{}^2 = P_c{}^2$.

Найти эту конечную точку можно и не открывая сполна скважину.

Логарифмическая бумага точно укажет эту конечную точку. Против нее и найдем величину Q.

Группа кривых на логарифмической бумаге изображена на фиг. 36.

Итак, прямая линия на логарифмической бумаге или гипербола на Декартовой сетке будут иметь начальную и конечную точки: начальная точка — скважина сполна закрыта:

$$P_c = P_w;\ P_c^2 - P_w^2 = 0;\ Q_p = 0;$$

конечная точка — скважина сполна открыта:

$$P_w = 0;$$
$$P_c^2 - P_w^2 = P_c^2.$$
$$Q_p = Q.$$

Этот способ назван способом обратного давления. При нем мы оказываем при помощи орифайсов или чок-ниппелей обратное давление на пласт и не открываем скважину сполна. Его иногда называют способом Пирса и Раулинса.

Этот метод описан в сериях № 2929 и 2930 «Исследования Горного бюро США» [1]. Приложены диаграммы, по которым можно по двум замерам найти дебит газа, не прибегая к формулам. Во время определения дебита газовой скважины по описанному способу нет потерь газа, так как газ не выпускается в атмосферу, а идет в газопровод. Предварительная продувка не требуется.

Это описание, взятое из американской литературы, необходимо уточнить.

Пирс и Раулинс говорят, что для нахождения дебита сполна открытой скважины нужно подымающуюся кверху и вправо кривую продолжить до той горизонтальной линии, которая пересекает ось ординат в точке, где $P_c^2 - P_w^2 = P_c^2$ и где $P_w = 0$. Фактически P_w не может быть равно нулю. P_w есть абсолютное давление на дне скважины. При свободном вытекании газа в атмосферу P_w есть малая величина, но она не равна нулю.

При полном открытии скважины абсолютное давление должно быть не менее суммы следующих трех величин:

1) давление атмосферы,

2) вес столба движущегося газа в скважине,

3) потери на трение и турбулентность при движении газа в скважине.

Вторая величина — не велика, так как в открытой скважине газ мало сжат.

Третья величина может быть значительной вследствие очень большой скорости и больших количеств движущегося газа в скважине.

К этим трём величинам надо добавить ещё четвёртую. В. Рейд показал, что при большом дебите остаточное статическое давление

---

[1] Bureau of Mines. Report of Investigations, 2229 and 2930, Washington U. S. A.

у устья скважины при вытекании газа в атмосферу может превышать атмосферное давление.

Из этих четырех величин первая замеряется барометром, а остальные можно вычислить теоретически и найти на оси ординат точку, соответствующую $P_c^2 - P_w^2$ при полном открытии скважины. Через эту точку провести горизонтальную прямую, параллельную оси абсцисс и довести до неё на логарифмической бумаге прямую, положение которой фиксировано замерами дебита и давления при двух или трех орифайсах.

СПОСОБ ГРЭДИ И ВИТТЕРА

Стабилизация вытекания газа из пласта через открытую скважину

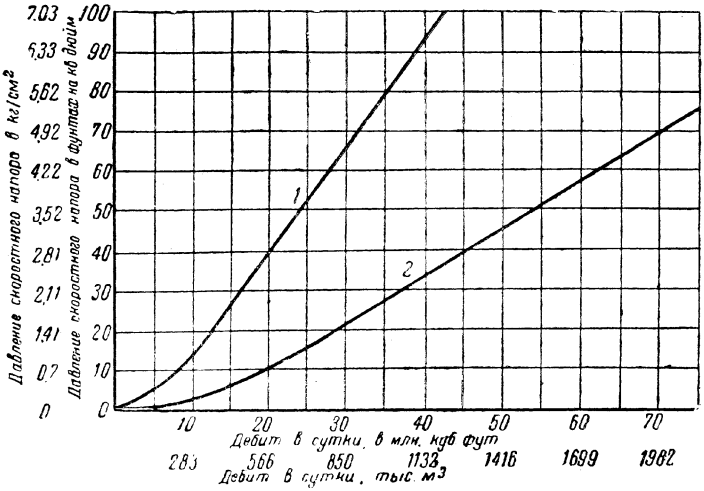
Встречаются газовые скважины, для которых ни один из пяти описанных способов не пригоден. К числу таких скважин относится большинство скважин очень крупного газоносного района Монро в штате Луизиана в США. Могут такие скважины быть и в СССР.

По размерам газоносной площади и запасам газа месторождение Монро занимает третье место среди газовых месторождений США. Оно содержит два газоносных горизонта. Из них главное значение имеет первый или верхний.

Первоначальное давление в пласте в 1916 г. было 76,3 *ата*. Затем оно постепенно понижалось. Вследствие малого процента отбора понижение почти во всем районе было медленное, а именно: в среднем лишь около 1 *ат* в год. В северной, западной и центральной частях района в 1940 г. давление в сполна закрытых скважинах у устья было от 32 до 60,11 *ати*. Среднее давление в пласте было около 50 *ата*. В юго-восточной части давление было около 8 *ата*. Расстояния между скважинами оказались слишком малыми. Установилось взаимодействие между скважинами. Когда для замера трубкой Пито делалась предварительная продувка, стабилизация вытекания не устанавливалась. При свободном вытекании количество вытекающего в минуту газа все время понижалось, так как при понизившемся давлении газ не успевал подтекать к скважине в таких количествах, чтобы поддерживать постоянное, не уменьшающееся вытекание. Его брали соседние скважины, состоящие в эксплоатации.

Замер трубкой Пито правилен только тогда, когда после продувки скважина достигла стабилизации вытекания газа. Раньше все скважины давали такую стабилизацию. Скважины большого дебита стабилизовались через 15 минут. Некоторые даже через 12. В конце 30-х годов уже было мало скважин большого дебита. Они давали стабилизацию вытекания. Скважины среднего и малого дебита такой стабилизации не давали. После 1,5 часов продувки они продолжали снижать дебит. Скважина быстро истощала свой небольшой район дренажа, ограниченный районами дренажа соседних скважин. Продолжать продувку долее 1,5 часов не имело смысла, так как, во-первых, продувка сопровождалась большими потерями газа, во-вторых, продувка могла повредить скважине, и, в-третьих, повидимому,

не было надежды, что через какое-нибудь длительное время продувки установится стабилизация вытекания. Может быть в таких скважинах стабилизация никогда не установится, и дебит при свободном вытекании всё время будет падать, пока пласт в районе дренажа скважины не будет совершенно истощён. Так как этот вопрос не был ясен, он был подвергнут теоретическому и практическому изучению. Работу по изучению вопроса о стабилизации вытекания вели инженеры «департамента по охране природных ресурсов» штата Луизиана Грэди и Виттер. Результаты работы опубликованы[1].



Фиг. 42. Соотношение суточного дебита и скоростного напора при замере трубкой Пито.

1 — ниппель диаметра 4″; *2* — ниппель диаметра 6″.

Продувка газовых скважин и замер дебита при свободном истечении газа в атмосферу вообще признавались нежелательными, и многие специалисты давно стремились к тому, чтобы уменьшить вред и потери, причиняемые продувкой.

Джон Дил писал [2], что для продувки и для замера дебита трубкой Пито желательно навинчивать на устье скважины патрубок, имеющий диаметр вдвое меньше диаметра колонны, служащей для вытекания газа, и выпускать газ через этот патрубок, а ещё лучше, если диаметр патрубка будет менее половины диаметра колонны.

В районе Монро для продувки и замера дебита трубкой Пито было введено применение патрубков внутреннего диаметра 6 или 4″. Это было введено, главным образом, с целью установления однообразия в замерах дебита скважин, имеющих самые различные диаметры.

---

[1] D. J. Grady and A. L. Witter. «Experimental Investigation of Gas-Well Gaging». «The Oil and Gas Journal, 1941, March 27, т. 39, № 46, стр. 200—206.

[2] «Natural Gas Handbook», 1927, стр. 291.

Патрубки 4″ навинчивались на колонны, имеющие диаметры менее 6″, а патрубки 6″ — на колонны, имеющие диаметр более 6″. Длина патрубков была установлена в 8 диаметров. Предполагалось, что патрубок 4″ снижает дебит в сравнении с патрубком 6″, и скважинам, замеренным через патрубок 4″, давалась определённая добавка к разрешаемому дебиту. Грэди и Виттер выяснили этот вопрос, и оказалось, что патрубок 4″ в сравнении с патрубком 6″ не снижает дебита. На фиг. 42 изображены две кривые, показывающие соотношение дебита и скоростного напора при патрубках 6 и 4″.

Если одну и ту же скважину замерять сначала через патрубок 6″ и затем через патрубок 4″ или наоборот, дебит получается одинаковый, но скоростной напор разный. Так например, одна и та же скважина при вытекании газа через патрубок 4″ даёт 1 132 тыс. *м³/сутки* при скоростном напоре в патрубке 6,5 *кг/см²* и даёт такой же дебит через патрубок 6″ при скоростном напоре 2,4 *кг/см²*. При этом давление в пласте около скважины в обоих случаях одинаковое, но скорость протекания газа через патрубки — разная. Внутри патрубка 4″ она в 2,25 раза больше.

Кривая падения давления и кривая нарастания давления

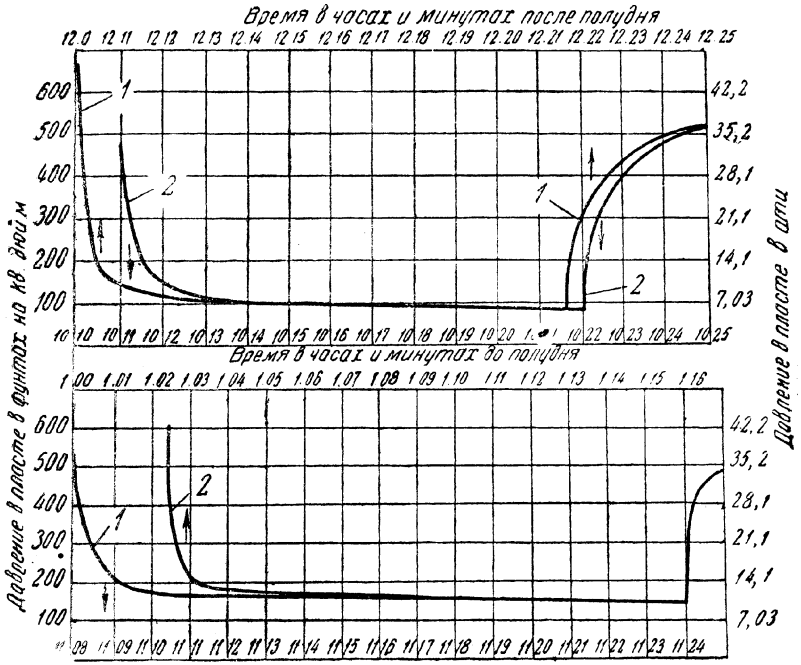
Если открыть газовую скважину и выпускать газ в атмосферу, давление в ней падает сначала очень быстро, а затем темп падения давления замедляется.

Кривая этого падения давления имеет определённую форму. Если затем эту скважину закрыть, в ней нарастает давление, сначала быстро, а затем всё медленнее и медленнее. Кривая этого нарастания давления также имеет определённую форму. Свободное вытекание газа в атмосферу быстро истощает пласт около скважины. По закрытии скважины в пласте устанавливается равновесие. На фиг. 43 изображены кривые падения давления и кривые нарастания давления для двух скважин в районе Монро по замерам Грэди и Виттера, сделанным в 1940 г., когда район был истощён на одну треть. Верхний чертёж относится к скважине *А* и нижний — к скважине *Б*. Для каждой скважины даны кривые при выпускании газа через патрубок 6″ и отдельные кривые при выпускании газа через патрубок 4″. Давление замерялось через каждую минуту. На оси абсцисс нанесено время в минутах: внизу для патрубка 4″ и вверху для патрубка 6″ по скважине *А*, а по скважине *Б* наоборот. На оси ординат нанесено давление на дне скважины. Кривые падения давления при выпуске газа оказались одинаковыми для обоих патрубков. Патрубок 6″ давал такое же обратное давление на пласт, как и патрубок 4″. Резкое снижение давления произошло в течение 3 мин. по открытии скважины. Полной стабилизации вытекания не получилось. По прошествии 15 мин. скважины продолжали показывать понижение давления.

По открытии скважины *А* давление в пласте около скважины с 46,5 *ати* в течение 3 мин. упало до 7,1 *ати* и после этого понижалось медленно.

По открытии скважины *Б* давление в пласте около скважины с 42,6 *ати* в течение 3 мин. упало до 11,9 *ати* и после этого понижалось медленно.

По закрытии скважины давление быстро нарастало в течение 2 или 3 мин., после чего нарастание давления шло медленно.



Фиг. 43.

1 — ниппель диаметра 6″; *2* — ниппель диаметра 4″.

При замере трубкой Пито скоростного напора и при вычислении дебита указанных двух скважин по формуле В. Рейда получились цифры, приведённые в табл. 31.

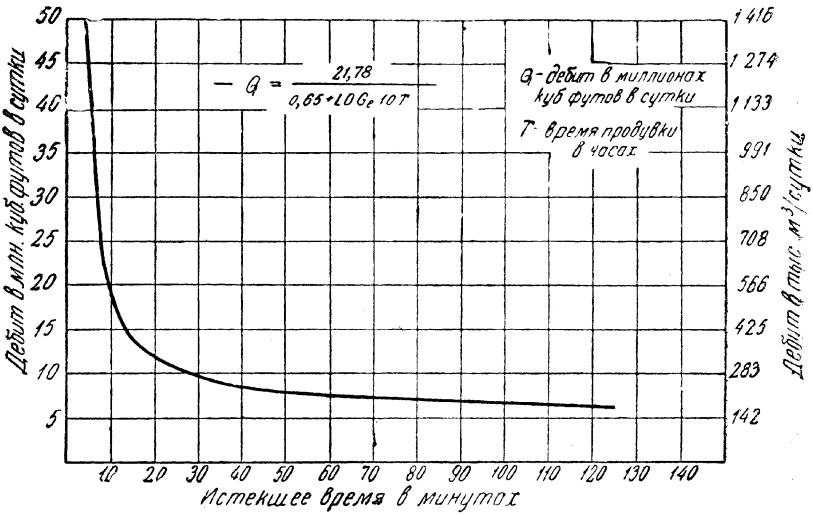
Таблица 31

Скважина	Диаметр патрубка в дюймах	Скоростный напор, *кг/см*²	Дебит, *м*³/*сутки*
А	4	4,71	863 670
	6	1,55	869 332
Б	4	7,14	1 231 790
	6	2,6	1 226 127

Практически цифры дебита для патрубков 6 и 4″ получились одинаковые, а скоростной напор — разный. Патрубок 4″ в сравнении с патрубком 6″ практически не снижает дебита и давления в пласте.

Для выяснения вопроса о стабилизации вытекания Грэди и Виттер обследовали более 500 скважин района Монро и для скважин среднего и малого дебита вывели экспериментальную кривую понижения дебита при свободном вытекании газа. Для этой кривой они вывели эмпирическую формулу зависимости дебита от времени вытекания. Кривая и формула изображены на фиг. 44.

Даже по прошествии двух часов продувки скважины не очень большого дебита продолжали понижать дебит.



Фиг. 44. Фактическая экспериментальная кривая падения дебита при свободном вытекании газа в атмосферу из открытой скважины.

Течение газа в пласте

Была сделана попытка выяснить теоретические основы стабилизации вытекания. За основы были приняты три известных физических закона:

1) Закон о состоянии газа:

$$\gamma = \gamma_0 p^m. \tag{33}$$

Плотность газа γ прямо пропорциональна давлению, у которого показатель степени m меняется с термодинамическим видом расширения или сокращения объёма. Для изотермического процесса $m=1$, для адиабатического $m=\frac{C_p}{C_v}$.

2) Закон Дарси, касающийся течения жидкостей и газов в пористом пласте:

$$v = \frac{k}{\mu} \Delta p. \tag{34}$$

Скорость v прямо пропорциональна проницаемости пласта и дифференциалу давления и обратно пропорциональна вязкости жидкости или газа.

3) Уравнение неразрывности или сплошности движения:

$$\operatorname{div}(\gamma v)=\frac{\partial(\gamma v_x)}{\partial x}+\frac{\partial(\gamma v_y)}{\partial y}+\frac{\partial(\gamma v_z)}{\partial z}=-f\frac{\partial\gamma}{\partial t}. \qquad (35)$$

В определённом объёме пространства плотность газа с течением времени меняется в прямой пропорциональности с избытком газа, входящего в это пространство, над количеством газа, уходящего из этого пространства.

В векторных обозначениях выражение div (γv) пазывается дивергенцией (расхождением) вектора γv.

Из этих трёх законов получено диференциальное уравнение, управляющее движением газа в пористом пласте:

$$\Delta^2\gamma^{\frac{1+m}{m}}=\frac{(1+m)\,\mu f\gamma_0^{\frac{1}{m}}}{k}\cdot\frac{\partial\gamma}{\partial t} \qquad (36)$$

Это уравнение аналитически не разрешимо. Надо испытать приблизительные решения. Можно принять такой метод.

Район дренажа при продувке возрастает. Стабилизация возможна лишь для определённого района дренажа. На основании фактических замеров были составлены два уравнения:

$$Q=\frac{2{,}704\cdot k\cdot H\cdot P_e^2}{\mu\left(\lg e\,\frac{0{,}10544\cdot k\cdot P_e}{R_w^2\cdot\mu\cdot f}+\lg e^{10t}\right)} \qquad (37)$$

$$t_s=\frac{R_e^2\cdot\mu\cdot f}{1{,}0544\cdot k\cdot P_e}. \qquad (38)$$

Здесь: Q — дебит в куб. футах в сутки;
k — проницаемость в дарси;
P_e — давление в пласте в фунтах на кв. дюйм;
μ — абсолютная вязкость газа в центипуазах;
R_w — эффективный радиус скважины в футах;
f — пористость в долях единицы;
t — время в часах;
t_s — время, нужное для стабилизации вытекания в часах;
R_e — радиус эффективного района дренажа в футах;
Q_s — стабилизировавшийся дебит вытекания газа из открытой скважины, куб. футов в сутки;
H — мощность пласта в футах.

Эти формулы показывают дедуктивные выводы, к которым на основании собранного материала можно притти, если принять некоторые предположения о размерах неизвестных величин. В теоретических формулах есть четыре неизвестных фактора:

H — эффективная мощность эксплоатационной части пласта;
k — проницаемость эксплоатационной части пласта;

R_w — эффективный радиус скважины;

R_e — радиус эффективного района дренажа.

Если мы предположительно установим размеры одного из первых трёх факторов, определятся остальные два, а для четвёртого надо установить предположительные размеры самостоятельно. Таким образом всего надо установить самостоятельно и отдельно предположительные размеры лишь для двух факторов. Эти размеры можно установить в различных, весьма вероятных пределах и с достаточной степенью точности.

Величины, установленные предположительно, и величины, полученные путём выводов, указаны в табл. 32.

Таблица 32

Величины, установленные предположительно			Величины, полученные выводами		
H	k	R_w	R_e	t_s	Q_s
100	0,0012075	4,978	500	526,72	2 650 000
			100	21,07	3 610 000
200	0,0060375	11,131	500	105,37	4 210 00
			100	4,215	4 960 000

Для R_w даны большие размеры, так как в районе Монро скважины торпедируются и обрабатываются соляной кислотой, что сильно увеличивает дебит. Для R_e даны малые размеры, вследствие малых расстояний между скважинами.

В результате теоретическое изучение вопроса показало, что каждая скважина может достичь стабилизации дебита при свободном вытекании газа, но для этого требуется очень продолжительное время и получается очень малый стабилизованный дебит.

В том состоянии, в каком теперь, начиная с 1939 г., находится месторождение Монро, способ замера дебита газа трубкой Пито непригоден. Не годятся и остальные способы, требующие предварительной продувки. Это состояние характеризуется двумя обстоятельствами.

1. Месторождение истощено более, чем на одну треть. Давление в пласте понизилось с 76,3 до 48 *ата*.

2. Расстояния между скважинами — меньше нормальных. Скважины действуют друг на друга.

Такие районы могут быть и в СССР. Для них надо искать другие способы замера дебита газа.

Уравнение (44) имеет форму:

$$Q = \frac{A}{B + \lg T}. \qquad (39)$$

Здесь:

Q — количество газа, протекающего по пласту к скважине в единицу времени;

T — время, истекшее до стабилизации вытекания;

A — констакта;

B — константа.

Приравняем:

$$\frac{1}{Q} = y,$$

$$\lg T = x,$$

$$\frac{B}{A} = b,$$

$$\frac{1}{A} = m,$$

Тогда уравнение (39) превратится в

$$y = mx + b. \tag{40}$$

Если мы на оси ординат отложим $\frac{1}{Q}$, а на оси абсцисс $\lg T$, скважины будут давать на диаграмме прямые наклонные линии.

Стабилизация давления в закрытой скважине

Убедившись в непригодности для района Монро замера дебита газа трубкой Пито, обратились к вопросу о применении «способа обратного давления» (способ Пирса и Раулинса), для которого не нужна продувка и не требуется стабилизация вытекания. Но для этого способа нужна стабилизация давления в закрытом состоянии. Если скважина состоит в эксплоатации, нужно её закрыть и выждать, чтобы в ней и в пласте установилось равновесие. Нужно определить статическое давление. По закрытии скважины в ней давление сначала быстро поднимается, потом нарастание давления замедляется и, наконец, наступает стабилизация. После этого производится три или четыре замера дебита с применением чок-ниппелей или орифайсов, разного диаметра, на основании которых на логарифмической сетке получается прямая линия. Продолжение её укажет дебит в открытом состоянии. Применение этого способа к району Монро показало, что для некоторых немногих скважин он пригоден, а для большинства не пригоден. У большинства скважин не получалось стабилизации в закрытом состоянии. Даже по истечении долгого времени пребывания скважины в закрытом состоянии давление в ней продолжало повышаться. Очевидно газ к этой скважине медленно подходил из отдельных мест полуистощённого пласта. На это восстановление давления влияла работа соседних скважин, даже находящихся на большом расстоянии. Кривые восстановления давления имели самую разнообразную форму.

Одна группа скважин была подвергнута такому испытанию. В них было замерено давление после 48 час. пребывания их в закрытом состоянии. Затем такое испытание было повторено через месяц. Полу-

чилась самая пёстрая картина. За месяц пласт, конечно, подвёргся некоторому, хотя и небольшому, истощению, и скважины должны были при втором испытании показать статическое давление немного ниже, чем при первом. Фактически некоторые скважины показали более низкое давление, а другие более высокое. Не наблюдалось никакой закономерности.

Испытанные по способу обратного давления при помощи чок-ниппелей или орифайсов разных диаметров некоторые немногие скважины на логарифмической сетке дали точки, оказавшиеся на одной прямой, а большинство скважин дали точки, через которые нельзя провести прямую. Точки распределились вразброд, и некоторые точки оказались далеко в стороне от той прямой, на которой они должны были бы находиться.

Всё это, вместе взятое, а также сложность применения метода обратного давления, громоздкость вычислений и другие неудобства привели Грэди и Виттера к заключению, что и метод обратного давления к району Монро не применим. Тогда Грэди и Виттер составили проект нового способа и назвали его «способом определения продуктивности скважины».

Способ определения продуктивности скважин (Способ Грэди и Виттера)

Это — упрощённый способ обратного давления. Данные замеров наносятся на сетку, у которой ось абсцисс разделена на равные деления, а ось ординат — на деления, пропорциональные квадратам чисел 1, 2, 3, 4 и т. д. Над осью абсцисс наносятся точки, соответствующие дебиту газа в сутки, а против делений оси ординат — точки, соответствующие квадратам абсолютного давления на дне скважины во время того или иного частичного отбора газа из скважины. Если нанесённые точки соединить линией, получится наклонная прямая. Если её продолжить до оси абсцисс, т. е. до уровня 0 для давления, она укажет дебит сполна открытой скважины. Для получения прямой достаточны две точки. Удобнее всего первую точку взять при снижении давления на 10% ниже давления закрытой скважины, а вторую при снижении давления на 50%. Газ при этом идёт через чок-ниппель или орифайс в газопровод. Продувка не нужна. На газопроводе стоит счётчик, замеряющий дебит при том или ином диаметре чок-ниппеля. При этом замеряется манометром давление до чок-ниппеля.

Вычислений никаких не нужно. Этим описываемый способ отличается от способа обратного давления, для которого нужны сложные вычисления.

На фиг. 45 изображена сетка для способа Грэди и Виттера. Она основана на том же уравнении, которое лежит в основе способа обратного давления, а именно:

$$Q = C\,(P_c^2 - P_w^2)^n, \qquad (41)$$

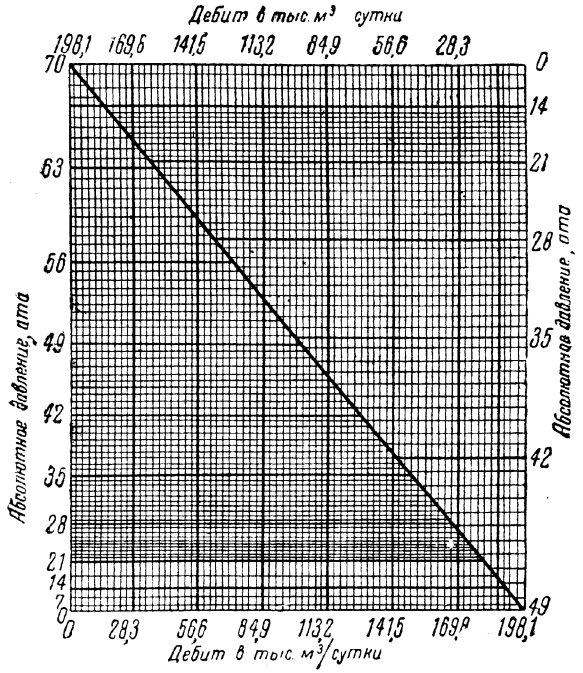
где Q — дебит при частичном отборе и при давлении на дне P_w;

P_c — давление в скважине, сполна закрытой, равное статическому давлению в пласте;

P_w — давление на дне скважины при частичном отборе;
C — константа для данной скважины;
n — константа для данного месторождения.

Для района Монро показатель степени n после многочисленных замеров оказался:

арифметический средний . . . 1,03
и средний взвешенный 0,963



Фиг. 45. Диаграмма по методу Грэди и Виттера.

Грэди и Виттер приняли $n=1$. Таков он будет для большинства газовых месторождений, не содержащих нефти и дающих газ, не богатый тяжёлыми углеводородами.

В скважине, сполна открытой Грэди и Виттер, как и Пирс и Раулинс, принимают P_w равным или близким к нулю, и тогда

$$Q_o = CP_c^2. \tag{42}$$

Здесь Q_o — дебит сполна открытой скважины.

Отсюда

$$C = \frac{Q_o}{P_c^2}. \tag{43}$$

Подставляем это в уравнение (42). Получаем

$$Q = \frac{Q_o}{P_c^2}\ (P_c^2 - P_w^2) \tag{44}$$

или

$$\frac{Q}{Q_o} = \frac{P_c^2 - P_w^2}{P_c^2}. \tag{45}$$

Q_o пропорционально P_c^2. Из последнего уравнения по методу подобных треугольников Грэди и Виттер вывели, что точки для Q и Q_o и для P_w^2 на сетке фиг. 45 расположатся в виде прямой наклонной линии.

Сравнивая диаграмму метода Пирса и Раулинса с диаграммой Грэди и Виттера, мы видим, что на диаграмме Пирса и Раулинса по оси ординат откладывается разность квадратов двух давлений $P_c^2 - P_w^2$, уменьшающаяся к верху, а на диаграмме Грэди и Виттера P_w^2, увеличивающееся кверху. Поэтому прямая линия на диаграмме Пирса и Раулинса подымается направо кверху и оканчивается на линии, где $P_c^2 - P_w^2 = P_c^2$, а на диаграмме Грэди и Виттера линия наклонена направо книзу и оканчивается на оси абсцисс, где $P_w = 0$. Но определять и наносить на диаграмме Грэди и Виттера P_w — намного легче, чем вычислить $P_c^2 - P_w^2$ и наносить их на логарифмическую сетку Пирса и Раулинса.

Для способа Пирса и Раулинса необходимо точное определение P_c. Но в условиях Монро и других полуистощённых месторождений в большинстве случаев невозможно или очень трудно найти истинную величину P_c. Способ Грэди и Виттера обходится без P_c. Поэтому для указанных районов он точнее способа Пирса и Раулинса. Этот способ можно применять и в районах другого характера, например в неистощённых или в очень истощённых районах, если расстояния между скважинами меньше нормальных.

Там, где стабилизация давления в закрытой скважине достигается легко и быстро, полученные значения P_c можно считать точными и надёжными. Применяя к таким скважинам способ Грэди и Виттера, можно его ещё несколько упростить. Можно вместо первой точки замера, сделанного при снижении давления на 10%, взять точку для $P_c = P_w$, когда $Q = 0$, а вторую точку взять при снижении давления на 50%, когда P_w равно приблизительно 0,5 P_c. Эти две точки дадут прямую, которая на оси абсцисс укажет Q_o

При замере давления нужно к показанию манометра прибавить показание барометра, так как P_c и P_w — абсолютные давления.

Так как давления манометра замеряются только у устья скважины, а P_c и P_w есть давления на дне скважины, Пирс и Раулинс требуют к показаниям манометра и барометра для получения P_c прибавить вес столба сжатого газа в скважине, а для получения P_w, кроме того, потерю на трение и турбулентность, и это есть сложные вычисления, причём последнее трудно вычислить с большой точностью. Грэди и Виттер упростили и эти вычисления. Они рассуждают так.

Нет надобности для получения давления на дне прибавлять вес столба сжатого газа, так как эта прибавка не меняет соотношений. Если вместо давления на дне наносить давление у устья, умноженное на $(1+a)$, где a — константа, относящаяся к весу столба газа в скважине, получится такая же прямая наклонная.

В районе Монро газ получается из насосных труб, но между насосными и обсадными трубами обычно пакера нет. В этом кольцевом пространстве газ во время добычи стоит неподвижно. Это кольцевое пространство и служит для замеров P_w. В таких случаях вычислять и прибавлять потерю на трение и турбулентность не нужно. Если же между насосными и обсадными трубами есть пакер, в такие скважины обычно спущены также сифонные трубы, в которых во время добычи газ стоит неподвижно, и P_c замеряется у устья сифонных труб, без прибавки потерь на трение и турбулентность. Но таких скважин мало.

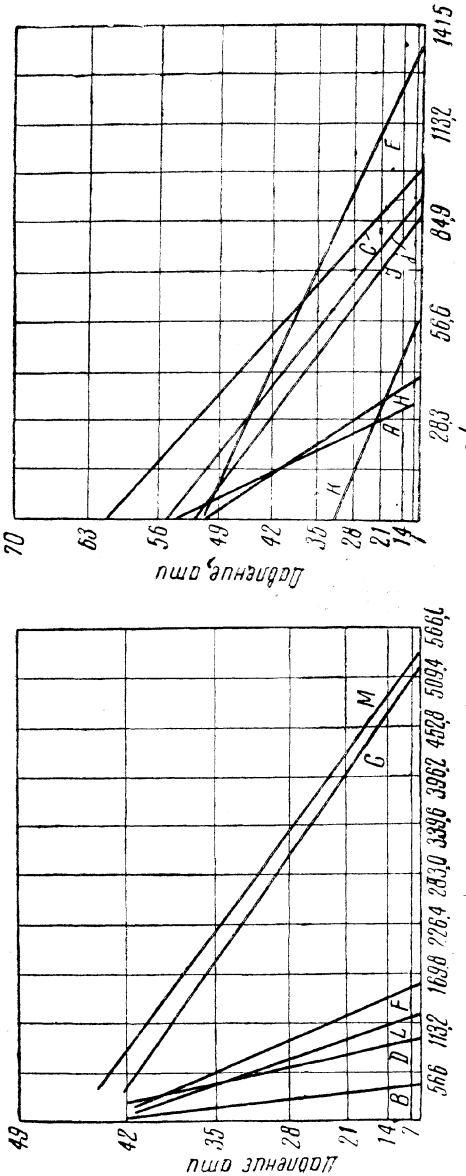
Диаграмма Грэди и Виттера (фиг. 45) разделена диагональю на две части. Это две отдельные диаграммы для скважин разного масштаба. Ось абсцисс с одинаковыми делениями имеется внизу и вверху. Ось ординат слева дана в более мелком масштабе, чем справа. Левая ось ординат содержит квадраты десяти чисел — от 1 до 10, а правая — семи — от 1 до 7, и эти деления идут наоборот: на левой оси снизу вверх, а на правой — сверху вниз. Если перевернуть диаграмму сверху вниз, получается другая диаграмма иного масштаба. Нижняя левая диаграмма годится для скважин большого давления. Правая верхняя — для скважин среднего давления. Для скважин малого давления можно сконструировать диаграмму с делением оси ординат на 5 частей или на 4 части. Оси абсцисс также можно давать разные масштабы делений, смотря по дебиту скважины.

На фиг. 46 нанесены результаты замера дебита по методу Грэди и Виттера для тех 13 скважин, для которых на фиг. 36 даны результаты замера по способу обратного давления. Эти скважины были замерены также трубкой Пито.

СРАВНЕНИЕ ЗАМЕРОВ ДЕБИТА ПО ТРЕМ СПОСОБАМ

Табл. 33 содержит сравнение замеров по трём методам. Методы обратного давления и Грэди и Виттера дали близкие цифры. Значительные расхождения получились лишь по трём скважинам малого дебита. Трубка Пито в условиях района Монро дала замеры, которые, по мнению Грэди и Виттера, принять нельзя. По 11 скважинам малого дебита получились сильно преувеличенные цифры. По двум скважинам большого дебита трубка Пито дала цифры, уменьшённые на 8 и на 10%.

Мы не уверены, что Грэди и Виттер правы, относясь так отрицательно к трубке Пито. Ещё неизвестно, какой способ правильнее — трубка Пито или способ обратного давления. Трубка Пито даёт цифры фактического вытекания газа, а способ обратного давления — предполагаемые цифры, полученные экстраполяцией. Может быть, приближаясь к крайнему пределу, когда $P_w^2=0$, прямая линия на логарифмической бумаге уже перестаёт быть прямой линией. Формула Пирса и Раулинса есть обобщение. Фактически от неё могут быть



Фиг. 46. Результаты замера дебита газовых скважин по методу Гряди и Виттера.

Таблица 33

Сравнение замеров дебита по трем методам

Скважина	Дебит сполна открытой скважины (*м³/сутки*), замеренный по способу			Если признать правильным цифры метода обратного давления, то другие методы дали следующие отклонения в %	
	обратного давления	Грэди и Виттера	трубкой Пито	способ Грэди и Виттера	трубка Пито
A	35 963	34 830	69 660	— 3	+ 94
B	42 192	41 343	180 946	— 2	+328
C	89 199	100 525	291 948	+13	+227
D	92 313	100 525	314 319	+ 3	+240
E	130 258	135 355	345 467	+ 4	+165
F	148 947	158 009	336 972	+ 6	+126
G	475 726	521 033	457 603	+ 9	— 10
H	45 874	422 476	114 967	— 7	+150
I	91 181	92 880	244 093	+ 2	+168
J	129 975	86 084	198 219	—34	+ 34
K	58 333	57 200	158 292	— 2	+171
L	106 755	120 064	314 319	+12	+194
M	523 865	532 360	484 504	+ 2	— 8

многочисленные отклонения. Мы думаем, что даже в условиях района Монро замеры трубкой Пито дали цифры фактического дебита при вытекании газа из открытых скважин, но это был дебит для данного момента. Может быть, в табл. 33 основными и правильными следует признать цифры трубки Пито и с ними сравнивать цифры, полученные замерами по другим способам.

Вопрос, поднятый инж. Грэди и Виттером, мы не считаем разрешённым. Нужны дальнейшие исследования.

Все 1340 скважин района Монро принято замерять подряд, в течение, по возможности, наиболее короткого времени. Раньше, когда дебит замерялся трубкой Пито, впереди шла бригада, разбирающая соединения на устье скважин; затем шёл инженер «департамента охраны природных ресурсов», производящий замеры; потом шла бригада, восстанавливающая соединения.

Для замера по способу Грэди и Виттера не требуется разбирать соединения. Замеры производятся в эксплоатационных условиях без открывания скважины. Один инженер замеряет от 5 до 10 скважин за 8 часов.

Способ Грэди и Виттера, по мнению его авторов, прост и удобен. Помимо указания на дебит при том или другом противодавлении диаграмма этого способа даёт вообще характеристику скважины. Она указывает промышленную продуктивность скважины и помогает установить правильный размер противодавления при эксплоатации и соответствующий ему процент отбора.

ВЫБОР СПОСОБА ЗАМЕРА ДЕБИТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В табл. 34 дана сводка описанных способов замера дебита газовых скважин.

Таблица 34

Сводка способов замера дебита газовых скважин

Анемометр	Требуют предварительной продувки	Скоростные методы	Во время замера скважина сполна открыта	Замеряется фактический дебит скважины, сполна открытой	Нужна стабилизация свободного вытекания газа
Орифайс			Во время замера скважина закрыта шайбой с узким отверстием		
Трубка Пито			Во время замера скважина сполна открыта		
Минутный способ		Объемный метод	После продувки во время замера скважина закрыта	Дебит вычисляется по объему скважины	
Способ обратного давления	Не требуют предварительной продувки	Скоростные методы	Скважина сполна не открывается. Газ через чок-ниппель или орифайс идет в газопровод	Дебит сполна открытой скважины непосредственно не замеряется, а определяется графическим путем	Нужна стабилизация давления в закрытой скважине
Способ Грэди и Виттера					Стабилизация не нужна

Анемометр вообще применять не следует.

Если давление малое и дебит не превышает 8 000 *м³/сутки*, наиболее точный способ есть замер прибором орифайс. При малом давлении и малом дебите полное открытие скважины для продувки не может принести вред скважине и пласту, а при замере скважина закрыта шайбой с узким отверстием. Потеря газа за время продувки не велика.

Скважины дебита свыше 8 000 *м³/сутки*, но не очень большого дебита, если в течение не более 2 час. предварительной продувки дадут стабилизацию вытекания в открытом состоянии, и если можно не опасаться, что продувка принесёт вредные последствия, указанные в гл. IV, I, б, можно замерять трубкой Пито. Получатся фактические цифры, которым можно верить. Скважины дебита выше 8 000 *м³/сутки* можно замерять способом обратного давления.

Если скважина в течение долгого времени (например более 2 час.) не даёт стабилизации давления в закрытом состоянии, следует применять способ Грэди и Виттера. Это относится, главным образом, к полуистощённым районам и к районам, где расстояния между скважинами меньше нормальных.

Минутный способ не точен, но годится для ориентировочных соображений. Он требует наименьшего количества оборудования: задвижка, манометр и часы.

К скважине очень большого дебита и давления вообще не следует применять первые четыре способа. Открывать такие скважины вредно и опасно.

НЕКОТОРЫЕ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ

Не следует быстро закрывать задвижку или кран после продувки скважины. Во время свободного вытекания газа в атмосферу скважина представляет газопровод, внутри которого из пласта высокого давления газ идет с громадной скоростью. Эта скорость увеличивается от забоя к устью и в устьи достигает максимальной величины. Если на устьи скважины моментально закрыть кран или задвижку, возникает волна обратного давления. Она идет со скоростью звука в данном газе (свыше 380 *м/сек*). Эта волна ударяет в стенки пласта и может вызвать их уплотнение или разрушение. Она может загнать в пласт грязь или пыль и закупорить пласт вокруг скважины. Она может разрушить оборудование забоя (фильтр, пакер, трубы или цементировку). Закрывать задвижку после продувки нужно медленно. Поэтому минутный способ, требующий быстрого закрытия задвижки, вообще нежелателен.

Быстрое открытие задвижки для продувки не так вредно и опасно, как быстрое закрытие, но и открывать задвижку надо медленно.

Продувка скважины высокого давления представляет опасность для жизни персонала, обслуживающего скважину. Скважина может выбрасывать камни и может разрушить вышку. Продувка опасна и в пожарном отношении. Выброшенный кусок кварцевого песчаника может удариться о какую-нибудь стальную часть вышки, дать искру и причинить взрыв и пожар.

Если скважина бурилась при помощи паровой силы и паровые котлы ещё не убраны, перед продувкой скважины огонь в топках паровых котлов должен быть потушен.

При большом дебите газ при продувке распространяется вокруг скважины, если нет ветра, а по ветру он может уйти далеко от скважины, попасть в такое место, где есть огонь и дать взрыв и пожар. Огонь при этом моментально доходит до вышки. Если газ содержит пропан, бутан и пентан, достаточно 2 или 3% примеси такого газа к воздуху (по объёму), чтобы получилась взрывчатая смесь. Для метана этот процент составляет от 5% и выше.

Газово-нефтяной фонтан скважины № 54 участка 137 в Солёной балке Старо-Грозненского района в начале декабря 1917 г. загорелся от того, что газ в тихую погоду прошёл по балке до дороги в долине р. Нефтянки. По дороге ехали люди и курили. Газ загорелся на расстоянии 1,5 *км* от скважины, и огонь моментально дошёл до скважины.

Перед продувкой скважины большого дебита нужно потушить всякие огни и прекратить курение на большом расстоянии вокруг скважины, особенно с подветренной стороны.

Если газ содержит сероводород, продувка отравляет всё кругом. Страдают люди, животные и растения.

Глава VII

ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПЕРВОНАЧАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

В предыдущем изложении указан ряд факторов и показателей, характеризующих скважину и пласт. К числу их относятся:

P ;

Q_0 ;

индикаторная кривая;

принятые для первоначальной эксплоатации процент отбора и противодавление на пласт;

фактический дебит при первоначальной эксплоатации и пр.

Но этого недостаточно. Для решения различных вопросов эксплоатации могут потребоваться ещё некоторые показатели. Операторы, разрабатывающие газовые месторождения, должны составить себе по возможности ясную и стройную картину поведения скважины и пласта при эксплоатации. Эту картину составить трудно. Своими глазами мы не можем видеть пласт in situ и происходящие в нём процессы. Шахт и штреков в газовом месторождении нет. Газ невидим. Приходится пользоваться косвенными признаками. Нужны дополнительные показатели.

Для характеристики газовой скважины и для работы инженера-эксплоатационника необходимы определённые основные сведения о пласте и о месторождении. Не перечисляем здесь многочисленные геологические сведения, которыми оперируют промысловые геологи, изучающие газовые месторождения. Приводим ориентировочный список желательных сведений в котором даем лишь основные показатели:

Список сведений для первоначальной характеристики газовой скважины

1. Номер скважины и участка.
2. Географическое положение. Альтитуда устья скважины. Главные физико-географические сведения. Средняя годовая температура. Температура самого холодного дня. Глубина уровня грунтовой воды. Глубина промерзания грунта.
3. Название месторождения и пласта. Расположение скважины на структуре. Расстояние от соседних скважин.
4. Тип месторождения.
5. Размеры и конфигурация газоносной площади.
6. Запасы газа в пласте.
7. Режим пласта.
8. Принятая система разработки месторождения.
9. Альтитуда кровли пласта в данной скважине и альтитуда кровли того же газоносного пласта в высшей точке данной структуры.
10. Расстояние подошвы пласта в данной скважине от уровня пластовой воды:
    1) в вертикальном направлении,
    2) по пласту.
11. Мощность газоносного пласта или газоносной зоны в данной скважине.
12. Литодогия пласта (по методам петрографии).
13. Крепость пласта (по методам инженерной геологии на раздавливание, на размыв струей газа и пр.).
14. Пористость пласта } по кернам, вынутым из данной и из соседних
15. Проницаемость пласта } скважин.

16. Геологический возраст пласта и геологический возраст образования скоплений газа в пласте.

17. Глубина скважины. Глубина залегания кровли и подошвы пласта в данной скважине.

18. Диаметр скважины в пласте.

19. Буровой разрез скважины. Графическое изображение конструкции скважины. Насосные и сифонные трубы. Пакеры. Ляйнер. Фильтр.

20. Описание оборудования устья скважины. Надежность герметизации. Измерительные и контрольные приборы.

21. Описание сооружений и оборудования около скважины. Сепараторы (трапы). Подогреватели. Дегидраторы. Присоединение к газопроводу. Диаметр газопровода. Давление в газопроводе.

22. Дата вступления скважины в эксплоатацию. Дата испытания скважины. Метод испытания.

23. Начальное давление в скважине, сполна закрытой. $P_{закр}$. Начальный суточный дебит сполна открытой скважины, и как он определен $Q_{откр}$.

24. Индикаторная кривая первоначального испытания по методу Беннета и Пирса.

25. Кривая по методу Пирса и Раулинса (способ обратного давления).

26. Процент воды (весовой):

1) в газе в виде паров и

2) в капельно-жидком виде вместе с газом при испытании.

27. Температура на дне скважины, вычисленная по геотермическому градиенту и средней годовой температуре местности.

28. Температура текущего газа, замеренная при испытании у устья скважины до чок-ниппеля.

29. Принятый для эксплоатации процент отбора. Принятое для эксплоатации противодавление на пласт.

30. Номер чок-ниппеля или орифайса или диаметр отверстия штуцера, принятый для первоначальной эксплоатации.

31. Если $Q_{откр}$ замерялся у сполна открытой скважины, дать:

1) кривые дебита, давления и скоростного напора в устье скважины тотчас по открытии скважины за каждую отдельную минуту до стабилизации вытекания; и

2) кривую нарастания давления тотчас после закрытия скважины, по минутам до стабилизации $P_{закр}$.

Если месторождение недостаточно разведано и на нём имеется мало скважин, многие из этих сведений собрать не удастся. Придётся ограничиться теми, которые возможно будет получить. Остальные сведения желательно собирать при дальнейшей разработке месторождения.

Нелегко решить вопрос по п. 16. Обычно скопление газа в пласте образуется намного позже отложения пласта. Возраст пласта установить не трудно. Если мы имеем дело с месторождением тектонического типа и скопление газа обязано определённой структуре месторождения, например наличию антиклинальной складки, в своде которой собрался газ, то геологическое время той орогенической фазы, которая образовала складку слоёв, также можно установить. Но газ в эту складку мог собраться значительно позже образования самой складки.

В месторождениях стратиграфического типа также есть данные для выяснения вопросов п. 16. Так, например, в месторождении Монро газ залегает в пористых известняках меловой системы, но скоплению газа возникло в третичное время. В месторождениях Хьюготон и Панхандль газ залегает в нижнем отделе пермской системы но, судя по тектонической истории районов, нужно думать, что в эти слои

пермской системы газ пришёл позже триаса, когда указанные районы были подняты, а соседние бассейны подверглись оседанию и уплотнению осадков.

ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ЭКСПЛОАТАЦИИ

Во время эксплоатации скважины периодически делаются испытания. Промежутки между испытаниями в первые периоды эксплоатации бывают более короткие, чем впоследствии, когда характер скважины вполне определился. Благодаря этим испытаниям характеристика скважины делается всё более и более полной и точной. Для такой характеристики желательны следующие сведения:

Список сведений для характеристики газовой скважины при эксплоатации

1. Продолжительность истекшего времени эксплоатации. Перерывы в эксплоатации
2. Фактическая добыча за истекшее время по годам и месяцам. Начальная суточная добыча. Средняя суточная добыча по месяцам. Суточная добыча за последнее время. Суммарная добыча за все время.
3. Процент отбора и его изменения за все время. Номера чок-ниппелей или орифайсов.
4. Противодавление на пласт за истекшее время эксплоатации.
5. Q_0 всех бывших испытаний,
   $P_з$ всех бывших испытаний.
6. Индикаторные кривые и кривые Пирса и Раулинса всех бывших испытаний. Сравнение этих кривых. Если форма кривых менялась, выяснить причины.
7. Кривые:
   1) Q_0 — время,
   2) $P_з$ — время,
   3) месячная добыча—время и, если эксплоатация длится уже много лет, то годовая добыча—время,
   4) нарастание суммарной добычи по месяцам или годам за истекшее время
   5) процент отбора — время.
   6) противодавление на пласт — время.
8. Сведения, указанные в п. 31 списка сведений для первоначальной характеристики скважин по испытаниям за истекшее время.
9. Сведения о воде, указанные в пп. 10 и 26 того же списка. Изменялся ли уровень пластовой воды и как?
10. Сведения по выяснению режима месторождения. Не произошли ли изменения режима?
11. Не добавилось ли скважин по соседству. Не выбыли ли из эксплоатации какие-либо соседние скважины.
12. Влияние данной скважины на соседние скважины и соседних скважин на данную скважину.
13. Какие изменения произошли в оборудовании или в состоянии забоя скважины? Не возник ли обвал? Изменения в установке и глубине спуска насосных и сифонных труб, пакеров, фильтра, ляйнера и пр.
14. Изменения в поверхностном оборудовании скважины.
15. Какое было давление в газопроводе после чок-ниппеля или орифайса?
16. Не производилось ли торпедирование или обработка кислотой? Результаты.
17. Предполагаемая суммарная добыча за всю будущую жизнь скважины
18. Предполагаемая долговечность скважины.
19. Индексы скважины по отдельному списку

Особенно значительные изменения в жизнь скважины могли внести торпедирование и обработка соляной кислотой. Эти работы и их результаты должны быть описаны точно, тщательно и детально.

ХАРАКТЕРИСТИКА СКВАЖИНЫ, В КОТОРОЙ ЭКСПЛОАТАЦИЯ ЗАКОНЧЕНА

Скважины, в которых эксплоатация сполна закончена по той причине, что скважина взяла из пласта всё, что могла взять, представляют очень ценный материал для характеристики месторождения и для проектирования правильной разработки месторождений. По этим скважинам необходимо собрать в письменной и графической форме все указанные сведения. По каждой такой скважине должна быть написана подробная история её жизни. Этот материал послужит основой ценных научных работ.

Если скважина выбыла непоправимо из эксплоатации преждевременно, не взяв из пласта всё то количество газа, которое должна была взять, нужно подробно описать причины такой преждевременной ликвидации скважины.

Глава VIII

ИНДЕКСЫ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

ИНДЕКС ПРОДУКТИВНОСТИ

Понятие «индекс продуктивности» мы берём из нефтяного дела. Сделаем попытку приложить его к газовому делу. Проф. Юрен[1] даёт такое определение:

$$\text{«индекс продуктивности»} = \frac{Q_{м^3/сутки}}{P_{стат} - P_{динам}}. \qquad (46)$$

Здесь Q — добыча, выраженная в $м^3/сутки$;

$P_{стат}$ — давление в скважине, сполна закрытой;

$P_{динам}$ — давление при эксплоатации.

И то и другое давление нужно выражать в *ата* на дне скважины против пласта.

Индекс продуктивности есть суточная добыча, приходящаяся на 1 *ат* диференциального давления при эксплоатации.

В нефтяном деле для определения индекса продуктивности иногда поступают следующим образом.

Останавливают эксплоатацию скважины, выжидают стабилизацию статического давления, определяют это давление, затем возобновляют эксплоатацию при каком-нибудь определённом рабочем давлении, которое иногда на много атмосфер ниже статического, замеряют это давление и суточный дебит и делят суточный дебит на разность давлений, выраженную в атмосферах. Предполагается, что полученный таким путём индекс продуктивности характеризует скважину и пласт

[1] «Petroleum Production Engineering», 1939, стр. 84.

для данного момента. Фактически это лишь частичная и условная характеристика. Она зависит от размеров диференциала давления. Если эксплоатацию произвести при более значительном понижении давления, получится другой индекс продуктивности. В большинстве случаев он будет меньше. Индекс продуктивности есть величина непостоянная.

Для более полного выяснения индекса продуктивности следует использовать индикаторную кривую и по ней вычислить индекс. Приведём пример. Предположим, что мы имеем газовую скважину, которая ведёт себя по кривой *A* (фиг. 18). Характеристика скважины дана в табл. 35. Вычисляем дебит в конкретных цифрах при разном перепаде давления. Делением цифр 3-го столбца на цифры 2-го столбца мы получаем индекс продуктивности.

Таблица 35

Индекс продуктивности

Будучи сполна открытой, скважина дает 1 млн. *м³/сутки* газа. Давление 50 *ати* на дне скважины против пласта. Скважина ведет себя по кривой *A*, фиг. 15. Режим газовый

Давление при эксплоатации на дне скважины против пласта, *ати*	Разность между давлением в закрытой скважине и давлением при эксплоатации *ат*	Дебит, *м³/сутки*	Индекс продуктивности. Дебит, приходящийся на 1 *ат* разности давлений, *м³/сутки*	Давление при эксплоатации на дне скважины против пласта, *ати*	Разность между давлением в закрытой скважине и давлением при эксплоатации, в *ат*	Дебит *м³/сутки*	Индекс продуктивности. Дебит, приходящийся на 1 *ат* разности давлений, *м³/сутки*
50	0	0					
47,5	2,5	200 000	80 000	30	20	720 000	36 000
45	5	310 000	62 000	25	25	800 000	32 000
42,5	7,5	410 000	54 667	20	30	860 000	28 667
40	10	490 000	49 000	15	35	910 000	26 000
37,5	12,5	550 000	44 000	10	40	953 000	23 825
35	15	630 000	41 333	5	45	980 000	21 778
32,5	17,5	670 000	38 286	0	50	1 000 000	20 000

Это есть лишь один из примеров скважин типа *A*. Другие скважины покажут иное соотношение величин, но тенденция для всех скважин типа *A* останется одна: индекс продуктивности понижается с понижением давления при эксплоатации. Он понижается с увеличением процента отбора. Таблица показывает выгодность эксплоатации при малом перепаде давления. На единицу продукции мы меньше тратим энергии пласта. Форсируя эксплоатацию, мы тратим пластовую энергию с малой эффективностью. Индекс продуктивности сполна открытой скважины в 4 раза меньше индекса продуктивности скважины, эксплоатируемой с противодавлением на пласт в размере 95% статического давления.

Если мы сделаем расчёт по формуле Пирса и Раулинса, лежащей в основе «способа обратного давления» [формула (42)], то по 2-й и последней строчкам таблицы получим следующие цифры:

2-я строчка:

$$Q = C\,(50^2 - 47{,}5^2) = C \cdot 243{,}75$$

На 1 *ат* перепада давления

$$Q = C\,\frac{243{,}75}{2{,}5} = C \cdot 97{,}5.$$

Последняя строчка

$$Q = C\,(50^2 - 0^2) = C \cdot 2500.$$

1 *ат* перепада давления

$$Q = C\,\frac{2500}{50} = C \cdot 50.$$

Индекс продуктивности скважины, сполна открытой, получился почти в 2, а не в 4 раза меньше, чем скважины, эксплоатируемой с противодавлением в 95%. Стало быть, есть ещё какие-то обстоятельства, влияющие на дебит при том или ином противодавлении. Степень n формулы (42) мы, следуя Грэди и Виттеру, приняли равной 1, как это объяснено после формулы 42.

Какие бы скважины типа A мы ни брали, везде окажется, что скважина, эксплоатируемая с очень большим процентом отбора, имеет индекс продуктивности ниже и тратит пластовую энергию менее эффективно, чем та же скважина, эксплоатируемая с малым процентом отбора. В таком случае нужно итти далее и сделать такой вывод.

Скважина, эксплоатируемая при 100% отбора, истратит пластовую энергию наименее эффективно и по окончании её эксплоатации около неё в пласте ещё останется газ, который можно было добыть при меньшем проценте отбора.

Эксплоатируемая с чрезмерным отбором скважина за время своей эксплоатационной жизни даст в сумме меньшее количество газа, чем та же скважина, эксплоатируемая при рациональном проценте отбора.

Против этого вывода возникает очень простое возражение.

Если часть газа осталась, значит есть и давление, а раз есть давление, должна быть и добыча.

Так и выходит по учению о подземной гидравлике. Но не так обстоит дело фактически. Вопрос — значительно сложнее.

Говоря о режимах месторождений (гл. IV), мы дали упрощённое и краткое описание режимов и указали только два главных режима и три силы. Фактически и режимов, и сил — больше, да и в двух главных режимах процессы идут сложнее, чем было указано в кратком описании.

Учение о подземной гидравлике рассматривает пористый пласт как резервуар постоянного объёма. Фактически пористый пласт при эксплоатации, не есть резервуар постоянного объёма.

Когда чрезмерным отбором очень быстро снижено давление в пласте, кровля пласта осела, стенки пор и каналов сблизились, зёрна пласта расширились, объём пор и каналов уменьшился, и проход для газа к скважине сильно затруднился. Чрезмерно быстрый отбор газа сначала затруднил, а потом и совсем закрыл пути, по которым газ шёл к скважине. Дальше от скважины, где ещё есть большое давление, есть и много газа, но он уже не может пробраться к скважине через сближённые стенки пор и каналов. При рациональном противодавлении на пласт эти поры и каналы были бы открыты попрежнему, и по ним газ мог бы итти издалека. В скважине, в порах и каналах при эксплоатации нужно держать такое давление, чтобы стенки пор и каналов не сближались. Добыча должна итти при малом перепаде давления между очень отдалёнными частями пласта и скважиной.

При большом давлении в пласте газ распирает стенки пор изнутри и стремится поднять кровлю пласта. Пласт эластичен. При большом первоначальном давлении газа пласт имеет максимальный для этих условий объём. В пласте равновесие установилось геологически. Сильное и быстрое снижение давления в пласте снимает это равнодействующее сопротивление газа и вызывает оседание кровли пласта под влиянием веса вышележащих пород. Это уменьшает объём пор и каналов в пласте. Пласт сжался.

Одновременно при понижении давления в пласте происходит расширение кварца или другой породы, из которой состоит пласт. Все твёрдые тела имеют некоторую, хотя и очень малую эластичность. Эластичность кварца составляет 0,0000027 на 1 *ат*. Это означает, что, если давление на кварц уменьшилось на 1 *ат*, объём кварца увеличится на 0,0000027 прежнего объёма. Если кварц был под давлением 101 *ата* и затем это давление уменьшилось до 1 *ата*, объём кварца увеличится на 0,00027 прежнего объёма. Если в пласте около скважины давле́ние понизилось на 50 *ат* и этим понижением охвачено 10 млн. *м*³ кварца, он расширится на 2700 *м*³ и заполнит 2700 *м*³ объёма пор. Эластичность кварца невелика, но зато кварца много. Поры составляют лишь небольшую долю объёма кварца.

Для закрытия путей газа к скважине не требуется, чтобы все поры закрылись. Поры уменьшатся в объёме и с этим уменьшённым объёмом останутся. Но это будут изолированные поры. Раньше поры, имевшие сообщение, были соединены узкими каналами. По этим узким каналам из поры в пору и проскакивал газ. Сечение большинства соединительных каналов было очень малое. Вот это сечение при расширении кварца и исчезнет прежде всего. Кварц при уменьшении давления в пласте обязательно расширится. Это закон природы. А расширяться он может только в поры и каналы. Расширя́ясь, он прежде всего заполнит каналы между порами. Суммарный объём этих узких и коротких соединительных каналов вокруг скважины во всяком случае во много раз меньше вышеприведённой цифры расширения кварца 2700 *м*³. Да и нет надобности, чтобы канал закрылся по всей длине. Достаточно соединения стенок канала лишь в каком-нибудь одном месте, и канал закупорится. Полезная пористость пласта превратится в бесполезную. Проход газа к скважине закроется. Если даже и не все каналы между порраи закроются, то-те, которые не закроются,

уменьшатся до такого малого сечения, что по ним, как по субкапиллярным или волосным каналам, газ или не пойдёт, или пойдёт в таких малых количествах, которые не смогут обеспечить скважине промышленный дебит. Многие сквозные каналы превратятся в тупики.

Кальцит и доломит имеют эластичность несколько выше эластичности кварца.

Порода, лежащая под пластом, также имеет некоторую эластичность. При понижении давления в пласте она стремится поднять подошву пласта. Все эти явления — оседание кровли, поднятие подошвы и расширение кварца — при быстром понижении давления в пласте происходят одновременно и имеют один результат: уменьшение объёма пор и закупорку каналов.

Можно говорить об «эластичности пласта в его целом». Это будет эластичность породы. Её не нужно смешивать с эластичностью минералов, входящих в состав пласта. Она — выше эластичности отдельных минералов. Эластичность пластов, состоящих из песка или песчаника, была изучена во многих месторождениях. Разные исследователи дают различные цифры. Табл. 36 показывает результаты определений нескольких авторов.

Таблица 36

Эластичность песчаных пластов

Исследователь	Породы и пласт	Пределы давления в *ати* от— до	Сжимаемость пласта. Часть прежнего объема на 1 *ат*
Хадноллл	Нефтеносные и газоносные песчаники пласта Вудбайн и других пластов месторождений Восточного Тексаса	0 200	В среднем 0,0002845
Лаборатория Хэмбль	Нефтеносный и газоносный песчаник пласта Вудбайн месторождения Ист-Тексас	0 —100	0,00047
Инж. Ристл	То же	0 —281	0,000075
Инженеры Карпентер и Спенсер	Нефтеносные и газоносные песчаники разных возрастов— от карбона до олигоцена	7 —101	от 0,000029 до 0,0000362
Ван-Тьюйл и проф. Бэкстром	Пласты средне-зернистого песка	0 —237,3	0,00088
Проф. К. Терцаги	Пласты водоносного песка	0 —87,92	0,00114
Инженеры Босет и Рид	Однородный мелко-зернистый, просеянный, отсортированный песок	0 —210,9	0,000033

При больших давлениях сжимаемость пласта на 1 *ат* уменьшается

Вышеприведённые цифры эластичности совершенно достаточны, чтобы при описанных условиях большинство каналов, соединяющих поры, закрылось.

Предположим, что на пласте высокого давления эксплоатируется скважина с максимальным дебитом. К обсадным трубам присоединён широкий газопровод, и по нему весь выходящий газ своевременно забирается компрессором и перекачивается дальше, так что на устье скважины давление не выше атмосферного. Оно будет невелико и на дне скважины против пласта, так как вес столба сильно расширившегося газа в скважине очень мал и к давлению на устьи нужно прибавить лишь потерю на турбулентность в скважине. Давление в пласте в удалении от скважины, например на расстоянии 1,5 *км*, очень большое. На этом пути газ будет иметь большой перепад давления и разовьёт большую скорость, возрастающую с приближением к скважине параллельно с расширением газа. На этом пути потенциальное давление переходит в скоростной напор и перестаёт давить на стенки пор и каналов. Скоростной напор давит лишь в одну сторону: по направлению движения газа, т. е. вдоль каналов. Он не давит в бока и не поддерживает давления внутри каналов. Рельефными примерами такого различия в действии статического и динамического давления служит сдавливание обсадных труб, неоднократно наблюдавшееся на нефтяных и газовых промыслах. Приведём пример. Бурящаяся скважина наполнена водой или глинистым раствором. Столб жидкости внутри колонны обсадных труб предохраняет от сдавливания колонны мягкими породами и водой водоносных пластов. Он оказывает статическое давление, действующее во все стороны. Неожиданно скважина встречает пласт, содержащий газ высокого давления. Газ выбрасывает из скважины воду и даёт газовый фонтан. И вдруг колонна обсадных труб оказывается сдавленной. Ведь если газ выбросил воду, значит он имел давление выше давления воды. Почему же это давление газа не помешало наружному давлению сдавить трубы? Потому, что статическое давление газа при большой скорости газа по скважине перешло в скоростной напор, а он бокового давления не оказывает.

Такого же порядка явления происходят и в каналах пласта. При чрезмерном отборе газ, текущий к скважине, не противодействует сдавливанию пор и каналов.

Скважина, правильно эксплоатируемая с малым процентом отбора, создаёт большое противодавление внутри пор и каналов пласта. Правильная эксплоатация и заключается в том, чтобы всё время держать поры и каналы пласта открытыми для прохода газа. Надлежащим противодавлением нужно их держать в расширенном состоянии. Поэтому не следует применять большой процент отбора.

Изложенное в достаточной степени объясняет, почему у скважины типа *А*, эксплоатируемой с максимальным дебитом, индекс продуктивности в 4 раза меньше, чем у той же скважины, эксплоатируемой при 20% отбора. Вместе с тем ясно, что скважина, эксплоатируемая с 100% отбора, имеет очень короткую жизнь, быстро понижает дебит и за всё время своей эксплоатации даст намного меньше газа, чем та же скважина, эксплоатируемая с малым процентом отбора. Вокруг скважины, эксплоатируемой с 100% отбора, происходят описанные

выше явления. Кровля пласта оседает. Подошва стремится подняться. Мощность пласта уменьшается. Зёрна пласта расширяются. Поры и каналы уменьшаются. Пористость из полезной переходит в бесполезную. Проницаемость падает. Масштаб этих явлений увеличивается по направлению к скважине. Чем ближе к скважине, тем больше сжимается пласт. Вокруг скважины создаётся непроницаемое кольцо. За пределами этого кольца остаётся недобытым большое количество газа, которое могла бы дать эта скважина, если бы она эксплоатировалась рационально.

В лабораторных опытах, производимых по курсу «Подземной гидравлики» описанные явления не улавливаются. В этих опытах песок заключён в жёсткую неподвижную оболочку, в стеклянную или металлическую трубку, на которую снаружи давит лишь 1 *ата*. Песок в такой трубе имеет не меняющийся объём. Расширение зёрен песка при понижении давления не учитывается. Выводы, полученные на таких моделях, нельзя распространять на работу пласта, лежащего на большой глубине. Масштабы свойств и явлений не координированы одинаково пропорционально с масштабами свойств и явлений пласта. Леверетт Льюис, и Тру в статье о лабораторных моделях пишут: [1]

«Лабораторные модели для разрешения динамических проблем при изучении процессов, происходящих в пласте, должны иметь определённый масштаб, и отношения основных измерений модели и прототипа должны быть постоянными. Физические переменные величины должны быть избраны и выражены в определённом масштабе, и это должен быть «взвешенный» масштаб. Отношения масштабов должны быть пропорциональны природным».

Инж. Пирс, большой авторитет по изучению газовых скважин, автор стандартного метода испытания скважин и изобретатель «способа обратного давления» замера дебита скважин, пишет: [2]

«Крупное заблуждение заключается в мнении, что в лаборатории можно построить модель нефтяного или газового пласта. Во многих научно-исследовательских институтах и лабораториях производятся всевозможные опыты над искусственно подобранными образцами песка или песчаника, над отдельными кёрнами, вынутыми из пласта, и над моделями пласта. Выводятся формулы и заключения, которые прилагаются к проектам добычи нефти или газа. Это — заблуждение. Построить модель нефтяного или газового пласта невозможно. Условия и явления в лаборатории отличаются от бесконечного разнообразия условий и явлений в природном месторождении».

Дальше в статье сказано, что при изучении пласта необходимо выяснить градиенты давления в пласте, закупоривание пор пласта глинистыми и известковыми частицами и результаты этого закупоривания, изменение мощности пласта, «аккумулятивное закупоривание» пласта и т. д. В чём состоит «аккумулятивное закупоривание», в краткой статье не разъяснено.

---

[1] «Oil and Gas Journal», 1941, 23 октября, т. 40, № 24, стр. 53.
[2] «Oil and Gas Journal», 3 июля 1941 г., т. 40, № 8, стр. 37.

Мы не хотим сказать, что описанные нами явления дают полное и единственное объяснение такой разницы индексов. Вопрос очень сложен. Пока этим объяснением можно удовлетвориться. Но нужно исследовать вопрос глубже и собрать больше наблюдений и при том более точных. Может быть, кроме указанных нами причин, есть и другие. Может быть, при чрезмерном проценте отбора индекс продуктивности намного меньше, и скважина за всю свою жизнь берёт из пласта далеко не весь газ, который могла бы взять, потому, что при большой скорости газ тащит глинистые и известковые частицы и сухую пыль, закупоривая поры вокруг скважины.

ТЕМП ПОНИЖЕНИЯ ИНДЕКСА ПРОДУКТИВНОСТИ

Табл. 35 характеризует индекс продуктивности для данного момента. В течение эксплоатации давление в пласте и дебит понижаются. Будет понижаться и индекс продуктивности. Чтобы проследить его понижение, составим для той же скважины, для которой дана табл. 35, ещё одну таблицу. Предположим, что через продолжительное время эксплоатации давление в пласте понизилось на 50%. Давление в скважине, сполна закрытой, было 50 *ати*. Стало 25 *ати*. На столько же процентов понизится и дебит скважины, сполна открытой. Был 1 млн. *м³/сутки*. Стал 500 тыс. *м³/сутки*. Индекс продуктивности для этого нового состояния скважины указан в табл. 37.

Таблица 37

Индекс продуктивности скважины после понижения давления в пласте на 50%

Дебит скважины, сполна открытой, 500,000 *м³/сутки*. Давление в скважине, сполна закрытой, 25 *ати* на дне скважины против пласта. Скважина ведет себя по кривой *А* фиг. 15. Режим газовый

Давление при эксплоатации на дне скважины против пласта, *ати*	Давление в % от давления в скважине, сполна закрытой	Дебит в % от дебита скважины, сполна открытой	Дебит, *м³/сутки*	Разность между давлением в закрытой скважине и давлением при эксплоатации в % от давления в закрытой скважине	Разность между давлением в закрытой скважине и давлением при эксплоатации в *ат*	Индекс продуктивности. Дебит, приходящийся на 1 *ат* разности двух давлений, *м³/сутки*
25	100	0	0	0	0	0
22,5	90	31	155 000	10	2,5	62 000
20	80	49	245 000	20	5	49 000
17,5	70	62	310 000	30	7,5	41 333
15	60	72	360 000	40	10	36 000
12,5	50	80	400 000	50	12,5	32 000
10	40	86	430 000	60	15	28 667
7,5	30	91	455 000	70	17,5	26 000
5	20	95,3	476 000	80	20	23 825
2,5	10	98	490 000	90	22,5	21 778
0	0	100	500 000	100	2,5	20 000

Сравнивая табл. 35 и 37, мы видим, что три величины
1) давление в закрытой скважине,
2) дебит открытой скважины и
3) дебит при том или ином противодавлении,
понизились одинаково, а индекс продуктивности понизился не параллельно понижению указанных трёх величин. При разности давлений в 2,5 *ат* он раньше был 80 000 *м*³, а теперь стал 62 000 *м*³, и т. д. При увеличении разности давлений темп понижения его делается всё меньше и меньше. В последней строчке обеих таблиц индекс продуктивности оказался одинаковый. При 100% отбора он одинаков для скважины неистощённой и для той же скважины после истощения пласта на 50%. Получилось странное и неестественное положение. Причина заключается в том, что нефтяники дали неудачное понимание величине «индекс продуктивности», определив его как «размер суточной добычи на 1 *ат* разности двух давлений: статического и динамического».

О РАЗМЕРНОСТИ ИНДЕКСА ПРОДУКТИВНОСТИ

Индекс продуктивности, введённый нефтяниками, имеет размерность: *м*³ на 1 *ат* разности двух давлений.

Мы предлагаем исчислять индекс продуктивности не на атмосферу разности давлений, а на каждые 10% снижения давления, и тогда всё станет ясно, нормально и естественно. Вместо 10% для более детального изучения можно, как единицу измерения индекса продуктивности, принять 5% снижения давления, или даже 1%. Но мы думаем, что 10% есть величина более удобная, и она более близка к количеству точек индикаторной кривой. Эти проценты вычисляются по отношению к статическому давлению, т. е. к давлению в закрытой скважине, которое принимается за 100%. Предположим, что при эксплоатации давление составляет 90% давления в закрытой скважине. Значит,

Таблица 38

Разность между давлением в закрытой скважине и давлением при эксплоатации в % от давления в закрытой скважине	Индекс продуктивности. Добыча *м*³/*сутки* на каждые 10% разности двух давлений	
	Скважина в начальном периоде эксплоатации. Давление в пласте 50 *ати*	Та же скважина после длительной эксплоатации. Давление в пласте 25 *ати*
10	310 000	155 000
20	245 000	122 500
30	206 667	103 333
40	180 000	90 000
50	160 000	80 000
60	143 333	71 667
70	130 000	65 000
80	119 125	59 562,5
90	108 889	54 444,4
100	100 000	50 000

разность давлений равна 10% статического давления. Для неё и определяем индекс продуктивности. Если размеры его мы будем определять куб. метрами в сутки, то для двух состояний рассматриваемой нами скважины мы получим следующие данные в табл. 38.

Исчисленный таким образом индекс имеет более естественный и нормальный вид. При истощении пласта он понижается параллельно понижению пластового давления. В рассматриваемой скважине пластовое давление после длительной эксплоатации понизилось в двое. Также в два раза понизился и индекс продуктивности для каждого отдельного процента отбора. И всё-таки это нас не удовлетворяет. Правильно определяемый индекс продуктивности при правильной эксплоатации не должен понижаться. При правильной эксплоатации литология пласта не меняется. Мы предлагаем размеры индекса продуктивности исчислять не в куб. метрах, а в процентах от дебита сполна открытой скважины. Тогда вместо табл. 38 мы получим следующую табл. 39.

Таблица 39

Правильный индекс продуктивности

Разность между давлением в закрытой скважине и давлением при эксплоатации в % от давления в закрытой скважине	Индекс продуктивности. Дебит на каждые 10% разности двух давлений, в % от дебита открытой скважины	
	Скважина в начальном периоде эксплоатации. Давление в пласте 50 *ати*	То же скважина после длительной эксплоатации. Давление в пласте 25 *ати*
10	31	31
20	24,5	24,5
30	20,7	20,7
40	18	18
50	16	16
60	14,3	14,3
70	13	13
80	11,9	11,9
90	10,9	10,9
100	10	10

Для каждого отдельного размера противодавления индекс продуктивности в течение жизни скважины при правильной эксплоатации не меняется. Но для разных противодавлений он различен. Выгоднее эксплоатировать скважину при малой разности двух давлений.

Итак, индекс продуктивности в течение жизни скважины и пласта для каждого отдельного противодавления или для каждого отдельного размера процента отбора есть величина постоянная. Если скважина эксплоатируется при одном и том же размере чок-ниппеля или орифайса, индекс продуктивности не меняется.

Если применяется прежняя размерность индекса продуктивности (*м*³/*сутки* на 1 *ат* разности двух давлений), то каждое испытание скважины через некоторые промежутки эксплоатации даёт всё новые и новые индексы продуктивности, и нет возможности сделать практические выводы. Если же применять предложенную нами размерность то, производя периодически испытания скважины, мы, при правильной эксплоатации, всегда получаем одинаковые индексы продуктивности. Если же какое-нибудь испытание дало иные индексы, значит что-то неладно. Или процент отбора был слишком велик, и газ нанес в поры пласта около скважины сухую пыль, или в пласте вокруг скважины осели кристаллы соли; или возникла подземная утечка газа; или на дне скважины начал образовываться обвал, постепенно закрывающий пласт; или возникло частичное раскрытие верхней воды и т. д. Нужно исследовать скважину и принять соответствующие меры.

Мы думаем, что в нефтяном деле следовало бы принять предлагаемую размерность индекса продуктивности.

УДЕЛЬНЫЙ ИНДЕКС ПРОДУКТИВНОСТИ

Проф. Юрен на стр. 85 и 86 вышеуказанной его книги говорит: «Разделив индекс продуктивности на число метров мощности пласта, мы получаем удельный индекс продуктивности. Он хорошо характеризует проницаемость пласта. Как известно, среднюю проницаемость пласта на основании анализов кернов определить очень трудно. Проницаемость пласта многократно меняется на коротких протяжениях как перпендикулярно к залеганию пласта, так и по простиранию. Инженеры Мур, Шилтьюис и Харст [1] предложили определять проницаемость пласта при помощи индекса продуктивности. Но так как на продуктивность скважины влияет также диаметр скважины, то и его надо ввести в формулу, и тогда мы получим уравнение:

$$\text{коэфициент проницаемости} = \frac{\text{индексу продуктивности}}{\text{число метров мощности пласта} \times D} \quad (47).$$

Здесь D — коэфициент, зависящий от диаметра. Число метров мощности пласта считается то, которое по пласту пробурено скважиной».

Изложенное мнение мы находим неправильным. Индекс продуктивности проф. Юрена есть число *м*³ суточной добычи, приходящееся на 1 *ат* разности статического и динамического давлений. Мы видели, что этот индекс есть величина, сильно меняющаяся. Она меняется и для каждого данного момента в зависимости от размеров противодавления. Она меняется и в течение эксплоатации скважины. Предположим, что мы сделали стандартное испытание скважины и получили 11 точек для индикаторной кривой. Это даст нам 11 разных индексов продуктивности. Предположим, что в течение 10 лет эксплоатации скважины мы ежегодно делаем новое испытание. Каждое испытание даст нам 11 новых индексов продуктивности, а всего 110 индексов. Какой же из этих индексов мы должны взять для определения удель-

[1] Статья «Определение проницаемости путем наблюдений над скважинами». Бюлл. Амер. нефт. инст. № 210, стр. 4.

ного индекса продуктивности и для определения проницаемости? Выходит, что проницаемость пласта всё время меняется. Предложение проф. Юрена привело к абсурду.

ИНДЕКС МАКСИМАЛЬНОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ

Есть другая величина, которая проще и нагляднее характеризует проницаемость пласта, нежели меняющийся удельный индекс продуктивности. Это—дебит сполна открытой скважины. Он характеризует и продуктивность и проницаемость.

Дебит сполна открытой скважины есть максимальный дебит, возможный для данной скважины при том давлении, которое имеется в пласте. Он есть функция этого давления и путей, по которым газ идёт в скважину. Если на одном и том же пласте, при одном и том же пластовом давлении, несколько скважин одинакового диаметра дали в открытом состоянии совершенно различные дебиты, значит у них пути газа к скважине различны или различна проницаемость. Эти пути или эту проницаемость при всех остальных одинаковых условиях дебит открытой скважины характеризует хорошо. Но если сравнивать скважины разных пластов или разных месторождений или разных площадей, имеющих различное пластовое давление, один дебит открытой скважины не будет достаточной характеристикой. Нужно учесть и давление. Для такого учёта можно просто разделить суточный дебит открытой скважины, выраженный в $м^3$, на число атмосфер давления, использованного для получения этого дебита. Полагалось бы разделить дебит на разность между давлением против середины пласта в сполна закрытой скважине и давлением на дне во время вытекания газа из сполна открытой скважины. Но так как это последнее давление в сполна открытой скважине есть величина малая, для упрощения можно ею пренебречь и делить на давление у устья закрытой скважины, выраженное не в *ата*, а в *ати*, так как дебит дают только избыточные атмосферы, а одна оставшаяся в скважине абсолютная атмосфера дебита не даёт. Если мы такое упрощение будем применять ко всем скважинам, можно их сравнивать. Предлагаемый индекс назовём: «индекс максимальной продуктивности». Его обозначение будет:

$$\frac{Q_0}{P_з - 1}.$$

Здесь $P_з - 1$ есть давление, выраженное в *ати*, тогда как обычно $P_з$ выражается в *ата*.

Этот индекс есть как раз индекс продуктивности, показанный в последней строчке табл. 35 и 37. Для каждого данного времени это не меняющийся индекс. Если скважина эксплоатируется рационально, он может не изменяться и при дальнейшей эксплоатации, т. е. при понижении давления. Но очень часто этот индекс с течением времени меняется, так как меняются пути газа к скважине.

Индекс максимальной продуктивности не охватывает всю гамму дебитов данной скважины при разных противодавлениях. Он относится только к минимальному противодавлению и максимальному

дебиту. Но для характеристики путей газа нам и нужен максимальный дебит. Важно знать «пропускаемость» пласта при максимальном дебите. Его можно назвать: «пропускная способность пласта» аналогично пропускной способности газопровода или пропускной способности железной дороги и т. п.

В табл. 40 приведён индекс максимальной продуктивности для различных скважин месторождения Монро.

Таблица 40

Индекс максимальной продуктивности в районе Монро

Часть района	Категория скважин	Дебит, сполна открытой скважины, *м³/сутки*	Индекс максимальной продуктивности, *м³* на 1 *ат*
Восточная, южная, северная и центральная части района	У самой высокодебитной скважины . . .	1 133 000	$\frac{1\,133\,000}{75{,}3} = 15046{,}5$
	У самой малодебитной скважины . . .	57 000	$\frac{57\,000}{75{,}3} = 757$
	Средний взвешенный для данной части района	285 000	$\frac{285\,000}{75{,}3} = 3785$
Западная часть района	У самой высокодебитной скважины . . .	708 000	$\frac{708\,000}{75{,}3} = 9\,402$
	У самой малодебитной скважины	28 000	$\frac{28\,000}{75{,}3} = 372$
	Средний взвешенный для данной части района	140 000	$\frac{140\,000}{75{,}3} = 1\,859{,}2$
Весь район	Средний взвешенный для всего района . .	250 000	$\frac{250\,000}{75{,}3} = 3320$

В районе Монро первоначальное давление в пласте по всей газоносной площади было одинаковое, а именно 76,3 *ата*, а дебиты скважин были весьма различны.

В общем, дебиты и индексы не так велики, как можно было бы ожидать по этому давлению и по типу месторождения. Причины невысоких индексов будут разъяснены ниже.

Почему же в одном и том же месторождении, в одном и том же пласте, при одном и том же давлении, при одинаковой конструкции скважин и одинаковом диаметре дебиты скважин столь различны? Чтобы выяснить этот вопрос, обратимся к рассмотрению свойств пласта.

СЕМЬ КАТЕГОРИЙ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По характеру пласта мы делим газовые месторождения на семь категорий:

Классификация газовых месторождений

I. Месторождения, в которых газоносный пласт состоит из песчаника
II. Месторождения, в которых газоносный пласт состоит из песка
III. Месторождения в известняках и доломитах, в которых газоносный горизонт приурочен к древнему эрозионному рельефу
IV. Месторождения в пористых известняках и доломитах, не приуроченные к древнему эрозионному рельефу
V. Газоносные темнобурые сланцеватые глины
VI. Месторождения в вулканических породах. Бывшая пузыристая лава
VII. Трещинные месторождения. Газ залегает в сети перекрещивающихся трещин в твердых породах, почти не имеющих пористости (например в метаморфических сланцах)

Главное значение имеют первые пять. Промышленное значение остальных двух невелико. К VI категории относятся месторождения газа в застывшей пузыристой лаве в штатах Вашингтон и Орегон. Отдельные скважины давали до 86 000 $м^3$ газа в сутки. Средний дебит — 15 000 $м^3$ на скважину в сутки. Средний состав газа: метана 81%, азота 10%, этана 8% и углекислоты 1%. Скважины очень долговечны, и некоторые из них без понижения давления дают газ в течение 18 лет. Но давление в газоносных зонах, число скважин и суммарная добыча газа в сравнении с обычными газовыми месторождениями невелики.

Газ в метаморфических сланцах найден в Калифорнии. Были скважины с большим дебитом. В СССР есть углеводородный газ в системе трещин в протерозойских кварцитово-слюдистых сланцах в Ухтинском районе. Большая часть этого газа под давлением растворена в солёной воде, но в верхних частях трещин под девоном есть газ и в газообразном состоянии. Некоторые скважины давали небольшие газовые фонтаны. Этот газ добывается.

В месторождениях I и II категорий пористость, главным образом, первичная. В месторождениях III категории пористость, главным образом, вторичная. В месторождениях IV категории бывает и первичная и вторичная пористость, причём в некоторых местах преобладает первичная, а в других вторичная пористость.

Пористость и проницаемость месторождений II категории в общем выше, чем у I категории. Месторождения I категории мы можем рассматривать, как месторождения с «уменьшенной первичной пористостью», так как песчаники произошли из песков и представляют слежавшиеся или уплотнённые или сцементированные пески. Это уплотнение и сцементирование зёрен сопровождалось уменьшением пористости и проницаемости.

С практической точки зрения, кроме пористости и проницаемости, а следовательно и дебита, имеет большое значение разница крепости пласта I и II категории. Месторождениям II категории мы не можем назначать столь высокий процент отбора, как месторождениям I категории.

Число газовых месторождений I категории во много раз превышает число месторождений II категории. Чисто газовые (не нефтяные) месторождения в песках сравнительно редки. Причина: для образования чисто газового месторождения требуется очень длительное геологи-

ческое время, и за это время песок успеет слежаться и превратиться в песчаник.

В месторождениях I и II категории газ обычно не содержит сероводорода. Многие известняковые и доломитовые месторождения содержат газ с большой примесью сероводорода, но не все.

Почему же многие известняковые и доломитовые месторождения содержат газ без сероводорода?

Вот тут и выступает коренное различие III и IV категории.

В месторождения эрозионного рельефа газ пришёл издалека. Он собирался с обширных площадей и шёл с больших расстояний. Это — его вторичное местопребывание. Раньше в этих месторождениях газа не было, так как породы, содержащие в месторождениях III категории газ в настоящее время, раньше лежали под поверхностью суши и местами обнажались. В порах циркулировали воздух и вода. Только когда этот эрозионный рельеф был покрыт последующими отложениями, под ним стал собираться газ. Он шёл преимущественно из соседних областей опускания, из геосинклинальных бассейнов и т. п., где он мог образоваться не в известняках, а в глинах и поэтому не иметь сероводорода. Газ эрозионных месторождений Монро, Хьюготон, Сайр и др. залегает в известняках и доломитах, но не содержит сероводорода [1]. В месторождения Хюготон и Сайр он пришёл из геосинклинали Анадарко, а в геосинклиналях главную массу пород составляют глины и пески.

Известняки и доломиты намюрских, серпуховских и турнейских отложений в Ельшанском месторождении имеют карстовые образования и относятся к III категории. В них газ почти не содержит сероводорода. Повидимому, он пришёл с юго-востока, из Нижне-волжской геосинклинали. Карбонатная свита Бугуруслана не имеет признаков эрозионного рельефа. В ней газ образовался в известняках и доломитах и содержит много сероводорода.

Во многих месторождениях I и II категорий пласты песка или песчаника имеют более или менее однородное строение, более или менее одинаковую пористость и не очень сильно меняющуюся проницаемость. Их мощность мало меняется, и во многих месторождениях эти более или менее однородные пласты распространяются на обширные площади. Для таких месторождений многочисленными замерами можно выводить более или менее вероятные средние значения пористости и проницаемости или устанавливать эти значения для отдельных площадей и для отдельных прослойков пласта. Словом, мы имеем здесь «пласт», и можем применять к нему «законы фильтрации газа в пористой среде».

В месторождениях III категории газ двигается в порах, кавернах и каналах самой разнообразной формы. Есть мелкие поры и крупные каверны. Есть широкие каналы, которые раньше, когда этот горизонт лежал на суше, были каналами, по которым циркулировали грунтовые воды. Эти каверны, поры и каналы созданы путём выщелачивания углекислого кальция поверхностными водами. Движение газа

[1] В Панхандле небольшая часть района содержит сероводородный газ, а большая—газ без сероводорода.

в таких каналах нельзя назвать фильтрацией газа в пористом пласте. Да и пласта-то нет, а есть лишь газоносный горизонт, состоящий из сети таких путей. Этот горизонт раньше был древней эрозионной поверхностью. Он приурочен не к определённому пласту, а к древнему рельефу. Он может в горизонтальной или наклонной или волнистой площади пересекать серию различных пластов, а именно их головы, выходившие на древнюю поверхность суши, и включать в себя последовательно эти головы. Проницаемость и пористость в месторождениях III категории меняются весьма сильно на коротком протяжении. Достоверные средние величины проницаемости и пористости для этих месторождений мы получить не можем. Крупные каналы обычными стандартными замерами не улавливаются. Ко многим месторождениям, и в том числе очень крупным, мы понятие «проницаемость» прилагать не можем, а следовательно, не можем прилагать и те формулы подземной гидравлики, в которые входит проницаемость.

К числу месторождений IV категории относятся оолитовые известняки и оолитовые доломиты, содержащие газ. В них пористость первичная. Есть известняки и доломиты, содержащие пористость в промежутках между раковинами, в пустотах внутри раковин и т. п. Это также первичная пористость. Некоторые месторождения этой категории содержат вторичные доломиты, происшедшие из известняков. Как известно, при превращении известняка в доломит сокращается объём минерала или породы и могут возникнуть поры. Это — вторичная пористость. К числу таких месторождений относятся многие месторождения газа в пласте Трентон в штатах Индиана и Огайо на западном и северо-западном склоне свода Цинциннати. Пласт Трентон относится к нижнему силуру и состоит из доломитов, известняков и доломитизированных известняков. Его мощность — от 150 до 170 *м*, но скопления газа встречаются лишь в верхних 15 *м*. По-видимому, первоначально он отложился как известняк, но впоследствии известняк местами превратился в доломит, местами — в частично доломитизированный известняк и местами остался известняком. Как известно, чистый доломит содержит 54,35% углекислого кальция и 45,65% углекислого магния. Пористость пласта Трентон была изучена известным специалистом этого дела А. Ф. Мельчером. Выяснилось, что при возрастании в пласте содержания углекислого магния возрастают его пористость и дебит. Чистые известняки в этом пласте показали пористость не выше 5% и не дали газа в промышленных количествах. Там, где пласт содержит менее 15% углекислого магния, скважины дали малый дебит и показали давление ниже нормального. Кроме Мельчера, пласт Трентон изучался геологом Э. Ортоном [1]. Ортон полагает, что промышленный дебит из пласта Трентон получается только там, где этот пласт содержит не менее 30% углекислого магния.

К месторождениям IV категории можно применять понятия пористость и проницаемость, но с более значительными затруднениями, чем к месторождениям I и II категории.

---

[1] Подробное описание этого пласта дано в годовом отчете геологического комитета США за 1889 г. на стр. 475—662.

ТЕРМИНЫ «ПЛАСТ» И «ГОРИЗОНТ»

Мы всегда чувствовали неловкость, применяя термин «пласт» при описании или обсуждении месторождений III категории. Фактически газоносность в этих месторождениях приурочена не к отдельным пластам, а к «горизонтам». Такими газоносными горизонтами в месторождениях не только III, но и других категорий могут быть следующие:

Газоносные горизонты

1. Горизонты древнего рельефа (древняя эрозионная поверхность)
2. Горизонты, приуроченные к несогласному залеганию слоев
3. Горизонты, приуроченные к перерыву в отложении слоев
4. Горизонты выклинивания пористых слоев
5. Горизонты, приуроченные к зонам закупорки пористых пластов
6. Группы погребенных песчаных бугров, расположенных на определенном стратиграфическом горизонте
7. Отдельные пористые горизонты в пласте
8. Системы орогенических трещин в плотных породах
9. Сети трещин отдельности
10. Горизонты верхних пузыристых частей застывшей лавы

Главное промышленное значение из перечисленных категорий горизонтов имеют 1-я и 7-я.

Горизонты 1-й категории иногда, но не всегда, содержат признаки 2-й, 3-й и 4-й категорий. Все же эти четыре категории нужно разделить. Бывает несогласное залегание слоёв без выхода слоёв на поверхность. Бывают перерывы в отложении слоёв без несогласного залегания. Выклинивание пористых слоев иногда имеет место по определённому горизонту в верхних выклинивающихся частях скапливается газ, причём могут отсутствовать признаки 1-й, 2-й и 3-й категорий. Но есть месторождения, одновременно совмещающие признаки четырёх первых категорий.

Горизонты 5-й категории могут получиться вследствие закупорки пор в пористом пласте в таких случаях:

1. Одновременно с отложением пласта вследствие закупорки пор посторонним осевшим материалом. Пример: западная часть месторождения Хьюготон, где поры в отлагавшемся известняке были закупорены терригенным материалом, приносимым в море с суши, находившейся на западе.

2. После отложения пористого пласта вследствие закупорки пор оседавшими из циркулировавших вод кремнезёмом, кальцитом, углекислым магнием, гипсом, окислами железа и пр.

К горизонтам 6-й категории относятся некоторые месторождения в штатах Мичиган и Канзас.

7-я категория сильно распространена. Многие песчаные, известняковые и доломитовые газоносные пласты не сплошь газоносны, а содержат промышленную газоносность лишь в определенных горизонтах повышенной пористости. К числу их относится, например, плат Трентон, о котором сказано выше. В Арканзасской долине, между поднятиями Озарк и Уачита, в штатах Арканзас и Оклахома, есть много газовых месторождений в антиклиналях и куполах слоёв кар-

бона. Пласт Хартшорн состоит из песчаника и имеет мощность от 30 до 60 *м*, но газ даёт лишь определённая пористая зона мощностью около 10 *м*. Причины её образования — орогенические. Остальная часть пласта уплотнена. Ниже пласта Хартшорн лежат пласты «Верхний Атока» и «Нижний Атока», состоящие из песчаника и относящиеся к среднему карбону. Первый имеет мощность 61 *м*, но пористая зона в этом пласте, дающая промышленный дебит газа, имеет мощность только 9 *м*. Мощность нижнего пласта 41 *м*, но промышленный дебит даёт только пористая зона, имеющая мощность 11 *м*. Эти пористые зоны распространены не по всей антиклинали, а только в определённых частях её и иногда не совпадают с верхней частью свода. Причины образования этих зон — орогенические. Там, где при образовании антиклинали пласт находился под сильным сжатием, он уплотнён. Там, где он находился под растяжением, он имеет большую пористость.

Понятие «пласт» общеизвестно. Для «горизонта» не было термина. В месторождениях Хьюготон, Панхандль, Сайр и Монро многие авторы называли газоносный горизонт пластом, но это — неправильно. Термин «горизонт» также нельзя считать вполне удачным. Горизонт есть плоскость, не имеющая толщины, а газоносный горизонт имеет мощность.

В обычном понимании горизонт есть горизонтальная плоскость, но газоносные горизонты очень редко лежат горизонтально. Обычно они лежат наклонно, иногда волнисто, и иногда имеют крутое падение. В некоторых месторождениях газоносные горизонты имеют изгибы большой ширины и малой высоты. Есть месторождения, где газоносный горизонт содержит частые, крутые и резкие изгибы.

В некоторых месторождениях мощность газоносного горизонта меняется мало, а в некоторых она на коротком протяжении сильно меняется. Есть газоносные горизонты малой мощности, и есть газоносные горизонты большой мощности.

Есть горизонты с беспрерывной газоносной площадью, и есть горизонты, где газоносность расположена пятнами.

В некоторых месторождениях газоносные горизонты занимают очень большую площадь, а в некоторых площадь газоносности не велика. Есть месторождения, где для выработки одного горизонта надо поставить несколько тысяч скважин, и есть месторождения, для которых достаточно 4 скважины.

Очертания газоносной площади также весьма разнообразны. Причины конфигурации этих очертаний могут быть:

1) орогенические (тектонические),
2) стратиграфические,
3) седиментационные,
4) фациальные,
5) диагенетические,
6) вулканические и др.

В общем газоносный горизонт есть сеть газоносных каналов, пор, каверн и трещин. Надо для этого понятия найти подходящий краткий и выразительный термин. Для выбора можно назвать следующие варианты:

1. Газоносный горизонт.
2. Газоносная толща.
3. Газоносная порода.
4. Газоносная формация.
5. Газоносная система.
6. Газоносная среда.
7. Газоносный резервуар.
8. Газоносная зона.
9. Газоносная сеть.
10. Газоносная залежь.
11. Скопление газа.
12. Газовый коллектор.

В США терминология — такая:

Нефтяной пласт или газоносный пласт называется «Sand», что значит «песок», хотя многие пласты состоят вовсе не из песка.

Впервые этот термин начал применяться в Пенсильвании [1], где нефть и газ были найдены в песчаниках. Для песчаника существует название «Sandstone», но бурильщики стали сокращённо называть песчаники «Sand», тем более что при канатном бурении песчаник раздалбливался на отдельные зёрна, и образцы его, вынимаемые помпой или желонкой, имели вид песка. Впоследствии слово «Sand» стали прилагать ко всякому нефтяному или газовому пласту, не взирая на то, из какой породы он состоит, так что известняковые и доломитовые нефтяные и газоносные пласты также именовались словом «Sand». Этот термин перешёл и в другие районы США. Проф. Кляуд в своей книге для обозначения нефтяного или газового пласта часто пользуется термином «Sand», но применяет и другие названия. Проф. Юрен избегает название «Sand». Вместо «Sand» он пользуется термином «reservoir rock» или просто «reservoir», что означает «резервуарная порода» или «резервуар». Этот термин применяют и многие другие исследователи. По мнению проф. Юрена [2]: «Резервуар есть формационная продуктивная единица». Далее (стр. 10 указанной книги) он применяет термин «продуктивная формация». На стр. 9 он устанавливает термин «продуктивная зона», но говорит, что продуктивная зона есть «серия отдельных резервуаров», лежащих друг на друге в одном разрезе. Таковы, например, нефтеносные и газоносные зоны Калифорнии, состоящие из громадного количества тонких слоёв песка или песчаника, разделённых тонкими слоями сланцеватых глин. На стр. 10 проф. Юрен устанавливает понятие «продуктивный интервал».

Геологи, описывающие газовые месторождения, применяют следующие термины:

1. Gas rock — газоносная порода
2. Gas rock reservoir
3. Gas reservoir — газоносный резервуар
4. Gas horizon
5. Gas bearing horizon — газоносный горизонт
6. Gas sand — газоносный пласт.

Собственно «пласт» по-английски есть «layer», хотя этим словом часто называется и «слой». Но термин «Gas layer» применяется очень редко. Чаще пользуются латинским словом «stratum», что значит «пласт». Иногда применяют название «bed», имеющее несколько

---

[1] Происхождение этого термина см. в книге «Petroleum Production» by W. F. Cloud, 1937, стр. 26.

[2] См. его книгу „Petroleum Production Engineering", 1939, стр. 9.

значений: «пласт», «слой», «залежь» «подошва» или «постель» породы.

Обдумав вышеизложенное, мы пришли к заключению, что вполне удачного термина для «газоносного горизонта» месторождений III категории нет. Приходится или сохранить термин «газоносный горизонт» или применять термин «газоносная зона», не придавая ему того сложного понимания, какое дал проф. Юрен. Но пластом газоносные горизонты месторождений III категории называть нельзя.

В приложении понятия «пласт» к месторождениям I и IV категорий также нужно быть осторожным. Приведём пример, о котором сказано выше. Пласт песчаника «Верхний Атока» имеет мощность 61 *м*. В нём газ даёт только пористая зона, имеющая мощность 9 *м* и пористость 20%. Пористость остальной части пласта 5%. При обычном применении формул подземной гидравлики вычисляется средняя пористость пласта. Для пласта Верхний Атока она будет равна 7,2%. Получилась превратная картина, и формулы с применением этой пористости дадут неверные выводы. Такая средняя пористость для выяснения характера движения газа по пласту, дебита при разном перепаде давления и пр. нам совершенно не нужна. Фактически газ к скважинам идёт только по пористой зоне. Но учитывать только эту зону тоже нельзя. В остальной части пласта также есть газ, и он при снижении давления будет постепенно и медленно выходить из малопористой части и пойдёт к скважинам по пористой зоне. Таким образом пористая зона есть вместитель газа и путь для газа, а малопористая часть есть лишь дополнительный резервуар, из которого только часть газа по пористой зоне поступит в скважины. Если бы весь пласт имел одинаковую пористость 7,2%, промышленного дебита не было бы.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ III КАТЕГОРИИ

Месторождения I и II категории общеизвестны. Это — пластовые месторождения. До сих пор они и служили главным объектом применения формул подземной гидравлики. Месторождения III категории нельзя назвать пластовыми, хотя газ и содержится в пластах. Они должны составить особый отдел в подземной гидравлике. Для них нужны иные формулы.

Месторождения III категории в мировой добыче газа занимают крупное место. Типичными примерами этих месторождений являются три самых крупных месторождения газа в США: Хьюготон, Панхандль и Монро.

Месторождение Хьюготон

В месторождении Хьюготон газ залегает в порах, кавернах, каналах и трещинах в известняках и доломитах. Первоначальную пористость имеет тонкий пласт оолитового известняка, залегающий спорадически. Он найдён далеко не во всех скважинах. Его промышленное значение невелико. Главное значение имеет вторичная пористость. Месторождение содержит шесть газоносных горизонтов. Их суммарная мощность, включая разделяющие их глины и непористые извест-

няки, составляет 76 *м*. Суммарная мощность шести горизонтов, исключая непористые слои, около 13 *м*. Газ в газоносных горизонтах распределён не одинаково и неравномерно. Нет ни одной скважины, которая дала бы газ из всех шести горизонтов. Большею частью скважина даёт газ из двух или трёх горизонтов. Некоторые, очень редкие, — только из одного. Некоторые — из четырёх. Комбинации горизонтов, давших газ в той или иной скважине, — самые разнообразные. Но нет ни одной скважины, которая внутри общей границы газоносной площади совсем не дала газа.

Пустых мест внутри площади нет. Но дебит скважин — самый разнообразный.

Керны, вынутые из скважин, показали, что газоносный известняк и доломит имеют разъеденный вид. Они содержат поры, каверны и каналы самой разнообразной формы и разной величины. На стенках многих каверн сидят кристаллы кальцита. Эти известняки и доломиты отложились в мелком море, но во время их отложения происходила борьба суши с морем. Местность то делалась сушей, то снова покрывалась морем. Когда район превращался в сушу, в слоях известняка и доломита циркулировала дождевая вода, растворявшая и уносившая углекислый кальций. Верхний горизонт разъеден особенно сильно. Очевидно, когда местность была сушей, он представлял водоносный горизонт, по которому циркулировали грунтовые воды. Но такие каналы циркуляции подземных вод имеются и в нижних газоносных горизонтах. Некоторые слои известняка почти нацело были растворены и оставили после себя мучнистую красную кремнисто-известковистую глину и соответствующие прежнему объёму пустоты. Никакой постоянной или средней пористости или проницаемости вывести нельзя, хотя некоторые исследователи оценивают объём пор, каверн и каналов по отношению к объёму породы в среднем в 20%. Кроме пор, каверн и каналов есть также трещины.

Все шесть газоносных горизонтов трещинами и каналами соединены между собой и представляют один общий газовый резервуар. Его можно назвать газоносной зоной. Во всех горизонтах — одинаковое давление. Первоначальное давление было 33,84 *ата*. За 12 лет эксплоатации оно понизилось только на 10% и при том только на участках, занятых скважинами с долговременной эксплоатацией. Каждая скважина очень мало снижает давление в пласте, но это малое понижение давления распространяется на большое расстояние, иногда свыше 4 *км*, причём понижение давления распространяется в разные стороны неравномерно. Никаких определённых направлений распространения понижения и никакой закономерности в этом понижении вывести не удалось.

Кровля газоносной зоны залегает на глубине от 720 до 807 *м*, она наклонена на восток в размере 4 *м* на 1 *км*. Но и равнинная поверхность земли наклонена на восток в размере 2,45 *м* на 1 *км*, так что у восточной границы газоносной площади кровля зоны лежит лишь на 87 *м* глубже, чем у западной. Глубины скважин мало отличаются друг от друга.

Имеются сведения о дебите всех отдельных скважин как в открытом состоянии, так и при эксплоатации. Минимальный первоначаль-

ный дебит в открытом состоянии (у одной скважины) был 26 788 *м³/сутки*. Максимальный, также у одной скважины,— 1 117 445 *м³/сутки*. Дебит остальных скважин заключается между этими цифрами и весьма разнообразен. Давление в пласте почти одинаковое. Зона общая для всех скважин. Диаметры, глубины и конструкция скважин — почти одинаковые, а дебит — разный, и при том различающийся весьма сильно. Дебит одной скважины может в 40 раз превосходить дебит соседней скважины. Ясно, что здесь Q_0, будучи частично результатом пластового давления, есть главным образом результат «качества путей газа». Мощность мы включаем в качество путей, но она имеет малое значение. Главное—на какие каналы и трещины попала скважина.

Мелодебитная скважина, вероятно, не попала на главные каналы, а попала на мелкие каналы, представляющие затруднённый путь для газа из главных каналов в скважину. Но иногда торпедированием или обработкой HCl удавалось проложить хорошие пути от скважины до какого-нибудь главного газоносного канала, находящегося по соседству, и после этой обработки скважина сильно увеличивала Q_0.

Так как пластовое давление в месторождении Хьюготон за время эксплоатации понизилось очень мало, дебит скважин в открытом состоянии понизился также мало. На 1 января 1943 г. после 15 лет эксплоатации 354 скважины в той части района Хьюготон, которая расположена в штате Канзас, имели суммарный дебит в открытом состоянии 130 559 465 *м³/сутки*. Если мы эту цифру разделим на число скважин, то получим средний арифметический дебит 368 812 *м³* на скважину в сутки. Но это не есть первоначальный дебит, а для получения показателя путей газа, т. е. максимальной пропускной способности газоносной зоны, в которую попала скважина, Q_0 надо брать по первоначальному дебиту.

В месторождении Хьюготон индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_0}{P_з}$ оказался равным:

у самой малодебитной скважины 812,
у скважины максимального дебита 33 862 и
у скважины среднего дебита 15 020.

В 1939 г. вступило в эксплоатацию 11 скважин. Их средний первоначальный дебит в открытом состоянии был 495 640 *м³* на скважину в сутки, и $\frac{Q_0}{P_з}$ было равно 16 521.

Известняковые и доломитовые месторождения III категории имеют более высокие индексы максимальной продуктивности, чем песчаниковые.

Месторождение Панхандль

Газоносная площадь Хьюготон своей южной частью сливается с газоносной площадью месторождения Панхандль. Оба месторождения составляют один общий газовый резервуар с одинаковым давлением. Они имеют общую известняково-доломитовую газоносную зону, но в Панхандле под ней лежит погребённый гранитный хребет, быв-

ший до отложения известняков и доломитов сушей. Поверхность его сильно разрушена. На склонах лежит аркозовый песок, происшедший от разрушения гранита. В этом песке местами есть много валунов и гравия. Валунный песок и гравий содержат газ. Кроме того, есть газ в верхних частях гранита, содержащих много трещин, пор и каверн, происшедших от выщелачивания дождевыми водами ферромагнезиальных минералов из гранита. Газоносный резервуар полуразрушенного гранита, гравия и аркозового песка каналами выщелачивания и трещинами соединён с известняково-доломитовой газоносной зоной и имеет с ней одинаковое давление. Суммарная мощность трещинно-пористо-кавернозной зоны, содержащей газ в Панхандле, составляет в среднем около 20 *м*, но имеет очень большие вариации на этой громадной площади. В одном месте мощность одного только аркозового песка доходит до 213 *м*. Есть места, где известняково-доломитовый горизонт смыт, и газоносны только песок и гранит. Характер известняково-доломитовой зоны в Панхандле такой же, как и в Хьюготоне.

Итак, в Панхандле при одинаковом первоначальном давлении во всех газоносных горизонтах и по всей площади дебиты скважин чрезвычайно различны, и эти различия, как и в Хьюготоне, объясняются большими вариациями в качествах путей газа к скважинам. Геологи Котнер и Крам, описавшие месторождение Панхандль [1], говорят: «Некоторые из скважин, поставленных между скважинами очень большого дебита, дали очень малый дебит».

Минимальный дебит в открытом состоянии был 57 тыс. $м^3$ и максимальный — более 3 млн. $м^3$ на скважину в сутки. Всего до 1 января 1933 г. на месторождении Панхандль было в эксплоатации 703 скважины. Их первоначальный дебит в открытом состоянии был чрезвычайно различен. Средний арифметический для всех этих скважин — 758 900 $м^3$ на скважину в сутки.

Q_o/P_3 в Панхандле

у самой малодебитной скважины — 1 781,
у наиболее высокодебитной — 96 774 и
средний для всех скважин — 24 480.

В общем, благодаря аркозовому песку и полуразрушенному граниту индекс максимальной продуктивности в Панхандле выше, чем в Хьюготоне.

Район Монро

Район Монро находится в северо-восточной части штата Луизиана на низменной аллювиальной равнине. Высота этой равнины над уровнем моря составляет 25 *м*, но в районе Монро на этой равнине есть отдельные возвышенности, подымающиеся до высоты 40 *м* над уровнем моря.

---

[1] См. статью в книге „Geology of Natural Gas", под ред. H. A. Ley, 1935, стр. 399.

I пласт лежит на глубине от 625 до 701 *м*. В западной части района он залегает в свите Наварро верхнего отдела меловой системы и состоит из мелового песка и песчаника с первичной пористостью. Эта пористость расположилась по слоям стратификации и меняется как по простиранию слоёв, так и перпендикулярно к слоям. Здесь I пласт имеет мощность от 3 до 15 *м*. Первоначальный дебит скважин в открытом состоянии был от 28 до 708 тыс. $м^3$ газа в сутки, в среднем 140 тыс. $м^3$. Дебит в этой части района зависит от пористости, а не от расположения скважины на структуре. Наиболее высоко I пласт поднят у западного края района и здесь скважины дали малый дебит.

В тектоническом отношении район Монро — это купол слоёв меловой системы, но газовый пласт не есть определённая стратиграфическая единица. Он залегает в разных свитах. Поэтому тектоника I пласта не совпадает с тектоникой купола. Его углы падения, в среднем, меньше, чем углы падения определённых геологических свит меловой системы этого купола. Поэтому I пласт лучше называть газоносным горизонтом, а не пластом, и горизонт этот — не стратиграфический.

Над свитой Наварро лежит несогласно свита Мидвэй, относящаяся к эоцену, имеющая мощность до 138 *м* и состоящая главным образом из тёмнобурой сланцеватой глины. Эта свита образует хорошую непроницаемую покрышку газового месторождения.

Наиболее богатая часть месторождения лежит в центральной, восточной и южной частях района, где перед временем отложения свиты Мидвэй произошла эрозия поверхности и верхних частей отложений меловой системы. Свита Наварро здесь была смыта. Частичному размыву подверглись и нижележащие свиты меловой системы Саратога и Аннона, состоящие главным образом из мела. Эрозия создала неровный рельеф. Возникли возвышенности с крутыми склонами и узкие долины. Разница в высотах этого эрозионного рельефа достигала 46 *м*. Возникшие меловые холмы были сильно выщелочены. Удаление углекислого кальция создало местами большую вторичную пористость. Растворённый углекислый кальций был снова отложен в форме кальцита в порах пород, лежащих ниже по рельефу. Получилась особая порода: твёрдый кальцитизированный мел, имеющий различную пористость и меняющуюся проницаемость. Меловая порода низменных частей этого дотретичного рельефа была выщелочена значительно менее породы возвышенностей. Порода дна долин и низменных равнин имеет малую пористость. По окончании мелового периода местность опустилась и была занята эоценовым морем. Отложились глины Мидвэй, покрывшие весь дотретичный эрозионный рельеф. Под ними в порах меловых пород скопился газ.

Скважины, попавшие в низменные места эрозионного рельефа, дали небольшой дебит. Скважины, попавшие в возвышенности, холмы и крутые склоны долин, дали особенно большой дебит. Дебит не зависит от расположения скважины по отношению к структуре. Восточная часть месторождения лежит на пониженной части структуры. Но здесь сильно развит дотретичный размыв. Промышленный газоносный пласт здесь имеет мощность от 6 до 12 *м*. Наиболее богатая

газом часть пласта лежит на 3—4,5 *м* ниже его кровли. Первоначальный дебит скважин в открытом состоянии в восточной, южной и центральной частях района был от 57 тыс. до 1 133 млн. $м^3$, в среднем 285 тыс. $м^3$ на скважину в сутки.

Почти по всему району в разных местах в I газовом пласте была встречена в малых количествах солёная вода, но она не подымалась в пласте при эксплоатации и не образовывала конусов или языков. Месторождение не имеет гидравлического режима. Повидимому это вода, оставшаяся местами в пласте при миграции в пласт газа, и газ из этих мест не мог вытеснить воду.

Нефти в месторождении Монро и по соседству с ним не найдёно. Газ содержит небольшие количества бензина. В юго-восточной части района в 1 $м^3$ газа имеется 0,0803 *л* бензина. В направлении на северо-запад содержание бензина быстро уменьшается. В остальных частях района газ содержит в среднем 0,03345 *л* бензина в 1 $м^3$. Сероводорода в газе нет.

Из газа добывается бензин абсорбцией под давлением.

Геолог P. Fergus, описавший месторождение Монро [1], полагает, что газ в I пласт пришёл снизу по трещинам сбросов в юго-восточной части района и отсюда распространился по пласту на север и запад. Сначала вошёл лёгкий газ, не содержащий бензина. Позже вошёл тяжёлый газ.

Есть и другая гипотеза, а именно: газ пришёл не снизу, а с боков по плоскости несогласного залегания с больших расстояний.

Третья гипотеза: газ проник в I пласт из сланцеватых глин свиты Мидвэй.

Повидимому справедлива вторая гипотеза. На это указывает изучение соседнего газового месторождения Ричленд.

II пласт лежит на 30—76 *м* ниже подошвы I пласта. Местами он относится к свите Вудбайн верхнего отдела меловой системы, местами — к свите Команчи нижнего отдела меловой системы. В нём газоносными являются слои твёрдого или мягкого песчаника, переслаивающиеся с слоями красной глины или серой сланцеватой глины. II пласт имеет малое распространение. Его мощность — от 0,5 до 3 *м*. Во II пласте есть солёная вода, и она местами быстро затапливает скважины при эксплоатации. До 1 января 1933 г. на II пласт было пробурено 70 скважин. Из них только 23 дали промышленный дебит, но в 17 он быстро кончился. Долговременный дебит дали лишь 6 скважин. Многие скважины были затоплены солёной водой. Первоначальный дебит скважин в открытом состоянии был от 25 тыс. до 1 642 тыс. $м^3$/*сутки*. Во многих скважинах промышленники затрамбовали II пласт и вернулись к I пласту.

Газоносная площадь I пласта имеет в длину с севера на юг 46 *км* и в ширину с востока на запад 33 *км*. Она равняется 1113,5 $км^2$.

Амплитуда подъема слоёв купола — 100 *м*.

В первое время разработки месторождения первоначальное давление в закрытых скважинах у устья их было 71,71 *ати*. Первоначаль-

---

[1] В книге «Geology of Natural Gas», by H. A. Ley, изд. «Amer. Ass. Petrol. Geol.», 1935, стр. 741—772.

ное давление в первом пласте было в среднем 76,3 *ати*. Оно превышало нормальное давление для глубины залегания I пласта. Такое же давление было и во II пласте.

Площадь разрабатывалась неравномерно. До 1933 г. наибольшее количество скважин было пробурено в юго-восточной части района и здесь давление в пласте местами упало до 8,5 *ата*. В северной и западной частях района до 1933 г. было пробурено мало скважин и сохранилось первоначальное давление. После 1933 г. постепенно была покрыта скважинами и остальная часть района, но и сейчас есть места, имеющие большие расстояния между скважинами.

В статье P. Fergus дана карта распределения продуктивности скважин и карта распределения давления в пласте по району на 1 января 1933 г. Эти карты показывают, что полосы одинаковых дебитов и полосы одинаковых давлений разместились извилистыми зонами, и это размещение не зависит от тектоники купола.

Скважины в районе Монро бурятся вращательным способом лёгкими буровыми станками. Время фактического бурения скважины от 6 до 10 дней, но на все работы по доведению скважины до эксплоатационного состояния уходит от 21 до 32 дней. От 12 до 15 дней по законам штата Луизиана требуется на цементировку и затвердевание цемента. Законы по охране месторождений требуют, чтобы во избежание подземной утечки газа в скважину были спущены три колонны обсадных труб:

диаметра 10 или 12″ до глубины 30 — 60 *м*;
диаметра 8″ до сланцеватой глины свиты Кэн-ривер, т. е. до глубины 210 — 250 *м* и
диаметра 6″ до подошвы той породы, которая лежит над 1-*м* пластом.

Эти три колонны должны быть зацементированы доверху.

Ниже башмака 6″ пробуривается от 9 до 22 *м*, спускается перфорированный ляйнер диаметра 4,5″ и ставится на дно. Верхняя часть его на определённую длину должна находиться внутри труб 6″. Затем спускаются насосные трубы небольшого диаметра. Если в скважине при эксплоатации скапливается вода, её периодически выдавливают через насосные трубы. Но есть скважины и с сифонными трубами. Специальные сифонные трубы обычно не спускают. Газ добывают через чок-ниппель или орифайс определённого диаметра в соответствии с разрешенным процентом отбора.

Фиг. 47 показывает, как развивались в районе Монро бурение и добыча газа.

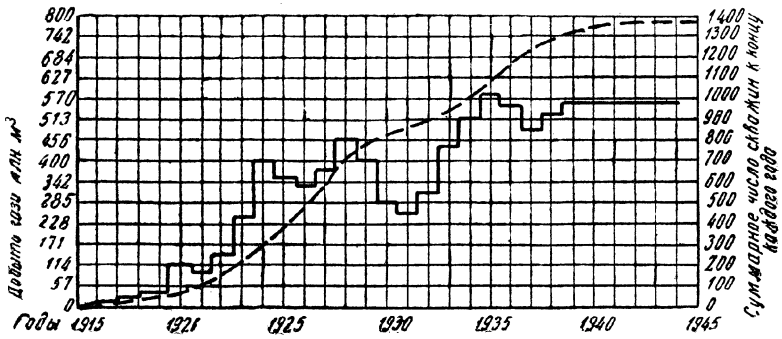
Число скважин в эксплоатации в 1940 г. дошло до 1340. Максимальная годовая добыча была в 1936 г., когда было добыто 6 230 млн. $м^3$. В 1940 г. было добыто 5 521 776 тыс. $м^3$.

В среднем каждая скважина из тех, которые состояли в эксплоатации на 1 января 1941 г., уже прожила 10,6 лет, за это время дала около 60 млн. $м^3$ и продолжает давать газ. Вследствие истощения пласта ещё не выбыла из эксплоатации ни одна скважина. Были случаи ликвидации скважин только по техническим причинам. В первые годы разработки месторождения, когда не было достаточных знаний ни о месторождении, ни о том, как надо его разрабатывать, были слу-

чаи неурегулированных газовых фонтанов, образования кратеров, порчи скважин неумеренной добычей и т. д.

Первая скважина, получившая в 1916 г. газ в районе Монро, была пробурена в юго-восточной части района, недалеко от города Монро. В этой части и производилась эксплоатация в первые годы.

Постепенно выяснялось распространение газоносной площади. Поверхность юго-восточной части была покрыта очень мелкими участками городского типа, и на каждом, даже маленьком, участке владелец имел право поставить хоть одну скважину. Поэтому здесь получились очень малые расстояния между скважинами. Но из этих скважин был разрешен лишь очень малый процент отбора. В результате всё же получилось, что в юго-восточной части давление в пласте к 1941 г.



Фиг. 47. Бурение и добыча газа в районе Монро. Сплошная линия — добыто газа; пунктирная линия — число скважин.

было сильно снижено. В остальных частях района оно к 1 января 1941 г. понизилось лишь на 23,4 *ат*, т. е. на одну треть. Всего до 1 января 1941 г. в районе Монро было добыто, замерено и утилизировано 79 541 891 200 $м^3$ газа. Если к этому прибавить потери газа при неурегулированных газовых фонтанах, при продувке скважин для замера трубкой Пито и разные другие потери, и если взять на 1 января 1941 г. среднее взвешенное давление в пласте по всему району, то окажется, что на 1 *ат* снижения пластового давления в среднем приходится добыча около 3 000 млн. $м^3$. Справедлив ли для месторождения Монро «закон равной добычи на атмосферу падения», и на каждую ли атмосферу снижения давления Монро добывалось одинаково по 3 000 млн. $м^3$, мы точных данных не имеем. Думаем, однако, что добыча на 1 *ат* не была одинаковой. В начале она была больше, а потом меньше. Одна только поправка на отклонение от закона Бойля даёт следующие цифры.

При снижении давления на 1 *ат* от первоначального давления 76,3 *ата* до 75,3 *ата* должно быть добыто газа на 23% больше, чем при снижении давления также на 1 *ат* от давления 3 *ата* до давления 2 *ата*. Кроме того, надо учесть изменение температуры и откло-

нение от закона Гей-Люссака. Выпуск из пласта более 80 000 млн. $м^3$ газа и снижение давления на 25 *ат* вызвали некоторое охлаждение пласта.

Если считать, что снижение давления на $^1/_3$ дало 80 000 млн. $м^3$, то нельзя считать, что в месторождении ещё осталось 160 000 млн. $м^3$. Вероятно, осталось меньше.

Средняя добыча на скважину в сутки была:

в 1923 г.	23 274 $м^3$
с 1925 до 1936 г.	15 516 „
с 1940 до 1944 г.	11 300 „

Всего до 1 января 1944 г. в районе Монро добыто, замерено и утилизировано 94 500 млн. $м^3$ газа.

Расстояния между скважинами — разные. Есть участки, где скважины поставлены близко одна от другой. Есть участки с большими расстояниями между скважинами. Есть фабрики, заводы, электростанции и посёлки, занимающие газоносную площадь, и от них скважины находятся на значительных расстояниях. В среднем по всему газоносному району на скважину приходится площадь 0,83 $км^2$. Среднее расстояние между скважинами 911 *м*. Это расстояние оказалось нерациональным. Оно слишком мало.

До 24 июня 1924 г. в Луизиане существовал закон, не разрешавший процент отбора выше 20%. 24 июня 1924 г. был введен новый закон; процент отбора был поставлен в такую зависимость от площади, приходящейся на скважину (табл. 41).

Таблица 41

Площадь, приходящаяся на данную скважину в гектарах	% отбора
68,8 и более	24
34,4	21
17,2	18
8,6	15
4,3	12
2,15	9
менее 2,15	7

Инженеры «департамента по охране природных ресурсов» делали раз в год трубкой Пито определения дебита каждой газовой скважины в открытом состоянии и давления в закрытом состоянии. Каждой скважине назначался максимально допустимый размер суточного эксплоатационного дебита согласно установленному проценту отбора. Затем в течение года через каждые 4 месяца инженеры указанного департамента замеряли давление в каждой скважине в закрытом состоянии, и согласно этому замеру прямо пропорционально изменению давления закрытой скважины вычислялся размер разрешаемого на ближайшие 4 месяца дебита. Например, если давление в закрытой скважине за

4 месяца понизилось на 5%, значит и дебит открытой скважины понизился на 5%. Разрешённый в начале года эксплоатационный дебит уменьшался на 5%. Но и при установленном проценте отбора вообще не разрешалось снижать давление при эксплоатации ниже 50% давления в сполна закрытой скважине.

При замерах трубкой Пито до 1929 г. пользовались формулами и таблицей Олифанта, а после 1929 г. формулами и таблицами В. Рейда. Вследствие большого дебита замерять дебит прибором Орифайс было нельзя.

В конце 30-х годов замер дебита трубкой Пито оказался непригодным, так как предварительная продувка не давала «стабилизации вытеканий».

Значение месторождений III категории

Кроме описанных трёх месторождений в США, есть ещё много месторождений III категории. Недалеко от Панхандля, в штате Оклахома, есть месторождение Сайр, относящееся к III категории. Такие месторождения найдены в пермском бассейне Западного Техаса, где выявлено семь горизонтов несогласного залегания слоёв.

В Канзасе есть много месторождений газа, залегающих в верхней части так называемого «миссисипского известняка», относящегося к нижнему карбону. По отложении этого известняка произошла региональная дислокация. Возникли складки и куполы. Вместе с тем произошло поднятие местности. Море ушло. Обнажённый известняк подвергся эрозии. Затем местность снова опустилась. Пришло море среднего карбона и на эрозионной поверхности отложило непроницаемую глину свиты Чироки. В эрозионной сети известняка скопился газ. Главные скопления заняли самые верхние части структур. Эти месторождения III категории дают большую добычу газа.

Месторождения III категории имеются в Аппалачском бассейне, в средней части Северного Техаса и в Канаде.

В СССР к этой категории относятся газоносные карстовые известняки намюрских, серпуховских и турнейских слоёв Ельшанско-Курдюмского месторождения около Саратова.

Почти все месторождения III категории за малыми исключениями содержат газ без примеси сероводорода, хотя и залегают в известняках и доломитах. Это указывает, что газ родился не в этих известняках, а пришёл издалека, из других пород. Исключение составляют некоторые месторождения Западного Техаса и Канады. В Панхандле малая часть газоносной площади, там, где газ связан с нефтью, пришедшей не издалека, содержит газ с сероводородом, а на остальной части площади газ не содержит сероводорода.

В месторождениях III категории вмещающими газ породами являются известняк, мел и доломит. Кроме этих пород, конечно, в разных местах эрозионного рельефа были и другие породы. Например были и песчаники. Но они не дали месторождений III категории. Кварц очень мало растворим в дождевой воде. Известняки, мел и доломиты имеют растворимость намного выше. Даже гранит в Панхандле дал газоносную эрозионную сеть, но кварц гранита не растворился.

Первоначальные запасы газа в главных месторождениях III категории в США таковы (табл. 42).

Таблица 42

Запасы в месторождениях III категории

Месторождения. Штат	Миллиардов $м^3$ газа
Хьюготон, в Канзасе, Оклахоме и Техасе	755
Панхандль в Техасе	635
Монро в Луизиане	240
Сайр в Оклахоме	2,3
Миссисипский известняк в Канзасе	50
Западный Техас	6
Прочая часть Техаса	2
Аппалачский бассейн и другие районы	10
Итого в месторождениях III категории	1700
Все запасы газа в США	2407

Таблица 43

Индекс продуктивности скважины типа *Б*

$Q_{откр} = 1$ млн. $м^3/сутки$. $P_{закр} = 50$ *ат*. Скважина ведет себя по кривой *Б*, фиг. 16

Давление при эксплоатации на дне скважины против средины пласта в *ати*	Разность между давлением в закрытой скважине и давлением при эксплоатации в *ат*	Дебит, $м^3/сутки$	Индекс продуктивности. Дебит, приходящийся на 1 *ат* разности двух давлений, $м^3/сутки$
50	0	0	0
47,5	2,5	30 000	12 000
45	5	75 000	15 000
42,5	7,5	150 000	20 000
40	10	270 000	27 000
37,5	12,5	380 000	30 400
35	15	470 000	31 333
32,5	17,5	540 000	30 857
30	20	615 000	30 750
25	25	720 000	28 889
20	30	807 000	26 900
15	35	870 000	24 857
10	40	928 000	23 200
5	45	968 000	21 333
0	50	1 000 000	20 000

Из месторождений III категории до настоящего времени добыто 290 млрд. $м^3$. Осталось 1 406 млрд. $м^3$. Суммарные запасы газа в месторождениях США, доказанные и разведанные на 1 января 1944 г., составляли 2 407 млрд. $м^3$. Более половины этих запасов лежат в месторождениях III категории. Так велико значение этой категории.

Отсюда вывод: необходимо в СССР искать газовые месторождения, приуроченные к древнему эрозионному рельефу.

ИНДЕКС ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ТИПОВ Б И В

По форме табл. 35 составлены табл. 43 для скважин типа Б и табл. 44 для скважин типа В. По ним легко составить и таблицы, соответствующие табл. 37, 38 и 39. Сравнивая три типа, мы видим, что при всех депрессиях, кроме последней строчки, дебит на 1 *ат* депрессии у скважин типа *А* выше, чем у скважин *Б* и *В*. Чтобы легче сравнивать, мы для всех типов взяли одинаковые цифры $Q_{откр}$ и $P_{закр}$. Максимальный индекс продуктивности, т. е. индекс при максимальном дебите находится в последней строчке всех таблиц и для всех трёх типов одинаков. Максимальный индекс на 1 *ат* разности двух давлений у типа *А* находится во 2-й строчке, у типа *Б* — в 7-й и у типа *В* в 12-й, причём этот индекс у типа *Б* ниже, чем у *А*, а у типа *В* ещё ниже.

Месторождения III категории обычно имеют скважины типа *А*. В остальных категориях тип *А* также решительно преобладает, а тип *В* встречается очень редко.

Таблица 44

Индекс продуктивности скважины типа В

$Q_{откр} = 1$ млн. $м^3/сутки$. $P_{закр} = 50$ *ати*. Скважина ведет себя по кривой *В*

Давление при эксплоатации на дне скважины против середины пласта в *ати*	Разность между давлением в закрытой скважине и давлением при эксплоатации, в *ат*	Дебит, $м^3/сутки$	Индекс продуктивности. Дебит, приходящийся на 1 *ат* разности двух давлений, $м^3/сутки$
50	0	0	0
47,5	2,5	10 000	4 000
45	5	30 000	6 000
42,5	7,5	50 000	6 667
40	10	70 000	7 000
37,5	12,5	110 000	8 800
35	15	160 000	10 667
32,5	17,5	250 000	14 286
30	20	340 000	17 000
25	25	526 000	21 040
20	30	670 000	22 333
15	35	787 000	22 486
10	40	886 000	22 150
5	45	950 000	21 111
0	50	1 000 000	20 000

Индекс максимальной продук

№ по порядку	Категория место Название месторождения. Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина залегания подошвы пласта в данной скважине
			I. Газоносный пласт
1	Седь-Иоль, около дер. Крутой, в Верхне-Ижемском районе, СССР на сев.-вост. склоне Тимана. Антиклиналь девона на подземном хребте протерозойских метаморфических сланцев	Верхний девон Франский ярус Живетский ярус	704 610 664 680 719 710
2	Площадь Чибью, Ухтинский район. На сев.-вост. склоне Тимана. СССР. Антиклиналь девона на подземном хребте протерозойских метаморфических сланцев	Верхний девон Франский ярус	376,4
3	Ельшано-Курдюмское месторождение около Саратова, СССР. Удлиненный купол слоев карбона и девона	Верейский горизонт среднего карбона	370 365 375 375 380 375 368
4	Месторождение Дагогни около Дербента в СССР. Антиклиналь третичных и меловых слоев. Гидравлический режим	Хадумский горизонт третичной системы	257 288,5 263 255 269 259,5
5	Месторождение Хошмензил около Дербента в СССР. Антиклиналь	Хадумский горизонт третичной системы	357
6	Месторождение Вудхилл в штате Нью-Йорк, в США. Аппалачский бассейн. Удлиненный купол	Нижний девон	1700
7	Месторождение Ронок в Луизиане, на побережье Мексиканского залива, в США. Купол третичных слоев в геосинклинали	Олигоцен	2691
8	Центральная часть Северного Техаса в США. Геол. провинция Бенд-Арч. Месторождение Генри	Верхний карбон	647 652
9	Район Бенд-Арч. США. Месторождение Минерал-Уэллс	То же	305 563 628

тивности газовых скважин

Таблица 45

р о ж д е н и и					
Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, $м^3/сутки$, Q_{o1}	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине, на дне против середины пласта, в *ати*, $P_{з1}$	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{o1}}{P_{з1}}$
с о с т о и т	и з	п е с ч а н и к а			
II пласт	8	№ 1	1 000 000	70	14 000
I „	3	№ 6	240 000	60	4 000
II „	8	№ 6	840 000	70	12 000
II „	8	№ 7	234 000	70	3 343
II „	8	№ 9	330 000	70	4 700
II „	3	№ 8	181 000	72	2 500
II пласт II пачка Верейского горизонта, песчаник с прослойками глин и известняков. Пористость 12—15%	3,2 от 15 до 25*м*	№ 27	84 534	33,41	2 530
		№ 1	800 000	36	22 222
		№ 9	540 000	27	20 000
		№ 10	1 000 000	26	38 462
		№ 11	274 000	33,5	8 180
		№ 16	150 000	27,5	5 455
		№ 17	300 000	36	8 337
		№ 18	100 000	28	3 572
Битуминозный мергель с прослойками глины и рыхлого песчаника. Много трещин	15	№ 17	21 000	20,5	792
		№ 20	3 000	12,5	240
		№ 24	40 000	24,5	1 633
		№ 25	7 000	19,5	359
		№ 34	6 000	21,5	279
		№ 11-бис	9 000	13,5	667
Мергель с прослойками глины и песчаника	—	№ 3	34 000	28,6	1 190
Пласт Орискэни	7,5	№ 1	570 000	150	3 800
Песчаник	5	№ 1	1 000 000	292,5	2 418
Пласт Страун, линзовидный песчаник. Пористость 15%	3	№ 1	291 665	60,58	4 814
	8	№ 2	456 017	64,74	7 044
Пласт „Верхний Страун". Пласт „Нижний Страун" (Пласт „Бинни-Хохерц"	3	№ 1	72 775	22	3 308
	5	№ 2	140 792	44	3 200
	3	№ 3	79 288	72	1 100

№ по порядку	Категория месторождения. Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина залегания подошвы пласта в данной скважине
			I. Газовый пласт
10	Район Бенд-Арч. США. Месторождение Ист-Ленд	Верхний карбон	1 007
11	Район Бенд-Арч. США. Месторождение Икс-Рэй	Средний карбон	998 992 991 987
12	Район Бенд-Арч, США. Месторождение Эбрнэти	То же	945
13	Район Бенд-Арч., США. Месторождение Мингас	„	988 1 160 966
14	Район Бенд-Арч, США. Месторождение Хиттсон	„	1 137
15	Геол. провинция „Арканзасская долина"— геосинклиналь между поднятиями Уачита и Озарк. Штат Арканзас, США. Месторождение Альма	„	858 800
16	Арканзасская долина. США. Месторождение Киблер. Гидравлический режим 40 скважин	„	450 735
17	Арканзасская долина. США. Месторождение Вильямс. 40 скважин. Газовый режим	„	500 800
18	Арканзасская долина. США. Месторождение Лавака. Удлиненный купол. Газоносная площадь 890 *га*. 20 скважин	„	Средняя глубина 541 *м*
19	Арканзасская долина. США. Месторождение Массард-Прэри. 50 скважин	„	430 700
20	Арканзасская долина. США. Месторождение Мэксфилд. 14 скважин	„	300
21	Геосинклиналь между поднятиями Озарк, Уачита и Арбукль. Штат Оклахома. США. Месторождение Пото. 34 скважины	„	Средняя глубина 400 *м*

Продолжение

Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, $м^3/сутки$, Q_{o1}	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине на дне против середины пласта в *ати*, $P_{з1}$	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{o1}}{P_{з1}}$
р о ж д е н и й					
с о с т о и т из п е с ч а н и к а					
Пласт Лейк	6	№ 1	226 536	97,43	2 325
Пласт „Марбль-Фоллс"	От 3 до 45	№ 1	283 170	103 16	2 745
		№ 2	71 160	94	757
Песчаник·		№ 3	383 979	84	4 571
Пористость		№ 4	509 706	102,1	5 000
10—13% Пласт „Марбль-Фоллс"		№ 1	1 223 464	55,38	21 700
Пласт „Мак-Клески"	3—10	№ 1	383 979	100,7	3 813
		№ 2	264 962	111,46	2 377
Пласт „Экрман"	5	№ 3	339 804	91,37	3 720
Пласт „Хиттсон"	7	№ 1	860 837	112	7 686
Пласт „Атока"	11	Скв. макс. дебита	1 189 314	29,6	40 180
Песчаник	9	Скв. средн. дебита	500 000	29,6	17 000
Пласт „Верхний Атока"	5	Скв. максим. дебита	85 000	15,5	5 484
Пласт „Нижний Атока"	11	То же	567 000	18,3	31 000
Пласт „Верхний Атока"	9	Скв. средн. дебита	300 000	14	21 429
Пласт „Нижний Атока"	11	То же	680 000	19	35 800
Пласт „Нижний Атока"	От 12 до 24	Скв. макс. дебита	425 000	20	21 250
		Скв. мин. дебита	42 000	20	2 100
		Скв. средн. дебита	99 110	20	4 955
Пласт „Верхний Атока"	7	То же	115 000	15,5	7 420
Пласт „Нижний Атока"	10	„	150 000	18,6	8 065
Пласт „Верхний Атока"	9	Скв. макс. дебита	142 000	22,1	6 425
Пласт Хартшорн, лежащий выше пласта Атока. Пористость 15%	46	То же	227 000	25,7	8 833
		Скв. мин. дебита	7 000	25,7	272
		Скв. средн. дебита	113 000	25,7	4 400

№ по порядку	Категория месторождения. Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина залегания подошвы пласта в данной скважине
			I. Газовый пласт
22	Та же геосинклиналь. Штат Оклахома. США. Месторождение Кэрни. Антиклиналь. Площадь 1821 *га*. Более 20 скважин	Средний карбон	528 550
23	Восточная часть штата Канзас к западу от поднятия Озарк. США. Месторождение Элк-Сити. Песчаная линза. Подошва — известняк нижнего карбона, на эрозионной поверхности. 53 скважины. Режим гидравлический	То же Ярус Чироки	От 400 до 439
24	Восточный Канзас. США. Месторождение Монгомери. Песчаное скопление неправильной формы в сланцеватых глинах, много скважин	Средний карбон	Средняя глубина скважин 396 *м*
25	Восточный Канзас. США. Месторождение Пайква. Двухэтажная песчаная линза в сланцеватых глинах. Газоносная площадь 356 *га*	То же	Средняя глубина скважин 300 *м*
26	Восточный Канзас. США. Месторождение Лонгтон. Антиклиналь. Много скважин	„	Скважины глубиной от 457 до 518 *м*
27	Западный Канзас. США. Месторождение Отис. Пласт песчаника на южном склоне подземного гранитного хребта, переходящий на вершине хребта в кварцит. 59 скважин. Газоносная площадь 6 070 *га*. Воды нет. Режим газовый	Кембрий. Базальный песчаник кембрия на граните	Скважины глубиной от 1050 до 1080 *м*
28	Западный Канзас. США. Месторождение Байсон, аналогичное месторождению Отис	Кембрий	1089 *м*
29	Западный Канзас. США Месторождение Льюис. 5 скважин	Средний карбон. Низы яруса Чироки	Средняя глубина 1386 *м*
30	Штат Мичиган. США. Геосинклинальный бассейн. Месторождение Остин. Группа песчаных бугров нижнего карбона	Нижний карбон. Ярус Мичиган	Средняя глубина скважин 422 *м*

Продолжение

р о ж д е н и й					
Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, $м^3/сутки$, Q_{o1}	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине, на дне против середины пласта, в *atm*, $P_{з1}$	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{o1}}{P_{з1}}$
с о с т о и т и з п е с ч а н и к а					
Пласт Хартшорн.	46	№ 1	1 019 412	39	26 139
Пористость 15%	67	Скв. макс. дебита	1 614 069	41	39 368
Не пласт, а линза песчаника в сланцеватых глинах	От 0 до 2,5	№ 1	283 170	37	7 653
		Скв. макс. дебита	2 463 579	38	64 831
		Скв. мин. дебита	42 476	36	1 180
		Скв средн. дебита	764 559	37	20 664
Ярус Чироки	От 0 до 30	Скв. макс. дебита	1 048 000	36	29 111
		Скв. мин. дебита	340 000	34	10 000
		Скв. средн. дебита	700 000	35	20 000
Ярус Чироки	От 0 до 20	Скв. макс. дебита	340 000	22	15 455
		Скв. мин. дебита	14 159	20	708
		Скв. средн. дебита	177 100	21	8 433
Песчаный пласт в глинах яруса Чироки	5—25	Скв макс. дебита	1 274 265	41	31 080
		Скв. мин. дебита	21 238	40	531
		Скв. средн. дебита	113 268	40	2 832
Пласт Риган. Пористость песчаника 15%, Кварцит не содержит пор	От 9 до 13 *м*	№ 1	876 411	87,45	10 000
		Скв. макс. дебита	1 500 000	85	17 647
Пласт Риган	От 5 до 10 *м*	№ 1	367 700	70,2	5 238
Базальный конгломерат и песчаник среднего карбона	От 20 до 60 *м*	Скв. средн. дебита	170 000	102	1 667
Песчаник	От 0 до 20 *м*	Скв. макс. дебита	2 463 579	30	82 120
		Скв. мин. дебита	20 000	30	667

№ по порядку	Категория место Название месторождения Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина за ания подо пласта в дан скважин
		I. Газоносный пласт	
31	Район Скалистых гор. США. Штат Уайоминг. Месторождение Верц. Брахиантиклиналь. 5 пластов песчаника. Газоносная площадь всех пластов находится выше уровня моря	Верхние 4 пласта относятся к верхнему отделу меловой системы, 5-й пласт к юрской системе	690 1 100 1 140 1 372
32	Штат Уайоминг. США. Месторождение Билли-Крик. Антиклиналь Газоносная площадь 26 *км*². 7 скважин	В рхний отдел меловой системы	1 100 970
33	Штат Уайоминг. США. Месторождение Мехони. Брахиантиклиналь. Газоносная площадь 640 *га*. Два пласта; песчаники. 17 скважин, из них 5 на I пласте	То же Юрская система	710 920
34	Штат Уайоминг. США. Месторождение Вест-Феррис. Брахиантиклиналь. Газоносная площадь 992 *га*. Два пласта: песчаника. На I пласте 4 скв., на II — 8	Верхний отдел меловой системы Юрская система	800 *м* 1 000
35	Штат Уайоминг. США. Месторождение Миддль-Феррис. Брахиантиклиналь. Газоносная площадь 304 *га*. Два пласта песчаника. По 2 скважины на каждом пласте	Верхний отдел меловой системы Юрская система	724 871
36	Штат Альберта. Канада. Моноклиналь к востоку от геосинклинали Скалистых гор. Месторождение Викинг. Газоносная площадь 57 *км*²; два пласта песчаника. 17 скв. на I пласте и 5 скв. на II пласте	Средний отдел меловой системы Нижний отдел меловой системы	645 710
37	Штат Альберта. Канада. Моноклиналь к юго-востоку от геосинклинали. Месторождение Брукс. 5 скважин	Нижняя часть верхнего отдела меловой системы	412

Продолжение

Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважиины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, $м^3$/*сутки*, Q_{o1}	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине, на дне против середины пласта, в *ати*, $P_{э1}$	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{o1}}{P_{э1}}$
р о ж д е н и й					
с о с т о и т из п е с ч а н и к а					
I пласт: Верхний Дакота.	8	Скв. средн. дебита	180 000	60	3 000
II пласт: Средний Дакота.	9—15	То же	216 000	125,6	1 720
IV пласт: Нижний Дакота	21	„	670 000	94,2	7 112
V пласт: Сандэнс	122	№ 1	1 618 000	106	15 264
Пласт „Фронтьер".	10—30	№ 1	1 416 000	87,5	16 183
Песчаник		№ 2	1 926 000	87,5	22 000
Пласт „Дакота"	6—14	№ 1	850 000	57	14 912
Пласт „Сандэнс".	33,5	Скв. средн дебита на II пласте	1 275 000	82,7	15 417
Пласт „Средний Дакота"	7,6—20	№ 1	1 029 126	45,7	22 520
Пласт „Сандэнс"	38—46	Скв. средн. дебита на II пласте	283 170	79,2	3 600
Пласт „Средний Дакота"	13,8	Скв. № 1 на I пласте	283 170	56,2	5 040
Пласт „Сандэнс"	26	Скв. № 1 на II пласте	100 000	74,9	1 335
		Скв. № 2 на II пласте	16 500	74	223
Пласт „Викинг".	6	Скв. макс. дебита на I пласте	311 487	54,3	5 736
		Скв. мин. дебита на I пласте	56 634	54	1 050
Пласт„Пис-Ривер"	5	Скв. средн. дебита на I пласте II пласт дал малую добычу	141 585	54	2 622
Сланцеватая глина с прослойками песчаника „Милк-ривер"	30	Скв. средн. дебита	5 663	25	227

№ по порядку	Название месторождения. Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина залегания подошвы пласта в данной скважине
38	Штат Альберта. Канада. Северный конец геоантиклинала Свит-Грасс-Арч. Месторождение „Медсин-Хат". Газоносная площадь 116 *км*². Верхний конец песчаной линзы. 50 скважин	Нижняя часть верхнего отдела меловой системы. Нижняя часть среднего отдела меловой системы	Средняя глубина скважин на II пласте 335 *м*

Итого 38 типичных песчаниковых месторождений

II. Газоносный пласт

1	Месторождение Шонгар. Бакинский район. СССР	Третичная система	1 633
2	Месторождение Ричленд. Штат Луизиана. США. Купол. Газоносная площадь 200 *км*². Более 200 скважин	Нижний отдел меловой системы	Средняя глубина 800 *м*
3	Месторождение Оклахома-Сити. США. Газоносный пласт в своде антиклинали	Нижний силур	1 850
4	Месторождение Формост. Штат Альберта. Канада. Северный конец геоантиклинала Свит-Грасс-Арч. Газоносная площадь 15,5 *км*². 6 скважин	Верхняя часть среднего отдела меловой системы	Средняя глубина 680 *м*
5	Месторождение Боу-Айленд. Штат Альберта. Канада. Северная часть геоантиклинала Свит-Грасс-Арч. 21 скважина	Верхняя часть среднего отдела меловой системы	Средняя глубина 700 *м*

Итого 5 месторождений

Продолжение

Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, $м^3/сутки$ Q_{o1}	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине, на дне против середины пласта, в *ати*, $P_{з1}$	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{o1}}{P_{з1}}$
Пласт „Милк-ривер". Пласт „Мед-Син-Хат". Песчаники	6	Скв. средн. дебита на II пласте. На I пласте добыча малая	84 951	28	3 034
				Среднее . .	10 801
состоит из песка					
		№ 11	6 000 000	150	40 000
Пласт „Токайо" Туфовый песок	21	Скв. средн. дебита	2 000 000	83,9	23 838
Песок. Пласт „Второй Вильюкокс"	20	№ 1	6 994 300	188	37 204
Пласт „Бляклиф". Крупнозернистый песок	От 3 до 18 *м*	Скв. макс. дебита	481 389	48,1	10 000
		Скв. мин. дебита	84 951	48,1	1 770
Пласт „Бляклиф." Рыхлый крупнозернистый песок	От 5 до 20 *м*	Скв. макс. дебита	821 193	52,45	15 660
		Скв. мин. дебита	33 980	52,45	650
		Скв средн. дебита	245 084	52,45	4 673
				Среднее . .	16 724

№ по порядку	Название месторождения Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина залегания подошвы пласта в данной скважине в *м*
	III. Газоносный горизонт в известняках и доломитах создан выше		
1	Месторождение Ельшано-Курдюмское, около Саратова в СССР. Купол	Намюр. Серпуховская свита. Турнейский ярус карбона	518 510 535 8 0 860
2	Месторождение Хьюготон. Штаты Канзас, Оклахома и Техас. США. Моноклиналь около геосинклинали Анадарко. Газоносная площадь более 10 000 *км*². Более 500 скважин	Свиты ЧЭЗ и Самнер пермской системы	От 750 до 883
3	Месторождение Панхандль. Сев.-зап. Техас. США. Антиклиналь над погребенным гранитным хребтом, к юго-западу от геосинклинали Анадарко. Площадь газоносности более 4000 *км*². Более 900 скважин	Свиты ЧЭЗ и Самнер пермской системы и аркозовый песчаник над гранитным хребтом	802 701 581 803 601 870
4	Месторождение Сайр Западная Оклахома. США. Купол над гранитной возвышенностью, между Панхандлем и геосинклиналью Анадарко. Газоносная площадь 1538 *га*. 29 скважин	Свиты ЧЭЗ и Самнер пермской системы	От 800 до 855 *м*
5	Месторождение Монро, Луизиана. США. Купол. Газоносная площадь 1 113,5 *км*². 1400 скважин. Первоначальные запасы газа 240 млрд. *м*³	Свита Наварро верхнего отдела меловой системы	От 630 до 720 *м*

Продолжение

Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, $м^3/сутки$, Q_{01}	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине, на дне против середины пласта, в *ати*, $P_{з1}$	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{01}}{P_{з1}}$
приурочен к древнему эрозионному рельефу и лачиванием					
Кавернозные и карстовые известняки и доломиты в верхних частях свит	Мощность карстовых горизонтов от 5 до 15 *м*	№ 15 (Намюр)	1 000 000	55,6	18 000
		№ 8 (Намюр)	43 000	55,6	773
		№ 19 (Серпуховская св.)	42 000	59,7	703
		№ 12 (Турней)	1 000 000	82,4	12 136
		№ 24 (Турней)	2 500 000	85,5	29 240
Газоносная зона, состоящая из шести пористых пластов известняка и доломита	Суммарная мощность шести пластов 13 *м*. В них одинаковое давление	Скв. макс. дебита	1 117 445	33	33 862
		Скв. мин. дебита	26 788	33	812
		Скв. средн. дебита	495 640	33	15020
Тот же горизонт, что и в Хьюготоне и, кроме того, аркозовый песок на граните	62,5	Скв. *А* на площади Карсон	650 000	28	23 214
	62	Скв. *В* на площади Карсон	1 500 800	28	53 600
	7	Скв. *Д* на площади Шамрок	1 331 000	30	44 367
	65	Скв. макс. дебита для всего Панхандля	3 000 000	31	96 774
	15	Скв. мин. дебита	57 000	32	1 781
	20	Скв. средн. дебита	758 900	31	24 480
Тот же горизонт, что и в Хьюготоне	12,2	Скв. средн. дебита	1 000 000	68	16 176
Газоносная пористая зона в известняках и в меле. Называется „Газоносный пласт Монро"	От 3 до 15	Западная часть района.			
		Скв. макс. дебита	708 000	75,3	9 402
		Скв. мин. дебита	28 000	75,3	372
		Скв. средн. дебита	140 000	75,3	1 859

№ по порядку	Название месторождения Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина залегания подошвы пласта в данной скважине в *м*
6	Месторождение „Ист-Ли-Каунти-Хай". Штат Нью-Мексико. США. Пермский бассейн. Антиклиналь	Нижний отдел пермской системы	1 006 *м*
7	Месторождение Мальджамар, штат Нью-Мексико. США, Пермский бассейн. Антиклиналь	То же	1 174
8	Месторождение Медсин-Лодж. Западный Канзас. 35 скважин. США	Миссисипский известняк нижнего отдела карбона	Средняя глубина 1 500
9	Месторождение Джонсон. Западный Канзас. 7 скважин. США	Тот же горизонт	Средняя глубина 914
10	Месторождение Барртон. США. Канзас. Купол. 24 скважины	Тот же горизонт	Средняя глубина 996
11	Месторождение Хаури. США. Канзас. 4 скважины	Тот же горизонт	Средняя глубина 998
12	Месторождение Пропп. США. Канзас. 3 скважины	Тот же горизонт	Средняя глубина 722
13	Месторождение Вошелл. США. Канзас. 10 скважин	Тот же горизонт	Средняя глубина 914
14	Месторождение Ритц. США. Канзас. 8 скважин	Тот же горизонт	Средняя глубина 907
15	Месторождение Кантон. США. Канзас. 16 скважин	Тот же горизонт	Средняя глубина 884
16	Месторождение Гальва. США. Канзас. Купол. Площадь газоносности 32,2 *км*², 48 скважин	Тот же горизонт	Средняя глубина 884

Продолжение

Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, *м³/сутки*, Q_{o1}	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине, на дне против середины пласта, в *ати*, $P_{з1}$	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{o1}}{P_{з1}}$
Газоносная пористая зона в известняках и в мел. Называется „Газоносный пласт Монро"	От 6 до 12	Центр., восточная, южная и северная части.			
		Скв. макс. дебита	1 400 000	75,3	18 592
		Скв. мин. дебита	57 000	75,3	757
		Скв. средн. дебита	285 000	75,3	3 785
		Скв. средн. дебита для всего района	250 000	75,3	3 320
Кавернозный доломит под несогласным залеганием	45	Скв. № 3	3 114 870	112,5	27 700
То же	10	Скв. № 1	339 804	74	4 600
Эродированная поверхность известняка	От 3 до 10	Скв. макс. дебита	1 415 850	128	11 061
		Скв. мин. дебита	28 317	121	234
		Скв. средн. дебита	325 646	125	2 605
Тот же горизонт	От 10 до 20	Скв. средн. дебита	679 608	75	9 061
Тот же горизонт	От 17 до 21	Скв. № 1	324 828	90	3 609
		Скв. макс. дебита	2 515 966	90	27 955
Тот же горизонт	От 10 до 15	Скв. средн. дебита	417 393	91,7	4 552
Тот же горизонт	От 3 до 10	То же	56 634	58,5	97
Тот же горизонт	От 5 до 15	„	152 300	68,1	2 236
Тот же горизонт	От 5 до 18	„	195 300	68	2 872
Тот же горизонт	От 15 до 22	„	813 800	74,45	10 931
Тот же горизонт	Средняя мощность 23	Скв. № 1	1 444 167	78	18 515
		Скв. № 2	1 557 431	78	20 000
		Скв. макс. дебита	1 614 069	78	20 700
		Скв. мин. дебита	28 317	78	363

№ по порядку	Название месторождения. Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина залегания подошвы пласта в данной скважине в *м*
17	Месторождение Макферсон. Канзас. Купол. США. Газоносная площадь 13 *км*². 18 скважин	Миссисипский известняк нижнего отдела карбона	Средняя глубина 907

Итого 17 месторождений

IV. Газоносный горизонт в известняках и

1	Бугурусланское месторождение. СССР. Серия куполов на Больше-Кинельской антиклинали. На южном крыле некоторых куполов есть нефть. В сводах куполов газ лежит на пластовой воде	Спириферовый подъярус казанского яруса пермской системы и уфимский ярус	Подошва газоносного пласта, т. е. уровень пластовой воды на глубине 254,5 *м* в скв. № 42. В скв. № 39 — 258 *м*. В скв. № 29 — 245 *м* В скв. № 31 — 236,5 *м* В скв. № 456 — 281 *м* В скв. 46 — 251,5 *м* В скв. № 47 — 291 *м*
2	Месторождение Каннингхам в штате Канзас. США. 23 скважины	Верхний силур	Глубины от 1170 до 1230 *м*
3	Месторождение Ляйонс в штате Канзас. США. Раздельная эксплоатация двух пластов	Нижний силур	Средняя глубина 1000 *м*

Продолжение

Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, $м^3/сутки$, Q_{o1}	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине, на дне против середины пласта, в *ати*, $P_{з1}$	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{o1}}{P_{з1}}$
Тот же горизонт. Сильно разъеденная поверхность миссисипского известняка	Мощность эродированной газоносной зоны от 10 до 25	Скв. макс. дебита	566 340	74	7 653
		Скв. мин. дебита	56 634	74	765
		Скв. средн. дебита	222 700	74	3 009
		Среднее . .	14 000		
не приурочен к эрозионному рельефу					
	17	Скв. № 42 на Калиновском куполе.	600 000	26,1	23 000
		Скв. № 390 на Калиновском куполе.	300 000	24,5	12 245
	8—10	Скв. № 29 (На Ново-Степановском куполе)	200 000	26,2	7 634
		Скв № 31 (На Ново-Степановском куполе)	130 000	25,8	5 040
		Скв. № 38 (На Ново-Степановском куполе)	210 000	26	8 080
		Скв № 456 (На куполе Аманак)	110 000	26	4 231
		Скв. № 46 (На куполе Аманак)	320 000	26,4	12 121
		Скв. № 47 (На куполе Аманак)	220 000	27	8 148
		Скв. № 54, Калиновка	348 000	26,5	13 132
		Скв. № 129, Бугуруслан	8 700	25,5	341
		Скв. № 18, Бугуруслан	580 000	25,5	22 745
Пласт Вайола. Пористый известняк. Пористость 15%	6	Скв. макс. дебита	3 539 625	96	36 871
		Скв. мин. дебита	28 317	96	300
		Скв. средн. дебита	1 155 334	96	12 035
Пласт Симпсон и пласт Арбукль. Пористые известняки	5 30	То же	4 247 600	78	54 456

№ по порядку	Название месторождения Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина залегания подошвы пласта в данной скважине в *м*
4	Месторождение Паркс в сев.-центр. части Техаса. США. Геологическая провинция Бенд-Арч. Купол	Свита Бенд нижней части среднего карбона	937 946
5	Месторождение Эдди в штате Нью-Мексико. США. Небольшой купол с плоским сводом. Газоносная площадь 162 *га*. 4 скважины. Расстояние между скважинами 637 *м*	Нижний отдел пермской системы	432 431 423 418
6	Месторождение Тилбери в штате Онтарио в Канаде. Антиклиналь с двумя куполами. Газоносная площадь 56,7 *км*². 430 скважин	Верхняя часть среднего силура	Средняя глубина 440
7	Месторождение Маскигон в штате Мичиган. США. Брахиантиклиналь. Газоносная площадь 1133 *га*. Амплитуда подъема 22 *м*. Падение слоев крыльев от 40 минут до 1°. 4 газоносных пласта. 70 скважин. Первоначальные запасы газа более 600 млн. *м*³. Расстояния между скважинами 402 *м*. Раздельная эксплоатация пластов	Пористые известняки девона, лежащие среди темнобурых сланцеватых глин	От 485 до 503 От 555 до 573 От 599 до 617 От 660 до 678
8	Месторождение Уэлленд в штате Онтарио в Канаде. Газоносная площадь 5 180 *км*² 3 900 скважин. В эксплоатации 43 года	Силур	Средняя глубина 400

Итого 8 месторождений

Продолжение

Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, $м^3/сутки$, Q_{01}	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине, на дне против середины пласта, в *ати*, P_{01}	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{01}}{P_{01}}$
Пласт Каддо.	10	№ 1	481 389	94	5 121
Пористый известняк	20	№ 2	764 559	94,5	8 091
Пласт Бигляйм. Пористый известняк	8	№ 1	212 378	28,47	7 200
		№ 2	113 268	28,12	3 890
		№ 3	68 103	22,15	2 942
		№ 4	123 519	21,4	5 418
Пористый доломит. Свита Гвельф	От 0,5 до 5	Скв. средн. дебита	155 744	43,6	3 572
I пласт Верхний Траверс	2,5	Скв. макс. дебита	240 695	46	5 232
		Скв. мин. дебита	11 327	46	246
II пласт Нижний Траверс	3	Скв. макс. дебита	283 170	53	5 343
		Скв. мин. дебита	25 485	53	481
III пласт Данди	3,6	Скв. макс. дебита	736 242	69	10 670
		Скв. мин. дебита	226 536	69	3 283
		Скв. средн. дебита	424 755	69	6 156
IV пласт Монро	1,5	Скв. макс. дебита	12 205	70,4	173
		Скв. мин. дебита	2 832	70,4	40
		Скв. средн. дебита	5 663	70,4	80
Пласты Клинтон и Медина. Пористый доломит	3—5	Скв. средн. дебита	170 000	40	4 250
				Среднее . .	8 866

№ по порядку	Название месторождения. Его географическое положение	Геологический возраст газоносного пласта	Глубина залегания подошвы пласта в данной скважине в *м*
			V. Газоносные слан
1	Темнобурая газоносная сланцеватая глина в северо-восточной части Оклахомы и юго-восточной части Канзаса в США. Газоносная площадь 2 400 *км*². Более 500 скважин	Средний карбон	От 122 до 155
2	Темнобурая сланцеватая газоносная глина в штатах Кентукки, Огайо. Западная Вирджиния. Пенсильвания и Нью-Йорк в США. Площадь Флойд более 1 000 скважин. Площадь Мартин — 231 скважина и пр.	Верхний девон	От 40 до 1000
	Много обширных площадей		
			VI. Месторождения газа в вулканических породах, и в трещинах
1	Месторождение Рэттлснэк в штате Вашингтон, США. В пузыристой застывшей базальтовой лаве. Антиклиналь длиной 97 *км* и шириной 12 *км*. Газоносная площадь громадна. Очень большая пористость. 16 скважин	Нижний миоцен. При эксплоатации дебит и давление не понижаются	От 213 до 274
	Итого 1 громадная площадь		
			VII. Трещинные месторождения. Газ в сети тре
1	Ухтинское месторождение газа и радиевой воды в кварцитово-слюдистых сланцах. СССР. Площадь громадна	Протерозой	213

Всего 7 категорий. Более 70 месторождений

Продолжение

Название или номер газоносного пласта	Мощность пласта в *м*	Номер или категория скважины	Первоначальный дебит сполна открытой скважины, $м^3/сутки$, $Q_{в_1}$	Первоначальное давление в сполна закрытой скважине, на дне против средины пласта, в *ати*, $P_{з_1}$	Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_{o_1}}{P_{з_1}}$
цеватые глины					
Два главных газоносных горизонта в глине. Мощность каждого от 2 до 10 *м*	Скважины чрезвычайно долговечны	Скв. макс. дебита	1 500	9	167
		Скв. мин. дебита	200	4	50
		Скв. средн. дебита	850	7	121
Мощность газоносной глины до 190 *м*		Скв. средн. дебита м-ния Флойд	14 160	5	2 830
		Скв. средн. дебита других площадей	7 100	3	2 370
				Среднее . .	4 005
в пузыристых верхних частях лавовых потоков отдельности					
4 пористых зоны в базальте, в верхних частях отдельных лавовых потоков	Мощность отдельной зоны от 2,4 до 6,4 *м*	Скв. макс. дебита	85 000	0,38	223 700
		Скв. мин. дебита	2 000	0,16	12 500
		Скв. средн. дебита	14 200	0,25	56 800
		Скважины эксплоатируются 18 лет без понижения дебита и давления			
				Среднее . .	56 800
щин в плотных твердых непористых породах					
Сеть трещин в сланцах под девонскими глинами	Мощность очень большая	Скв. № 143 в низовьях речки Нефть-Иоль на „Водпромысле" Ухтинского района	21 000	1,5	14 000
				Среднее по всем категориям . .	11 265

Таблица 45

Индекс максимальной продуктивности скважин семи категорий месторождений

Категория	Краткая характеристика категорий месторождений	Число месторождений или площадей	Индекс максимальной продуктивности скважин
I	Газоносный пласт состоит из песчаника	38	10 801
II	Газоносный пласт состоит из песка .	5	16 724
III	Газоносный горизонт приурочен к древнему эрозионному рельефу и создан выщелачиванием известняков и доломитов	17	14 000
IV	Газоносный горизонт в пористых известняках или доломитах не приурочен к древнему эрозионному рельефу	8	8 866
V	Газоносные сланцеватые глины . .	Много обширных площадей	4 005
VI	Газоносный горизонт в верхних пузырчатых частях застывших лавовых потоков вулканических пород	Одна громадная площадь	56 800
VII	Газ в сети трещин плотных, не пористых метаморфических сланцев	Одно очень обширное месторождение	14 000
	Итого 7 категорий .	Более 70 месторождений	Средний взвешенный 11 265

ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕМИ КАТЕГОРИЙ

Таблица 45 содержит краткую характеристику многочисленных скважин очень многих месторождений семи категорий. Для её составления мы старались подобрать такие месторождения, которые являлись наиболее типичными для данной категории, и такие скважины, для которых имелись наиболее полные и наиболее достоверные сведения. В характеристику вошли лишь 10 свойств. Остальные свойства, по мере возможности, для наиболее типичных месторождений и скважин будут сообщены ниже.

В таблицу вошли более 70 месторождений [1] и в том числе очень обширные газоносные площади, которые трудно приравнять к отдельным месторождениям. В последнем столбце таблицы указан индекс максимальной продуктивности.

Может быть, месторождение Дагогни следовало поместить не в I, а в VII категорию.

Последние две категории имеют пока малое промышленное значение.

[1] Конечно, этот подбор месторождений может оказаться имеющим случайный характер. Всего на земном шаре известно от 1000 до 1200 газовых месторождений.

Из остальных самый высокий индекс продуктивности оказался у II категории. За нею идёт III категория. Таблица 46 показывает в кратком виде результат табл. 45.

II категория в сравнении с III имеет очень малое распространение. Главное промышленное значение по запасам газа и по суммарной добыче имеет III категория.

Из всех категорий самый высокий индекс продуктивности оказался у скважин VI категории. Он более чем в три раза выше индекса II категории. Одна скважина VI категории дала индекс максимальной продуктивности 223 700 *м*³/*сутки* на 1 *ат*.

КАЧЕСТВО СТЕНОК ГАЗОНОСНЫХ КАНАЛОВ

Кроме очень высокого индекса продуктивности скважины VI категории показали удивительную долговечность. Они годами дают газ, почти не снижая дебита и давления, и эксплоатируются без противодавления на пласт. Одна скважина в течение 18 лет эксплоатации не понизила ни дебита, ни давления. Местные геологи приводят два возможных объяснения этого явления:

1) или газ при эксплоатации продолжает вновь образовываться в этом месторождении и пополняет убыль, причиняемую эксплоатацией;

2) или месторождение имеет исключительно громадные размеры («Or the reservoir is tremendous lylarge»).

Повидимому, более вероятно второе объяснение, но для высокого индекса оно не достаточно. Мы думаем, что есть ещё одна причина, объясняющая оба явления, и эта причина заключается в качестве стенок газоносных каналов.

Эти каналы в месторождениях VI категории имеют одно свойство, какого нет ни у одного из месторождений всех остальных шести категорий. Порода, заключающая газ в описываемом месторождении, есть поток застывшей вулканической лавы. Верхняя часть потока состоит из пузырчатой лавы. Это есть стекловидный базальт. В нём нет зернистости. По консистенции он походит на тёмное стекло. Сеть пузырей и каналов в нём имеет чрезвычайно гладкие стенки, как у стекла. Эта сеть каналов и пузырей возникла при остывании расплавленного базальта. Кроме того, базальт рассечен трещинами отдельности, также имеющими гладкие стенки. И всё это покрыто миоценовой пластичной глиной континентального пресноводного образования. В газе преобладают метан и этан, но есть и азот и немного углекислоты. Вот эта гладкость стекловидных стенок, по нашему мнению, и служит причиной высокого индекса продуктивности и большой долговечности скважин. Газ легко идёт к скважинам с очень больших расстояний. Газоносные пути не содержат такого громадного количества «местных сопротивлений», как поры и каналы всех остальных газовых месторождений. Стенки пор и каналов у всех остальных месторождений имеют чрезвычайно неправильные и извилистые очертания. Все стенки — шероховатые. Каналы изгибаются во всех направлениях и имеют массу пережимов. В месторождении VI категории прямолинейные трещины отдельности расположились, главным

образом, по двум направлениям и взаимно пересекаются. Они образуют газоносную сеть, питаемую газом из миллионного количества пузырей и пузырьков. И всё это имеет гладкие стенки, как у стекла. Пути газа к скважинам прямолинейные, а не извилистые, и такой прямолинейный путь от какого-нибудь отдалённого места в несколько раз короче, чем извилистый путь газа в каком-нибудь обычном месторождении. Если в обычном месторождении газ идёт к скважине например с расстояния 1,5 *км*, то в месторождении VI категории он при том же давлении пойдёт с расстояний в 6 или 10 *км* и даст более высокий дебит на 1 *ат* перепада давления. Для промышленного дебита скважин VI категории достаточен самый ничтожный перепад давления.

Выдающийся пример месторождений VI категории заставляет нас ввести ещё одно свойство месторождений, а именно «качество стенок газоносных путей», т. е. их гладкость и шероховатость, а также прямолинейность или извилистость.

Вопрос о влиянии шероховатости на течение жидкости и газа в трубах в значительной степени выяснен исследованиями инж. Никурадзе, произведёнными в начале 30-х годов в гидравлической лаборатории в Берлине [1]. Никурадзе произвёл опыты над трубами самой различной шероховатости, начиная с самых гладких труб и кончая трубами с очень большой, искусственно созданной шероховатостью. Диаметры труб были разные: и малые, и большие. Влияние шероховатости особенно проявляется в трубах малых диаметров, так что учитывать шероховатость без учёта диаметра нельзя. Поэтому Никурадзе ввёл величину «относительной шероховатости» $\varepsilon = \frac{e}{r}$, где e — абсолютная шероховатость, r — радиус трубы. У новых стальных газопроводов $\varepsilon = 0{,}002$.

Исследования Никурадзе изменили прежние представления о течении жидкости и газа в трубах. Обычная гидравлическая диаграмма, у которой на оси абсцисс нанесён параметр Рейнольдса, а на оси ординат коэфициент трения, разбилась на серию кривых, имеющих разный характер в зависимости от шероховатости. Раньше считалось, что переход из ламинарного течения в турбулентное происходит при значении параметра Рейнольдса около 2320. Никурадзе показал, что в сильно шероховатых трубах кривые Никурадзе совсем не совпадают с кривыми Блазиуса и течение переходит из ламинарного в турбулентное значительно раньше, например при величине Re около 800. В шероховатых трубах уже не наблюдается той зависимости коэфициента трения от параметра Рейнольдса, которая раньше была установлена, и в сильно шероховатых трубах, имеющих $\varepsilon = 0{,}007$, коэфициент трения уже не зависит от параметра Рейнольдса. Он зависит только от ε. Чем шероховатее стенка, тем больше энергии тратится внутри жидкости и тем меньше на стенке. [2]

Б. А. Бахметьев [3] говорит: «Рассеяние энергии внутри потока

---

[1] Результат этих исследований напечатан в изданиях Герм. общ. инж. V. D. I. Forschungsheft, 3561, 1932.

[2] А. Ф. и В. А. Притула, Трансп. неф., неф. прод. и газа. Ч. 1, 1938, стр. 129.

[3] Б. А. Бахметьев. О неравномерности движения жидкости. 1928.

обусловливается степенью беспорядочности движения, которая в свою очередь определяется шероховатостью стенок». Завихрение жидкости или газа при этом достигает максимума, и удельное значение сопротивлений от завихрения будет больше сопротивлений другого порядка.

В порах и каналах газового пласта обычных газовых месторождений вследствие очень большой шероховатости и чрезвычайной извилистости движение газа имеет беспорядочный и неравномерный характер, переход из ламинарного течения в турбулентное наступает значительно раньше, т. е. при меньшей величине параметра Рейнольдса, и трата давления на определённое количество дебита значительно выше, чем в месторождениях VI категории. Добывать газ при ламинарном течении выгоднее, чем при турбулентном, а у месторождений VI категории даже большой дебит получается при ламинарном течении. При ламинарном движении дебит, согласно формуле Блазиуса, пропорционален перепаду давления, а при турбулентном — он пропорционален корню степени 1,75 из перепада давления $\left(\sqrt[1{,}75]{i}\right)$.

В месторождениях первых шести категорий степень шероховатости стенок и извилистости путей разная. Если песок состоит из хорошо окатанных и отсортированных зёрен кварца, он имеет более гладкие стенки пор и каналов, чем песчаник, в котором зёрна частично разъедены и сцементированы и есть отложения на стенках пор и каналов. В соответствии с этим индекс максимальной продуктивности газоносного песка выше, чем у песчаника. Пористый известняк и доломит месторождений IV категории имеют более шероховатые стенки пор и каналов и больший индекс, чем кварцевый песчаник. При одной и той же пористости пласт, имеющий более шероховатые стенки пор и каналов, даст меньший дебит на 1 *ат*, чем пласт с гладкими стенками. Если пласт хорошо изучен путём взятия многочисленных кернов, желательно также составить представление о характере стенок пор и каналов и о величине ε. От этого зависит и расстояние между скважинами, а следовательно, и система разработки месторождения. Нужно брать керны, делать шлифы и изучать их под микроскопом, а также делать фотографические снимки в увеличенном масштабе.

ИНДЕКС ШЕРОХОВАТОСТИ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ

Сильная шероховатость стенок пор и каналов пласта увеличивает внутреннюю турбулентность текущего газа, и это отзывается на форме индикаторной кривой (фиг. 16). Может быть различие форм индикаторных кривых частично объясняется различием шероховатости и диаметра путей газа к скважинам разных типов. У некоторых скважин при большой величине ε переход из ламинарного течения в турбулентное совершается раньше, чем у скважин, у которых пласт имеет меньшую шероховатость стенок пор и каналов и более значительные диаметры их. Это даёт разные формы индикаторных кривых. У индикаторной кривой пологий наклон обозначает ламинарное движение, а крутой — турбулентное. При ламинарном движении увеличение дебита требует малого увеличения перепада давления, и кривая более

идёт вправо (дебит), чем вниз (давление). При турбулентном — наоборот. Там, где кривая из пологого наклона переходит в крутое, ламинарное течение переходит в турбулентное.

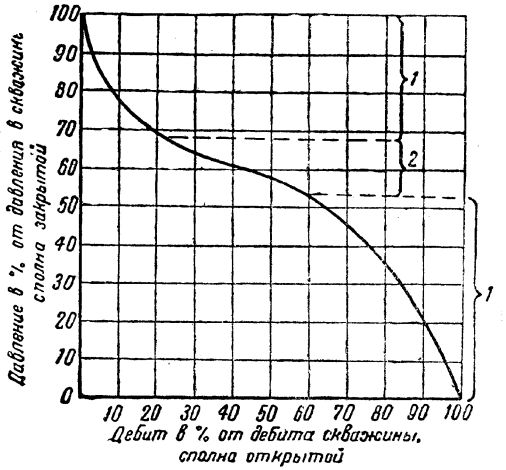
Почему у скважин типа *B* (фиг. 16) темп понижения давления в сравнении с нарастанием дебита сначала быстрый, а затем медленный?

Здесь действует инерция масс, находившихся в покое. После того, как скважина начала брать газ из пласта, газ, до этого времени стоявший неподвижно, не сразу приходит в движение. Он должен, так сказать, «раскачаться». Если вокруг скважины в пласте поры и каналы имеют малые диаметры и большую шероховатость стенок, т. е. если величина ε очень большая, а также если пласт имеет малую мощность при большой площади газоносности, газ с большой площади начинает двигаться только при большом перепаде давления, а это имеет место лишь поблизости от скважины. Получается кривая *B*. Сначала идёт газ, находящийся лишь недалеко от скважины, так как только здесь имеется большой перепад давления, и, конечно, он идёт турбулентным течением, которое вызвано большим перепадом давления.

Другой причиной турбулентного течения газового потока является шероховатость стенок пор и каналов, их малые диаметры и извилистость путей. Кривая *B* с самого же начала пошла круто к низу. Затем все более и более отдалённый газ вовлекается в движение. Постепенно расширяется район протекания газа к скважине. Для вовлечения в движение большой массы газа с обширной площади при вышеописанном характере месторождения требуется большое снижение давления у скважины. Но когда инерция стоявшего вдали газа побеждена, дальнейшее понижение давления у скважины даже на малые цифры приносит большие количества газа. Это идёт газ с больших расстояний. Он идёт ламинарным течением, так как при большом расстоянии перепад давления на единицу длины получается малый. Наклон кривой *B* недалеко от середины диаграммы переходит из крутого в пологий. Наконец район движения газа охватил почти всю возможную для дренажа площадь. Увеличение дебита при этом состоянии возможно только большим перепадом давления и только за счёт перехода ламинарного течения в турбулентное. Чтобы индикаторная кривая двигалась направо (т. е. в сторону увеличения дебита), приходится её сильно вести книзу (т. е. снижать давление на скважине). Это есть третья и последняя часть кривой *B*. Схематически главные явления из числа описанных показаны на фиг. 48.

Иначе идут процессы выявления индикаторной кривой у скважин типа *A*. У скважин этого типа стенки пор и каналов в пласте менее шероховаты: диаметр их — больше; есть и широкие каналы, как например созданные выщелачиванием грунтовыми водами; пути менее извилистые; пласт или газоносная зона имеет более значительную мощность, а газоносная площадь может быть и не очень большая. В начале стандартного испытания такой скважины при первом понижении давления сразу вовлекаются в движение большие массы газа, находящегося недалеко от скважины. Этому содействует лёгкость передвижения газа, благодаря малой величине ε. Достаточно малого понижения давления, чтобы иметь большой дебит. Благодаря малому

перепаду давления и малой величине ε течение ламинарное. Широкие каналы с гладкими стенками и при ламинарном течении пропускают много газа. Близкий к скважине газоносный резервуар легко и быстро отдаёт газ. Вытекание из него газа через скважину походит на вытекание газа из газгольдера постоянного объёма и меняющегося давления. Скважина получает кривую, похожую на кривую вытекания газа из такого газгольдера. Кривая больше идёт вправо, мало передвигаясь книзу. Но когда, продолжая испытание такой скважины, мы дошли уже до значительного снижения давления на скважине и до большого дебита, дальнейшее снижение давления уже мало прибав-



Фиг. 48.

1 — турбулентное течение; *2* — ламинарное течение.

ляет дебит, так как площадь движения газа к скважине охватила весь возможный район дренажа, и резервуар начал истощаться. За счёт расширения района дренажа уже нет возможности увеличить дебит. Его можно увеличить лишь за счёт значительного снижения давления в ограниченном резервуаре. При большом дебите получается большая скорость. Параметр Рейнольдса растёт, и движение из ламинарного движения переходит в турбулентное. Это есть последняя часть индикаторной кривой *А*. Она падает круче, чем последняя часть кривой *В*, так как взять дополнительный газ уже неоткуда, а скважина типа *В* ещё может получать некоторые небольшие дополнительные количества газа за счёт увеличения скорости и снижения давления, так как при большой шероховатости стенок, длине и извилистости путей район дренажа ещё не был так истощён, как у скважин *А* при их лёгкости вытекания газа.

Кривая *Б* характеризует месторождения промежуточного характера между *А* и *В*. Есть всевозможные вариации месторождений. Есть месторождения промежуточные между *А* и *Б* и промежуточные

между *Б* и *В*. Есть и такие, которые не походят ни на *А*, ни на *Б*, ни на *В*, и к числу их относятся месторождения VI категории. Но они крайне редки.

Конечные части индикаторных кривых всех трёх типов *А*, *Б* и *В* имеют очень крутой наклон, так как максимальный дебит получается только при турбулентном течении и при очень большой внутренней турбулентности, а при этих условиях нужно сильно увеличивать перепад давления, чтобы получить увеличение дебита. Когда в испытании мы дошли до полного открытия скважины, т. е. не оказываем на пласт никакого искусственного противодавления, пласт имеет максимальный перепад давления и даёт всё, что может дать при том качестве путей газа к скважине, какие он имеет. Скважина работает напряжённо. Течение газа — сильно турбулентное. Скорость газа очень большая. Пласт быстро истощается. Истощение идёт быстрее у скважин типа *А*, чем у скважин типа *В*, так как у последних сильная шероховатость стенок пор и каналов и извилистость длинных путей замедляют истощение пласта.

В некоторых пластах, имеющих очень большую шероховатость стенок пор и каналов и малые диаметры их, коэфициент ε может достигать большой величины. Нормально это есть дробь, намного меньше единицы. Но если диаметр пор и каналов, например, в среднем около 0,5 *мм*, и на стенках пор и каналов сидят бугорки и неровности, возвышающиеся на 0,25 *мм* над средней поверхностью стенок, то

$$\varepsilon = \frac{0{,}25}{0{,}25} = 1.$$

Если в трубопроводах с очень шероховатыми стенками, имеющими $\varepsilon = 0{,}007$, ламинарное течение переходит в турбулентное при $Re = 800$, то в узких и шероховатых порах пласта, имеющих $\varepsilon = 1$, ламинарное течение должно переходить в турбулентное при очень малых величинах параметра Рейнольдса.

Для экономной траты энергии пласта желательно добывать газ при ламинарном, а не при турбулентном течении. Следовательно, нужно эксплоатировать газовые скважины при малом перепаде давления, т. е. при малом проценте отбора, причём для скважин типа *А* нужно более значительное противодавление на пласт, чем для скважины *В*. В последних частично роль противодавлений играют сильная шероховатость стенок пор и каналов, малый их диаметр, большая извилистость длинных путей и малая мощность пласта.

Итак, в число индексов газовых скважин мы вводим «индекс шероховатости стенок пор и каналов пласта». Мы берём его у Никурадзе и по его примеру будем обозначать этот индекс греческой буквой ε.

Трудно определять этот индекс. Нужно исследовать много кернов, вынутых из пласта. Но в некоторых случаях такие определения возможны. Во всяком случае желательно если не количественное, то хотя бы качественное приблизительное определение этого индекса.

Индекс ε, главным образом, влияет на форму индикаторной кривой. На дебит он влияет так: чем больше индекс при всех остальных одинаковых условиях, тем меньше дебит. Но связь этих двух

величин очень сложная, и ее нельзя приразнять к обратной пропорциональности.

На темп понижения дебита и давления при эксплоатации индекс ε влияет так: при всех остальных одинаковых условиях, чем больше ε, тем медленнее понижаются при эксплоатации дебит и давление. Стало быть, если сравнивать два пласта, отличающиеся только индексом ε, то пласт, у которого ε имеет большую величину, будет иметь начальный дебит открытой скважины меньше, но этот дебит при эксплоатации будет понижаться медленнее, чем у скважины на пласте, имеющем ε малой величины. При одинаковых процентах отбора скважины типа *В* долговечнее скважин типа *А*.

Все это относится к месторождениям первых четырёх категорий. От них коренным образом отличаются месторождения VI категории. Так как поры, каналы и трещины у описанного месторождения VI категории чрезвычайно гладкие, более гладкие, чем у новых стальных газопроводов, индекс у этого месторождения во много раз меньше, чем у месторождений всех остальных категорий. На совершенно гладкой, как у стекла, стенке, может быть, и шероховатости никакой нет. Трещины отдельности прямолинейные, а не извилистые. Газоносный резервуар имеет громадные размеры, но очень малую глубину залегания и очень малое давление. Газ к скважинам при ничтожном перепаде давления идёт с очень больших площадей. Течение газа — только ламинарное. Турбулентного течения нет ни при каких состояниях скважин. Индикаторная кривая совершенно не походит на кривые *А*, *Б* и *В*. Она не имеет изгибов. Начинается она с очень малого давления и понижается весьма медленно.

Форма индикаторных кривых зависит не только от индекса ε. На неё влияют и другие факторы, о чём будет сказано дальше, в соответствующих главах.

ИНДЕКС КАЧЕСТВА ПУТЕЙ ГАЗА К СКВАЖИНЕ

Индекс ε есть лишь частичная характеристика пласта. Индекс максимальной продуктивности годится для первоначальных практических соображений. Но как он будет меняться при эксплоатации скважины и при истощении пласта? Какую закономерность будут иметь эти изменения? При рассмотрении этих вопросов мы увидим, что индекс максимальной продуктивности в теоретическом отношении недостаточно обоснован. Нужна более полная характеристика скважины и пласта.

Пористость и проницаемость обычными способами можно замерять только у месторождений I, II и IV категорий.

К месторождениям III категории, имеющим самое главное промышленное значение, мы понятие проницаемости прилагать не можем. Проницаемость пласта есть лишь частный случай.

Индекс максимальной продуктивности характеризует мощность, пористость и проницаемость пластов месторождений I, II и IV категорий. Эти категории мы можем назвать «пластовыми месторождениями». Остальные три категории нельзя назвать пластовыми месторождениями. Нужен индекс, охватывающий все категории. В качестве

такого индекса мы предлагаем термин «качество путей движения газа к скважинам». Индекс ε есть лишь характеристика одного из свойств сложного понятия «качество путей».

Дебит сполна открытой скважины зависит, главным образом, от двух факторов:

1) давление в пласте и

2) пути газа к скважине.

Если газоносный пласт или горизонт лежит почти горизонтально или слабонаклонно и поверхность земли есть равнина, давление в газоносном горизонте будет везде почти одинаковое, но дебит скважин различен, и разница в дебитах иногда бывает очень велика даже при одинаковой мощности пласта. Эта разница в дебитах при одинаковом давлении и одинаковой мощности объясняется именно разницей в качестве «путей газа». В сравнении с предполагаемым теоретически влияние мощности пласта на дебит на практике удивительно не велико. В этом отношении формулы Дарси, Дюпюи и др., указывающие, что дебит пропорционален мощности, на практике в большинстве случаев не оправдываются. Иногда при одном и том же давлении пласт в одном месте имеет малую мощность и даёт большой дебит, а в другом месте он при большой мощности даёт малый дебит[1].

Конечно, в большинстве случаев увеличение мощности увеличивает дебит, но полной пропорциональности нет. Рассмотрим пример.

В месторождении Верц IV пласт имеет мощность 21 *м* и его кровля лежит на глубине 1100 *м*. Давление в скважине, сполна закрытой, 94,2 *ати*.

V пласт имеет мощность более 122 *м*, и его кровля лежит на глубине 1 250 *м*. Давление в закрытой скважине 106,9 *ати*.

Оба пласта — песчаники, лежащие среди глин.

Дебит сполна открытой скважины:

на IV пласте 670 000 *м*^{3}/*сутки*,

на V пласте — 1 618 000 *м*^{3}/*сутки*.

Диаметры скважин, их конструкция, оборудование для эксплоатации и методы замера дебита и давления у скважин на обоих пластах одинаковые.

Выявим сначала влияние давления. Применив уравнение Пирса и Раулинса, лежащее в основе замера дебита по их способу и говорящее, что дебит прямо пропорционален $P_c^2 - P_w^2$, мы заключаем, что, если при P_c=94,2 *ати* скважина в открытом состоянии дает 670 000 *м*^{3}/*сутки*, то при P_c=106,9 *ати* и прочих одинаковых условиях скважина должна дать 862,836 *м*^{3}/*сутки*. Но так как на V пласте глубина скважины немного больше, это немного уменьшит вычисленный дебит. Скважина на V пласте дала вдвое больше. Итак, увеличение мощности пласта в 6 раз увеличило дебит только в 2 раза.

Главными причинами разности дебитов оказались давление и качество путей газа к скважинам. Мощность повлияла мало. Нижняя часть IV пласта содержит пропластки крупнозернистого песчаника и конгломерата, чего нет в V пласте. Нижняя часть V пласта состоит

[1] Об этом говорится, например, в книге «Petroleum Production» by W. F. Cloud, 1937, стр. 39.

из косвеннослоистого песчаника, а итти по пласту к скважине, пересекая диагонально лежащие слои, для газа труднее, чем итти прямо по слоям. Измерениями проницаемости никакой средней проницаемости вывести не удалось. Пришлось не дебит привязывать к проницаемости, а проницаемость к дебиту. По выявлении влияния давления на дебит оставшаяся разница в дебитах объясняется частично мощностью, но, главным образом, качеством путей газа. В это качество путей проницаемость может входить лишь как часть. Включением проницаемости в качество путей мы избавляемся от сложных, трудных и совершенно ненадёжных измерений проницаемости, имеющих всегда случайный характер.

Так как для влияния мощности на дебит мы не можем дать никакой закономерности, определяемой какими-нибудь формулами, мы и мощность включаем в качество путей.

Дебит и давление замеряются очень точно. Влияние давления на дебит также учитывается точно. Для характеристики «путей газа к скважине» нет цифровых показателей. Этим показателем и может служить дебит открытой скважины с учётом давления. Проницаемость в качестве показателя мы принять не можем.

В основе способов замера дебита газа по методу Пирса и Раулинса и по методу Грэди и Виттера лежит уравнение:

$$Q = C\,(P_c^2 - P_w^2).$$

Для упрощения вычислений Грэди и Виттер предложили P_c и P_w выражать в *ати* у устья скважины. Если скважина сполна открыта, P_w близко к нулю, и дебит сполна открытой скважины

$$Q_o = C \cdot P_c^2. \tag{42}$$

Но C как раз и есть тот показатель «качества путей газа к скважине», который мы ищем. Он равен

$$C = \frac{Q_o}{P_c^2}. \tag{43}$$

Заменим P_c русским обозначением $P_з$.

Следовательно, чтобы получить искомый показатель, нужно дебит открытой скважины разделить на квадрат давления в закрытой скважине. Иначе говоря, мы делим на квадрат всего диапазона давления, который используется для получения максимального дебита. Нефтяники делят просто на число атмосфер, а мы делим на квадрат числа атмосфер, так как дебит пропорционален не числу атмосфер, а квадрату числа атмосфер.

Индекс максимальной продуктивности, о котором мы говорили выше, равен $\frac{Q_o}{P_з}$, а показатель путей газа к скважине $C = \frac{Q_o}{P_з^2}$.

Этот показатель теоретически более обоснован.

Для скважин месторождения Верц на IV пласте

$$C = \frac{670\,000}{94.2^2} = 75{,}5$$

и на V пласте

$$C=\frac{1\,618\,000}{106{,}9^2}=141{,}6.$$

Показатель C не охватывает всю гамму дебитов, при разных противодавлениях. Он относится только к дебиту открытой скважины. Но для характеристики путей газа нам и нужен максимальный дебит. Мы должны знать пропускную способность пласта.

Выражая $P_з$ в *ати* у устья, мы этим самым учитываем и влияние глубины на дебит. Предположим, что мы имеем две скважины, отличающиеся только глубиной и имеющие одинаковое давление в пласте. Если бы мы, как предлагают Пирс и Раулинс, для C взяли $P_з$ в *ата* на дне скважины против пласта, мы получили бы для обеих скважин одинаковый дебит, и это было бы неверно. Дебит будет разный. У глубокой скважины он будет немного меньше, так как в ней пласту приходится подымать над собой более высокий столб газа и на это тратить часть давления.

Мы могли бы C определить и для дебитов при разных противодавлениях. Для этого надо утилизировать индикаторную кривую, или кривую Пирса и Раулинса, или, наконец, сетку Грэди и Виттера. Q для разных противодавлений нужно делить не на P_c^2, а на $P_c^2-P_w^2$.

Но для характеристики путей газа в этом нет надобности.

Если газ вытекает из сполна открытых насосных труб, имеющих над пластом пакер, при большом дебите и при большой длине насосных труб P_w имеет существенное значение и его не следует приравнивать к нулю. Насосные трубы очень мало снижают дебит, но создают некоторое противодавление на пласт, и газ в них почти при том же дебите имеет более значительную скорость, чем в обсадных трубах.

Индекс C есть всеобъемлющий суммарный индекс. Он включает в себя проницаемость, пористость, мощность, шероховатость стенок пор и каналов, их диаметр, извилистость путей, глубину залегания и все остальные свойства пласта, так или иначе влияющие на дебит, кроме давления и размеров дебита. Этот индекс относится и к пласту, и к скважине, но к пласту только в том районе, с которого идёт газ к скважине. Индекс C в практическом отношении есть один из самых важных индексов. Его цифровые величины меньше величин индекса максимальной продуктивности. С малыми цифрами удобнее иметь дело, чем с большими. Они рельефнее и легче запоминаются. Их легче сравнивать.

Например, индекс максимальной продуктивности скважины на V пласте месторождения Верц равен 15 264, а индекс C =142.

Дебит, давление и индекс C — три самостоятельных величины. Уравнением (49) они связаны вместе. Дебит есть функция давления и качества путей газа к скважине. Если известны какие-либо две из этих величин, мы по ним можем определить и третью. Иногда по C и $P_з$ приходится определять дебит.

Предположим, что мы имеем скважину, только что вступившую в эксплоатацию. Мы определили Q_o, $P_з$ и C. Нас интересует вопрос, сколько скважина будет давать через год при давлении на 10% меньше начального. Зная C и будущее $P_з$, мы находим будущее Q_o и в соот-

ветствии с этим планируем процент отбора. Такой расчёт будет верен, если за год пути газа к скважине не изменятся. За не очень длинный период времени при рациональном проценте отбора и малом снижении пластового давления они и не изменятся.

Чтобы получить цифровые величины индекса *C* для скважин, введённых в табл. 45, нужно цифры 8-го столбца разделить на квадрат цифр 9-го столбца. Из 70-ти месторождений, введённых в табл. 45, мы выбрали 40 наиболе типичных и составили для них таблицу 47, показывающую индекс *C*.

Оказалось, что месторождения II категории не так сильно превосходят I категорию, как это показывал индекс максимальной продуктивности. Индекс *C* дал более правильную картину. В табл. 45 влияние давления на индекс не было достаточно устранено, а во II категорию попали большей частью месторождения с очень высоким пластовым давлением, благодаря которому и дебит был очень большой. В табл. 46 влияние давления на индекс сполна устранено. Пять месторождений, вошедших во II категорию, может быть недостаточно характеризуют её. Этот подбор имеет случайный характер. Другие категории представлены полнее.

У газоносных сланцеватых глин индекс *C* оказался не очень малый.

Трещинные месторождения, несмотря на то, что они в табл. 47 представлены одной малодебитной скважиной, оказались имеющими индекс *C* выше большинства месторождений I, II, III, IV и V категорий.

Это — правильно. Трещины в большинстве случаев есть прекрасный путь для газа, а дебит у скважины VII категории был невелик по причине очень малого давления.

Чрезвычайно выделилась VI категория. Её индекс, как великан, возвышается над индексами всех категорий. Вот что значат гладкие стеклянные стенки пор, каналов и трещин. Это служит предупреждением лицам, производящим лабораторные опыты над прохождением газа в стеклянных трубках, наполненных песком, в особенности если трубки имеют малый диаметр. Около стеклянных стенок газ идёт особенно быстро, и суммарные результаты получаются неправильные. Нужно делать трубки из того же материала, из которого состоит пористый материал, наполняющий трубку, и такой же шероховатости, или из той глины, которая составляет кровлю и подошву пласта. Вместо трубок малого диаметра и круглого сечения лучше брать пластообразные резервуары крупного прямоугольного сечения, имеющего большую ширину.

Итак, главный недостаток индекса максимальной продуктивности, принятого нами, и индекса продуктивности, принимаемого нефтяниками, заключается в том, что в них влияние давления недостаточно устранено, так как для получения этих индексов *Q* делится просто на число атмосфер, а нужно делить на квадрат числа атмосфер. Конечно, полезно знать и индекс максимальной продуктивности, т. е. какая добыча приходится на 1 *ат* давления. К такому показателю многие привыкли. Для первоначальных практических соображений мы и считаем нужным сохранить индекс максимальной продуктивности, но теоретически более правилен индекс *C*. Он хорош именно

Таблица 47

Индекс качества путей газа к скважине

Категория месторождений	Номер по табл. 45	Название месторождения	Скважина	$C=\frac{Q_0}{P_3^{2*}}$
I	1	Садь-Йоль	№ 1	204
	2	Площадь Чибью, Ухтинское месторождение	№ 27	76
	3	Ельшанское	№ 10	1 479
	4	Дагогни	№ 24	62
	8	Генри	№ 1	77
			№ 2	105
	9	Минерол-Уэлс	№ 1	138
			№ 2	69
			№ 3	15
	10	Ист-Ленд	№ 1	19
	11	Икс-Рей	№ 1	26
			№ 2	8
			№ 3	53
			№ 4	48
	12	Эбрнэти	№ 1	370
	13	Мингас	№ 1	37
			№ 2	21
			№ 3	40
	14	Хиттсон	№ 1	67
	15	Альма	№ 1	1 357
	16	Лавака	Скв. среднего дебита	225
	31	Верц	№ 1	142
			Скв. средн. дебита на IV пласте	75
	32	Билли-Крик	№ 1	213
	33	Мэхони	№ 1	253
	34	Вест-Феррис	№ 1	472
	35	Мидль-Феррис	Скважина на I пласте	86
			„ „ II „	51
II	36	Викинг	Скв. среднего дебита	70
	1	Шонгар	№ 11	267
	2	Ричленд	Скв. среднего дебита	284
	3	Оклахома-Сити-Пласт II-Вилькокс	Скв. № 1	198
	4	Формост	Скв. макс. дебита	208
			„ мин. „	37
III	1	Ельшанско-Курдюмское	№ 15	312
			№ 12	144
			№ 24	334
	2	Хьюготон	Скв. макс. дебита	1 026
			„ средн. „	455
			„ миним. „	25
			„ макс. „	2 930
			„ миним. „	52
			„ средн. „	741
	3	Панхандль	Скв. А на площади Карсон	788
			Скв. В на площади Карсон	1 795
			Скв. Д на площади Шамрок	1 436

* Здесь P_3 в *ати* у устья.

Продолжение

Категория месторождений	Номер по табл. 55	Название месторождения	Скважина	$C=\frac{Q_0}{P_з^2}$
	4	Сайр	Скв. среднего дебита	231
	5	Монро. Западная часть.	„ макс. „	122
		Месторождения центральная, восточная, южная и северная часть района	„ миним. „	5
			„ среднего „	24
			„ макс. „	195
			„ миним „	10
		Весь район	„ среднего „	49
			Скв. среднего дебита для всего месторождения	43
	8	Медсин-лодж	Скв. № 1	85
IV	1	Бугуруслан	Скв. № 42 на Калиновском куполе	817
			Скв. № 390	461
			Скв. № 29 на Ново-Степановском куполе	270
			Скв. № 31 там же	181
			„ 38 „	288
			Скв № 456 на куполе Аманак	151
			Скв. № 46 там же	422
			„ № 47 „	281
			Скв. № 18 на куполе Бугуруслан	826
	2	Каннингхам	Скв. макс. дебита	376
			„ миним. „	5
			„ средн. „	123
	3	Лайонс	„ „ „	681
	4	Паркс	Скв. № 1	53
			„ № 2	84
	6	Тилбери	Скв. средн. дебита	78
	7	Уэлленд	То же	101
Маскигон	8	I пласт	Скв. макс. дебита	109
			„ миним. „	5
		II пласт	„ макс. „	97
			„ миним. „	18
		III пласт	„ макс. „	150
			„ миним. „	46
			„ средн. „	87
		IV пласт	„ макс. „	2
			„ миним. „	0,6
			„ сред. „	1,1
V	1	Газоносная глина в Оклахоме и Канзасе	„ макс. „	15
			„ миним. „	8
			„ сред. „	13
	2	Газоносная глина в Кентукки. Месторождение Флойд	„ „ „	393
		Газоносная глина, штат Огайо	То же	437
VI	1	Рэттлснэк. Месторождение в вулканических породах	Скв. макс. дебита	44 634
			„ миним. „	1 486
			„ средн. „	9 088
VII	1	Ухта. Трещиноватые сланцы	Скв. № 143	336

тем, что влияние размеров давления в нём устранено. Он показывает только качество путей газа в скважине, включая мощность.

Единицей индекса C является именно арифметическая 1. Такой индекс имеют скважины, у которых Q_o, выраженное в *м³/сутки*, равно квадрату числа атмосфер $P_з$. В табл. 47 только одна скважина оказалась имеющей индекс C меньше 1. Но и её можно эксплоатировать.

Могут быть скважины одинакового индекса C, но дающие разный дебит. В таких случаях дебит зависит только от давления. И обратно, есть очень много скважин одинакового давления, но дающие разный дебит. В этих случаях дебит зависит только от качества путей газа к скважинам, включая мощность. Наконец, есть много скважин, имеющих одинаковый дебит, но разное давление. В этих случаях разница давлений объясняется различиями качества путей газа.

Всё разнообразие газовых месторождений земного шара уложилось в маленькую табл. 48.

В большинстве газовых скважин пластовое давление невелико. В общем газовые пласты лежат на меньшей глубине, нежели нефтяные, и многие газовые месторождения подняты выше уровня моря. Наиболее значительные давления констатированы в Южном Техсасе, южной Луизиане и Калифорнии, где мощность мягких третичных слоёв превосходит 4 *км*. На больших глубинах замерены давления больше 300 *ати*. На этих глубинах залегают не обычные газовые, а газово-конденсатные месторождения.

На больших глубинах индексы C меньше, чем на малых, так как громадная толща рыхлых пород, наполненных водой, даёт очень большую нагрузку, и под этой нагрузкой в пористых пластах стенки пор и каналов сближены, трещин в мягких породах нет, и газ имеет очень затруднённый путь по пористому пласту. Поэтому нижний правый угол табл. 48 не заполнен.

Главные показатели газо

P В *ата*	$P_з^2$	Q_o *м³/*			
		$C = 0{,}5$	$C = 1$	$C = 2$	$C = 5$
1	1	0,5	1	2	5
2	4	2	4	8	10
5	25	12,5	25	50	125
10	100	50	100	200	500
25	625	312,5	625	1 250	3 125
50	2 500	1 250	2 500	5 000	12 500
75	5 625	2 812,5	5 625	11 250	28 125
100	10 000	5 000	10 000	20 000	50 000
150	22 500	11 250	22 500	45 000	112 500
200	40 000	20 000	40 000	80 000	200 000
300	90 000	45 000	90 000	180 000	450 000

КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождениям семи категорий желательно дать краткие названия. Характеристику отдельных категорий, данную в классификации (стр. 164), желательно заменить условно какими-нибудь краткими терминами. Такую замену мы и даём в табл. 49.

Пришлось добавить VIII категорию. Она у нас входила в I категорию. Но так как теперь мы I категорию назвали «пластовыми месторождениями», а песчаная линза и рукавообразная залежь не есть пласт, пришлось их из I категории выделить в VIII категорию. Раньше для целей изучения рассмотренных индексов мы VIII категорию не выделяли, так как характер газоносной породы у неё такой же, как и у I категории. Вся разница лишь в форме месторождения. Для установления следующих индексов нужно будет в некоторых случаях месторождения VIII категории рассматривать отдельно.

Итого получилось 6 классов и в них 8 категорий. Эту классификацию в отличие от геологических классификаций мы называем «промышленной классификацией», так как она, хотя и имеет геологический характер, основана главным образом на тех свойствах месторождений, которые имеют значение для промышленной добычи газа.

В табл. 49 вошли только газовые месторождения промышленного значения.

Эта классификация годится и для нефтяных месторождений.

ГАЗОНОСНЫЕ ПЕСЧАНЫЕ ЛИНЗЫ И РУКАВООБРАЗНЫЕ ЗАЛЕЖИ

Месторождения VIII категории имеют существеннсе промышленное значение. В каждом из следующих штатов есть десятки таких месторождений: Канзас, Оклахома, Техас, Индиана, Иллинойс, Кентукки, Западная Вирджиния, Огайо и Пенсильвания. Недавно

Таблица 48

вых скважин Q, P и C

сутки

$C = 10$	$C = 100$	$C = 1\,000$	$C = 2\,000$	$C = 10\,000$	$C = 40\,000$
10	100	1 000	2 000	10 000	40 000
40	400	4 000	8 000	40 000	160 000
250	2 500	25 000	50 000	250 000	1 000 000
1 000	10 000	100 000	200 000	1 000 000	4 000 000
6 250	62 500	625 000	1 250 000	6 250 000	
25 000	250 000	2 500 000	5 000 000		
56 250	562 500	5 625 000			
100 000	1 000 000	10 000 000			
225 000	2 250 000				
400 000	4 000 000				
900 000	9 000 000				

Таблица 49

Промышленная классификация газовых месторождений

Класс	Категория	Название.
		Пластовые месторождения
А	I	Газовый пласт состоит из песчаника
	II	Газовый пласт состоит из песка
	IV	Газовый пласт состоит из пористого известняка или доломита и приурочен к древнему эрозионному рельефу
		Эрозионные месторождения
Б	III	Сеть газоносных пор, каверн и каналов, созданных выщелачиванием поверхностными и грунтовыми водами, когда эта местность была сушей и подвергалась эрозии. Месторождения приурочены к древнему рельефу. Газоносными породами являются главным образом известняки и доломиты, но есть такие месторождения также в гранитах и других породах, могущих частично растворяться в поверхностных водах
		Газоносные сланцеватые глины
В	V	Темнобурые и темносерые сланцеватые глины
		Месторождения в вулканических породах
Г	VI	Верхняя пузыристая часть застывшего лавового потока
		Трещинные месторождения
Д	VII	Сеть трещин в плотных не пористых метаморфических сланцах и других твердых породах
		Песчаные линзы и рукавообразные залежи
Е	VIII	Разнообразные скопления песчаника в темнобурых и темносерых сланцеватых глинах

они найдёны и в Мичигане. Кроме линз и рукавообразных залежей, к этой категории относятся отдельные песчаные скопления, имеющие самую разнообразную неправильную форму и очень извилистые очертания. Есть такие месторождения и в СССР. К числу их относятся Майкопская рукавообразная залежь, песчаные «бугры» в Туймазах, залегающие выше нефтеносных горизонтов, и пр.

Месторождения VIII категории раньше представляли скопление песка, но затем песок слежался и превратился в песчаник.

В табл. 45 эти месторождения введены в I категорию. К ним относятся месторождения Элк-Сити, Монгомери, Пайква, Лонгтон и Остин. Некоторые скважины на этих месторождениях дали очень большую добычу газа. Месторождения малых размеров при большой начальной добыче недолговечны.

Раньше думали, что рукавообразные залежи образовались на суше и представляют каналы древних рек, заполненные речным песком. Детальное изучение этих залежей в США показало, что они возникли в море, недалеко от берега, преимущественно в полосе приливов и отливов и представляют прибрежные песчаные бары. Сторона песчаного бара, обращённая к лагуне, имеет другой характер песка и даёт другой дебит, чем сторона, обращённая к открытому морю.

Песчаные бары содержат песок разных сортов. Из них можно выделить:

1) «струйный песок», оседающий из струй текущей воды; и

2) «покровный песок», оседающий из общей массы воды и покрывающий более или менее равномерно обширные площади. Он покрывает и отдельные прямые или извилистые полосы струйного песка.

Для добычи газа особенно важен струйный песок. Он состоит из более крупных зерен. Его чистота, пористость и проницаемость выше, чем у покровного. Его зёрна хорошо окатаны. Стенки пор и каналов — более гладкие. При эксплоатации струйный песок представляет главные пути газа к скважине. По керну, вынутому из скважины, иногда можно сказать, в какой песок она попала — в струйный или покровный, и нужно уметь находить скважинами струйный песок.

Эту теорию, составленную на основании изучения баров, надо распространить и на пластовые месторождения песка и песчаника. И в пластах могут быть разные сорта песка, в том числе струйный и покровный. Конечно, покровный преобладает.

ИНДЕКС ЗАПАСОВ

Рассмотренные нами индексы могут быть установлены в самом начале эксплоатации скважины. Они относятся к первоначальной характеристике скважины. Индекс запасов можно установить только после некоторого периода эксплоатации, сопровождавшегося некоторым понижением пластового давления. Если за истекший период эксплоатации выяснилось, что на каждую атмосферу снижения давления добывалось одинаковое количество газа, т. е. если к данной скважине применим «закон равной добычи на атмосферу падения», то

индекс запасов получает простой вид. Он определяется следующей формулой:

$$\text{Инд. зап.} \frac{Q \text{ суммарное за истекший период эксплоатации}}{P_{з1} - P_{з2}} \quad (47)$$

здесь $P_{з1}$ — давление в пласте в начале указанного периода эксплоатации;

$P_{з2}$ — давление в пласте в конце указанного периода эксплоатации.

Эти два давления более правильно было бы выражать в *ата* на дне скважины против середины пласта. Но для упрощения вполне допустимо выражать их в *ати* у устья.

Помножив полученный индекс на число атмосфер $P_{з1}$, мы получим суммарный первоначальный запас газа, возможный к извлечению через данную скважину за всю её жизнь, а помножив полученный индекс на $P_{з2}$, мы получим остающийся запас газа.

При рациональной эксплоатации полученный таким образом индекс имеет точность, достаточную для практических целей. Но бывают случаи, когда в течение жизни скважины индекс запасов меняется. Бывают и резкие изменения.

Индекс запасов можно прилагать не только к скважинам, но и к месторождениям, если месторождение равномерно покрыто скважинами и выяснился размер падения среднего давления по всей газоносной площади.

Есть много месторождений, к которым закон равной добычи на атмосферу падения не приложим. К некоторым из них приложима такая формула:

$$\text{Инд. зап.} \frac{Q \text{ суммарное за истекший период эксплоатации}}{P_{з1}^2 - P_{з2}^2} \quad (48)$$

Наконец, есть месторождения, к которым ни 47-я, ни 48-я формулы не имеют точного приложения. Если для таких месторождений не удаётся вывести подходящую для них формулу, можно попросту в ориентировочном порядке прилагать формулу (53), показывающую сколько $м^3$ за истекшее время добывалось на 1 *ат* снижения пластового давления.

ИНДЕКС ДОЛГОВЕЧНОСТИ

Суммарный запас газа, возможный к извлечению через данную скважину, делённый на дебит первого дня, есть условный индекс долговечности. Под именем «добычи первого дня», мы понимаем дебит скважины сполна открытой, хотя фактически из этого дебита берётся лишь какой-то процент. $Q_{о1}$ или «добыча первого дня» есть важная характеристика скважины. Уже по ней в первый же день эксплоатации можно приблизительно сообразить, сколько скважина даст за всю свою жизнь. Из истории эксплоатации газовых скважин мы вывели, что большинство газовых скважин при правильной эксплоатации даёт за всю свою жизнь суммарную добычу, равную добыче первого дня, помноженной на число, которое заключается между 50 и 500. Есть скважины, вышедшие из этих пределов. По характеру месторож-

дения и по аналогии с другими месторождениями можно сообразить, ближе к какому пределу, низшему или высшему, нужно держаться в этих предположениях. Этому помогут установленные индексы.

Итак, в большинстве случаев суммарная добыча превышает добычу первого дня в 50—500 раз. Это не значит, что весь суммарный запас будет добыт в течение этого количества дней. Нет, добыча растянется на значительно более долгий срок по следующим двум причинам:

1) при понижении давления во время эксплоатации понижается и дебит; и

2) добыча вообще производится с определенным ограниченным процентом отбора, который лишь к концу эксплоатации доводится до 100%.

Скважинам, эксплоатирующимся нерационально, вообще никаких определённых индексов долговечности дать нельзя. Мы говорим о нормальной долговечности при нормальной эксплоатации.

Если скважина эксплоатируется с чрезмерным процентом отбора или если скважина имеет нерациональную конструкцию или если в ней недостаточно зацементированы колонны обсадных труб и скважина имеет подземную утечку газа, долговечность этой скважины будет сильно сокращена. Сократится и суммарная добыча.

Индекс долговечности можно установить после некоторого периода правильной эксплоатации, сопровождавшегося соответствующим понижением пластового давления, т. е. после того, как установлен индекс запасов и хотя бы ориентировочно выяснились запасы как первоначальные, так и остающиеся. Условный индекс долговечности даёт лишь сравнительную или относительную характеристику долговечности. Определить фактическую долговечность трудно. Нужно учесть влияние двух вышеуказанных факторов. Влияние процента устанавливается легко. Нужно просто помножить полученный индекс долговечности на 100 и разделить на процент отбора. При меняющемся проценте отбора нужно взять средний взвешенный по добыче. В общем фактическая долговечность обратно пропорциональна проценту отбора. Влияние понижения давления и дебита установить трудно. Нужно знать формулу, определяющую связь между темпом понижения дебита и темпом понижения давления, но такие формулы у разных месторождений различны, и некоторые месторождения не укладываются ни в какие формулы.

Долговечность скважины зависит, главным образом, от следующих трёх природных факторов:

V — объём газа, возможный к извлечению через данную скважину и приведённый к стандартным условиям:

$P_{з_1}$ — начальное давление в пласте и

C — индекс путей газа к скважине.

Первые две величины увеличивают долговечность, а увеличение C уменьшает долговечность.

Первые две величины можно соединить, и мы получим «мощность скважины», но трудно сказать, как надо писать эту мощность:

$P_{з_1} \cdot V$ или $P_{з_2} \cdot V$. Для некоторых месторождений годится первое обозначение, для других — второе, и есть месторождения, где P надо возводить в степень не 1 и не 2, а иную.

В природе наблюдается бесконечное разнообразие долговечности скважин. В Аппалачском бассейне есть скважины, эксплоатирующиеся в течение 60 лет, и в том же бассейне есть месторождения, в которых даже при нормальной эксплоатации скважины имеют лишь 5-летнюю жизнь. Как крайний пример недолговечности приведём месторождение Бэзетт в центральном Тексасе. Скважина № 1 из газоносного песчаника Вудбайн, имеющего мощность 25 *м* и первоначальное давление 67,5 *ата*, дала первоначальный дебит в открытом состоянии, 141 585 *м*³/*сутки*. Уже через 4 дня дебит в открытом состоянии был только 84 951 *м*³, а давление в закрытой скважине 52,73 *ата*. Дебит понижался пропорционально квадрату давления. Через 3 месяца добыча кончилась. Пробуренные вокруг этой скважины на той же структуре 15 скважин не дали газа. Другим примером малой долговечности служит скв. № 1 месторождения Минерол-Уэлс в Тексасе. Её суммарная добыча лишь в 5 раз превысила добычу первого дня.

Индекс долговечности и индекс запасов удобно вычислять одновременно. Для этого нужны лишь три величины: $Q_{сумм}$ за всю жизнь скважины, $Q_{o\,1}$ и $P_{э\,1}$. Для получения индекса долговечности нужно $Q_{сумм}$ разделить на Q_{o1}, а для получения индекса запасов нужно $Q_{сумм}$ разделить на $P_{закр\ 1}$, выраженное в *ати*. Для 32 месторождений табл. 45, для которых имелись точные цифры, мы вычислили эти индексы и поместили их в табл. 50.

Для вычисления средних выводов мы исключили скважину на площади Поттер месторождения Панхандль. Эта скважина дала необычайно большую добычу. Начальное давление в ней было 30,232 *ати* у устья закрытой скважины. Начальный дебит сполна открытой скважины 3 млн *м*³/*сутки*. Процент отбора — не выше 25%, а большею частью значительно меньше. За несколько лет эксплоатации эта скважина дала 420 224 280 *м*³, и давление понизилось только на 2,46 *ат*. У устья закрытой скважины оно было 27,771 *ати*. На каждую атмосферу снижения пластового давления эта скважина давала 170 822 880 *м*³. Если и на остальные 27,771 *ат* будет добываться столько же, суммарная добыча этой скважины будет 5 162 755 440 *м*³. Её индекс запасов вдвое больше, чем сумма индексов запаса всех остальных 55 скважин табл. 50. Ясно, что её нужно было исключить. Вместе с тем, эта скважина дала очень большой индекс долговечности. Такой характер скважины объясняется следующими обстоятельствами.

Вокруг скважины на большие расстояния не было других скважин, и указанная скважина получала с очень большой площади газ по очень широким каналам. Вместе с тем в ней мощность газоносной зоны оказалась весьма большой, так как скважина, кроме обычной газоносной зоны в известняках и доломитах, вскрыла газ в аркозовом песке и полуразрушенном граните. Всё это вместе составляло одну пористую зону с одинаковым давлением.

Мы не включили в табл. 50 месторождения V и VI категорий, потому что скважины этих категорий дают газ почти без понижения давления, а некоторые долго не понижают дебит при эксплоатации. При таком положении невозможно вычислить ни индекс запасов, ни индекс долговечности, или же, если некоторое небольшое понижение давления имеется, оба индекса получаются очень большие. Осо-

бенно громадные индексы получились бы у скважин месторождений VI категории.

Кроме V и VI категорий есть некоторые скважины в месторождениях других категорий, также дающие газ без понижения или почти без понижения давления. К числу их относится, например, скважина на V пласте месторождения Верц. На V пласте эксплоатировалась только одна эта скважина и брала газ со всего купола. За 2 года 8 мес. она дала 28 млн. $м^3$, и давление в пласте не понизилось. Оно, как было, так и осталось 106,9 *ати*. Поэтому мы и для неё не могли вычислить индексы запасов и долговечности. Причиной отсутствия понижения давления при эксплоатации мог бы быть гидравлический режим. Но ни в месторождении Верц, ни в месторождениях V и VI категорий нет гидравлического режима. Газоносные зоны этих месторождений подняты выше уровня моря.

Очевидно, в месторождениях, дающих газ без понижения или почти без понижения давления и не имеющих гидравлического режима при малой в сравнении с запасами газа добыче, природа сама восстанавливает давление. Это делают другие силы, кроме давления и расширения газа. Действуют силы расширительно-грузового режима.

VII категория не вошла в табл. 50 за неимением достаточных сведений.

Из пяти категорий, вошедших в табл. 50, наиболее высокие индексы запасов и долговечности имеют скважины III категории, но только при больших расстояниях между скважинами, т. е. при более или менее рациональной разработке. Удобный пример для сравнения представляют месторождения Хьюготон и Сайр, находящиеся рядом и берущие газ из одной и той же зоны. В Хьюготоне на каждую скважину приходится площадь не менее 2,59 $км^2$, а в Сайре — только 0,53 $км^2$. Индекс долговечности в Хьюготоне от 408 до 910, а в Сайре 73. Индекс здесь приблизительно пропорционален площади, приходящейся на скважину. Размер добычи на 1 *ат* падения давления в Хьюготоне более чем в 3 раза превышает этот размер в Сайре. Он приблизительно пропорционален не площади, а расстояниям между скважинами. В Хьюготоне установленное законом расстояние было 1609 *м*, но фактически большая часть скважин находится на более значительных расстояниях, тогда как в Сайре вся газоносная площадь с самого начала была покрыта скважинами при расстояниях 728 *м*.

Из месторождений I категории большие индексы имеют месторождения Верц и Викинг. Месторождение Верц эксплоатируется малым количеством скважин. На II пласт проведено только 3 скважины и на IV пласт также только 3. На месторождении Викинг расстояние между скважинами 1 609 *м*.

Очень малый индекс долговечности имеют месторождения VIII категории. Причиной служит малая площадь каждого отдельного месторождения. Песчаные линзы Элк-Сити и Остин дали индекс долговечности лишь 16 и 24. Но линзы, имеющие в среднем большую мощность, могут короткое время давать большой дебит. Так, скважина, попавшая в середину линзы Элк-Сити, дала дебит в открытом состоянии 2 463 579 $м^3$/*сутки*, но через 5 лет в ней добыча кончилась.

Таблица 50

Индекс запасов и индекс долговечности газовых скважин

Категория	Месторождение	Скважина	Индекс долговечности	Индекс запасов $м^3$ на 1 *ат*
I	Ухта	№ 27 площади Чибью	157	465 000
	Седь-Иоль	№ 1	300	4 286 000
	Истленд	№ 1	589	1 247 600
	Икс-Рей	№ 1	494	1 355 887
	„	№ 3	51	231 170
	Генри	№ 1	86	425 620
	„	№ 2	89	651 500
	Минерол-Уэлс	№ 1	5	15 716
	„	№ 2	329	1 052 100
	„	№ 3	70	76 700
	„	№ 4	57	283 735
	Эбрнэти	№ 1	53	1 155 688
	Мингас	№ 1	137	524 673
	„	№ 2	1203	2 860 030
	„	№ 3	272	1 011 867
	Хиттсон	№ 1	86	661 232
	Мэксфилд	Скв. средн. дебита	113	518 000
	Вилльямс	Скв. средн. дебита на I пласте	82	1 638 250
	„	Скв. средн. дебита на II пласте	71	2 400 000
	Бэзетт	№ 1	30	64 374
	Отис	Скв. малого дебита	148	986 375
	„	Скв. большого дебита	87	986 375
	Мехочи	Скв. на пласте „Средний Дакота“	102	1 060 000
	„	Скв. на пласте „Сандэнс“	94	1 430 167
	Вест-Феррис	Скв. среднего дебита на пласте „Средний Дакота“	81	457 500
	„	Скв. средн. дебита на пласте „Сандэнс“	227	801 562
	Миддль-Феррис	То же на пласте „Средний Дакота“	135	673 780
	„	То же на пласте „Сандэнс“	375	460 500
	Верц	Скв. на I пласте	50	172 414
	„	То же на II пласте	385	3 690 604
	„	То же на IV пласте	504	3 584 233
	Викинг	Скв. средн. дебита	844	3 341 325

Продолжение

Категория	Месторождение	Скважина	Индекс долговечности	Индекс запасов $м^3$ на 1 *ат*
II	Ричленд	Скв. средн. дебита	68	1 644 909
	Формост	Скв. макс. дебита	225	2 252 452
	„	Скв. мин. дебита	1273	2 252 452
	Боу-Айленд	Скв. средн. дебита	103	481 582
III	Панхандль	Скв. № 1 на площади Поттер	1721	170 822 880
	„	Скв. средн. дебита для всего района	358	9 056 207
	Хьюготон	Скв. малого дебита	910	3 657 164
	„	Скв. больш. дебита	408	3 657 164
	Сайр	Скв. средн. дебита	73	1 181 765
	Монро	То же	675	2 248 960
	Медсин-Лодж	То же	447	1 143 000
IV	Бугуруслан	Скв. № 42 на Калиновской площади	212	5 506 522
	„	Скв. № 29 на Ново-Степановской площади	595	4 545 454
	„	Скв. № 31 на Ново-Степановской площади	792	4 000 000
	Паркс	№ 1	248	1 269 100
	„	№ 2	277	2 243 890
	Канингхэм	Скв. малого дебита	126	1 600 000
	„	Скв. большого дебита	41	1 600 000
	Эдди	№ 1	99	711 175
	„	№ 2	174	701 709
	„	№ 3	72	221 303
	„	№ 4	191	1 088 210
VIII	Остин	Скв. средн. дебита	24	2 000 000
	Элк-Сити	То же	16	310 530
Итого 5 категорий	Итого 32 месторождения	Итого 56 скважин, из которых многие объединяют группы скважин средн. дебита	Среднее 294	Среднее 4 626 951
	Итого 32 месторождения	Исключим скв. Поттер как необычную, и тогда для 55 скважин	Среднее 264	1 605 207

Скважины месторождения Каннингхэм имеют одинаковый индекс запасов, но разный индекс долговечности. При одном и том же давлении это объясняется различием в качестве путей газа к скважинам, от чего зависит и дебит. Скважина большого дебита при хороших путях имеет малый индекс долговечности. По хорошим путям газ быстрее вытекает. Скважина, имеющая затруднённые пути, более долговечна, но размер добычи на 1 *am* падения давления у них одинаков, и это опять-таки только при больших расстояниях между скважинами. При малых расстояниях скважина, имеющая хорошие пути, будет брать газ из районов скважин, имеющих затруднённые пути, и последние не успеют за время определённого понижения пластового давления дать столько газа, сколько дадут скважины с хорошими путями. Поэтому одинаковый размер понижения добычи на атмосферу падения есть признак рациональной разработки или по крайней мере рациональных расстояний. Такие же примеры одинаковых индексов запасов, но разных индексов долговечности представляют месторождения Хьюготон, Формост и Отис, разрабатывавшиеся рационально и имеющие большие расстояния между скважинами.

Месторождения Ист-Ленд, Икс-Рэй, Генри, Минерол-Уэлс и Мингас имеют большую пестроту индексов, которая объясняется линзовым залеганием песчаников. Линз — много. Есть большие и малые. Всё зависит от того, в какую линзу попала скважина. Некоторые скважины пересекают по две и по три линзы.

Скважины Бугуруслана имеют высокие индексы, значительно выше средних и самые высокие по той категории, к которой они относятся. Но при одном и том же давлении они имеют разные индексы. Чем больше индекс запасов, тем меньше индекс долговечности, причём индекс долговечности более или менее обратно пропорционален начальному суточному дебиту открытой скважины. У скв. № 42 дебит в три раза больше дебита скв. № 29, а индекс долговечности почти в три раза меньше.

Скважины Бугуруслана дают очень много газа на атмосферу снижения давления. В этом отношении они стоят выше всех месторождений табл. 50, кроме Панхандля, и возникает вопрос, не относится ли Бугуруслан к III категории. Но в геологических описаниях Бугуруслана мы не нашли указаний, что над карбонатной свитой или в ней был древний эрозионный рельеф. Пришлось отнести Бугуруслан к IV категории. Местные работники должны разобраться, почему на атмосферу падения давления скважины Бугуруслана дают разную добычу. У нас для этого нет достаточных сведений. Может быть здесь играет роль вода, проникающая в скважину или по нижней части пласта или сверху. В отношении воды, повидимому, наиболее исправна скв. № 42, имеющая и наиболее высокий дебит, и наиболее высокий индекс запасов.

Итак, средний индекс долговечности по табл. 50 получился 264. С этим можно сравнивать новые скважины. Если на каком-нибудь новом, мало выясненном месторождении вступила в эксплоатацию новая скважина, с большой долей вероятия можно предполагать, что при правильной эксплоатации за всю свою жизнь она даст добычу, превышающую первоначальный суточный дебит открытой скважины в 264

раза или около этого. Но так как уже с самого начала известно, к какой категории относится месторождение, можно значительно уточнить индекс долговечности.

Средний индекс запасов оказался 1,6 млн. $м^3$. Также с большой долей вероятия можно предполагать, что новая скважина на мало выясненном месторождении будет давать около 1,6 млн. $м^3$ на каждую атмосферу снижения давления, а так как начальное давление известно, то помножив на него 1,6 млн. $м^3$, мы получаем вероятный запас газа в районе данной скважины.

Но если слишком близко от такой новой скважины будут поставлены другие скважины, все эти предсказания не имеют никакой цены.

ТЕМП ПАДЕНИЯ ДЕБИТА И ДАВЛЕНИЯ

При эксплоатации по мере извлечения газа из пласта давление в пласте понижается, и это влечёт за собой понижение дебита. Темп понижения давления и дебита в разных месторождениях различен. Есть скважины, в которых дебит и давление понижаются быстро, и есть скважины с очень медленным понижением. Темп падения давления имеет очень важное практическое значение и должен быть изучен. При эксплоатации необходимо за ним следить. Если давление понижается слишком быстро, нужно уменьшить процент отбора. Вообще процент отбора с самого начала эксплоатации должен быть увязан с темпом понижения давления, но надо знать: какой темп понижения давления следует считать нормальным?

Темп понижения давления — важнее темпа понижения дебита, так как дебит есть функция давления. При регулировании того и другого нужно исходить из нормального темпа понижения давления, а дебит будет тот, который соответствует этому темпу.

Темп понижения дебита и давления зависит от многих факторов как природных, так и искусственных. Главное значение имеют следующие 5 факторов:

Главные факторы, влияющие на темп понижения дебита и давления

I. Природные

1. Качество путей газа к скважине
2. Длина путей газа к скважине, т. е. площадь, с которой газ притекает к скважине
3. Режим месторождения.

II. Искусственные

4. Процент отбора.
5. Расстояния между скважинами.

В отношении месторождений I, II, IV и VIII категорий для упрощения понимания вместо понятия «качество путей газа» можно применять менее сложное понятие «проницаемость». Качество путей (или проницаемость) влияет двояко: оно или увеличивает или уменьшает

Темп понижения дебита и давле

1	2	3	4	5
Категория	Месторождение	Скважина	Число лет или дней периода эксплоатации	Начальный суточный дебит сполна открытой скважины $м^3$, Q_{01}
I	Истленд	№ 1	10 лет, 7 мес., 4 дня = 3870 дней	225 536
	Икс-Рэй	№ 1	3 года, 4 мес., 5 дней = 1223 дня	283 170
	„	№ 2	2 года, 5 м-цев, 14 дней = 897 дней	71 160
	„	№ 3	2 года, 9 мес., 17 дней = 1022 дня = 2,8 года	383 979
	„	№ 4	2 года, 11 мес., 17 дней = 1081 день	509 706
	Генри	№ 1	2 года, 7 мес., 10 дней = 954 дня = 2,614 года	291 665
	„	№ 2	2 года, 5 мес., 9 дней = 892 дня = 2,444 года	456 017
	Минерол-Уэлс	№ 1	1 год	72 775
	„	№ 2	4 года	140 792
	„	№ 3	1 год 3 мес.	79 288
	Эбриэти	№ 1	9 лет = 3287 дней	1 223 464
	Мингас	№ 1	8 лет, 3 мес. = 3012 дней	383 979
	„	№ 2	4 года, 4 мес., 6 дней = 1589 дней	264 962
	„	№ 3	9 лет, 4 мес., 5 дней = 3414 дней	339 804
	Хиттсон	№ 1	1 год 3 мес. = 457 дней	860 837
	Безетт	№ 1	4 дня	141 585
	Пото	Среднее для 34 скважин	17 лет	113 000
	Альма	Среднее для всех 30 скважин месторождения	11 „	500 000
	Киблер	Среднее для 20 скважин на II пласте	18 „	567 000
	Вильямс	Среднее для 20 скважин на II пласте	15 „	680 000
	Массард-Прэри	Среднее для 25 скважин на II пласте	29 „	115 000
	Мэксфилд	Среднее для 14 скважин	32 года	142 000
	Верц	Среднее для 2 скважин на I пласте	5 лет	180 000
	„	Среднее для 3 скважин на II пласте	11 „	1 213 893
	„	Среднее для 3 скважин на IV пласте	5 „	нет сведений
	„	Одна скважина на V пласте	2 года 8 мес.	То же
	Мэхони	Среднее для 5 скважин на I пласте	10 лет	850 000
	„	Среднее для 12 скважин на II пласте	8 „	нет сведений

ния газовых скважин

Таблица 51

6	7	8	9	10	11	12	13
Суточный дебит открытой скважины в конце указанного периода, $м^3$, Q_{o_2}	Ежегодное понижение дебита открытой скважины в % от начального дебита	Давление в закрытой скважине в начале периода в *ата*, на дне скважины против середины пласта	Давление в закрытой скважине в конце периода, в *ата*, на дне скваж. против середины пласта	На сколько *ат* в среднем понижалось давление в год	Ежегодное понижение давления в % от начального давления	На сколько % понизился дебит открытой скважины за весь период	На сколько % понизилось давление за весь период
70 792	6,45	108	77,44	2,87	2,66	68,75	28,29
141 585	14,93	104,16	87,75	4,9	4,71	50	15,76
71 642	0	95	95	0	0	Повысился на 7 %	0
59 406	30,18	85,08	48,42	13,1	15,4	84,52	43
155 744	23,45	103,1	50 2	17,8	16,44	69,44	48,
212 377	10,4	61,65	50,94	3,9	6,65	27,2	17,37
212 665	21 83	65,74	49,1	6,47	10,35	53,37	25,3
0	100	23	1,9	21.1	91,74	100	91,74
65 979	13,28	45,08	39,94	1,285	2,85	53,14	11,4
22 710	57,9	72,88	60	10,3	14,2	71,36	17,7
0	11,11	57,38	1,1	6,25	10,9	100	98,1
16 990	11,56	101,7	38,1	7,6	7,5	95,36	61,75
169 902	8,25	112,46	97,77	3,38	3	35,88	13
108 199	7,28	92,37	68,03	2,6	2,8	68,1	26,4
679 608	16,8	113	78,4	27,7	24	21	30
84 951	100	67,5	52,73	66	98	40	21,9
18 323	4,92	27,8	5,8	1,24	4,65	83,6	79
94 390	7,375	32	15	1,57	5,13	81,12	53,13
28 317	5,28	21	8	0,72	3,73	95,01	61,9
35 396	6,32	21	8	0,867	4,42	94,8	61,9
566	3,431	21	4	0,58	3	99,5	81
500	3,114	25	4	0,625	2,7	99,65	84
0	20	62	2	12	19,354	100	96,77
215 790	7,475	136,7	46,7	7,76	6	82,22	66
670 000	—	103,8	63,2	7,44	7,9	—	39,5
1 618 000	—	119,8	119,8	0	0	—	
10 000	9,822	62,5	7	5,55	8,88	98,82	88,8
127 427	—	90,6	27,1	7,4	8,9	—	71,2

1	2	3	4	5
Категория	Месторождение	Скважина	Число лет или дней периода эксплоатации	Начальный суточный дебит сполна открытой скважины, $м^3$ Q_{01}
I	Вест-Феррис	Среднее для 4 скважин на I пласте	8 лет 4 мес.	1 029 128
	„	Среднее для 8 скважин на II пласте	7 лет	нет сведений
	Миддль-Феррис	Среднее для 2 скважин на I пласте	12 „	283 170
	„	Скважина № 1 на на II пласте	11 „	99 000
	Миддль-Феррис	Скв. № 2 на II пласте	10 лет	16 500
	Викинг	Среднее для 22 скважин на I пласте	8 „	311 487
	Медсин-Хат	Среднее для 46 скважин	40 „	226 536
	Брукс	Среднее для 5 скважин	20 „	5,663
	Лавака	Среднее для 20 скважин	6 „	99 110
II	Ричленд	Среднее для 196 скважин	4 года	460 000
	Формост	Среднее для 6 скважин	5 лет 11 мес.	481 389
	Боу-Айленд	Среднее для 20 скважин	10 лет	245 084
III	Панхандль	Среднее для 22 скважин на площадки Грэй	3 года	760 000
	Хьюготон	Среднее для 354 скважин	12 лет	495 640
	Сайр	Среднее для 29 скважин	9 „	1 100 000
	Монро	Среднее для 13 типичных скважин, изученных Грэди и Виттером	10 „	285 000
IV	Бугуруслан	Скв. № 42 на Калиновской площади	6 мес.	600 000
	„	Скв. № 29 на Ново-Степановской площади	4 „	200 000
	„	Скв. № 31 на Ново-Степановской площади	4 „	144 076
	„	Скв. № 38 на Ново-Степановской площади	4 „	210 000
	„	Скв. № 456 на куполе Аманак	1 год	111 600
	Паркс	№ 1	10 лет 2 мес. 12 дней = 3818 дней	481 389
	„	№ 2	10 лет 2 мес. 15 дней	764 559
	Эдди	№ 1	6,4712 лет = 2362 дня	212 378
	„	№ 2	6,2 лет = 2263 дня	113 268
	Эдди	№ 3	5,16 лет = 1883 дня	68 103
	„	№ 4	4,67 лет = 1704 дня	123 519
	Тилбэри	Среднее для 309 скважин	27 лет	155 744
	Уэлленд	Среднее для 2821 скважин	43 года	170 000
VIII	Элк-Сити	Среднее для 53 скважин	5 лет	765 000

Продолжение

6	7	8	9	10	11	12	13
Суточный дебит открытой скважины в конце указанного периода, $м^3$ $Q_{сз}$	Ежегодное понижение дебита открытой скважины в % от начального дебита	Давление в закрытой скважине в начале периода в *ата* на дне скважины против середины пласта	Давление в закрытой скважине в конце периода в *ата*, на дне скваж. против середины пласта	На сколько *ат* в среднем понижалось давление в год	Ежегодное понижение давления в % от начального давления	На сколько % понизился дебит открытой скважины за весь период	На сколько % понизилось давление за весь период
1 200	11,92	49	4	5,402	11,02	99,3	91,83
28 317	—	86,9	25,1	8,24	10,3	—	72,1
1 000	8,304	60,5	4	4,71	7,783	99,65	93,39
8 943	8,27	81,2	11,1	6,373	7,848	90,97	86,33
1 492	9,1	81,2	11,1	7,01	8,633	90,95	86,33
148 000	6,56	55,3	46	1,162	2,1025	52,48	16,82
6 340	2,43	41,4	33,4	0,2	0,483	97,201	19,32
664	4,2135	33,6	26,4	0,36	1,0715	88,27	21,43
63 713	5,95	21	14	1,17	5,55	35,7	33,3
137 744	17.5	84,9	46,6	9,6	11,31	70	41
287 899	6,79	49	41,7	1,23	2,52	40,2	15
23 000	9,96	56,1	17,3	3,88	6,92	90,6	69 2
440 800	14	32,89	26,31	2,19	6,67	42	20
368 812	2,1	33,84	30,5	0,28	0,83	25,6	10
661 055	4,43	69	53,5	1,72	2,5	34,9	22,46
151 606	5,32	76,3	49,3	2,7	3,54	53,2	35,4
562 500	12,5	27,1	25,4	3,4	12,5	6,25	6,25
179 200	31,2	27,9	25	8,7	31,2	10,4	10,4
130 000	29,3	27,6	24,9	8,1	29,3	9,77	9,77
202 419	10,83	27,7	26,7	3	10,83	3,61	3,61
110 000	1,42	28,1	27,7	0,4	1,42	1,42	1,42
24 069	9,08	95	7,4	8,52	8,97	95	92,2
28 034	9,22	95,5	7,5	8,42	8,82	96,3	92,15
92 313	8,73	29,47	15,33	2,1835	7,34	56,5	47,5
7 844	15	29,12	16,68	2,007	6,89	93,1	42,7
9 118	16,78	23,15	15,62	1,4593	6,32	86,6	32,5
47 573	13,17	22,8	17,66	1,007	4,84	61,5	22,6
14 159	3,37	44,6	16,6	1,037	2,33	91	62,8
1 540	2,3	41	7	0,79	1,93	99,1	83
0	20	38,7	1	7,72	19,95	100	99,74
среднее	11,54	59,37		4,69	7,9		

темп падения давления в зависимости от условий. Эти условия — таковы:

1. Если установлен малый процент отбора и при малой проницаемости пласта или плохих путях газ в добываемых малых количествах успевает притекать в скважину, малая проницаемость или плохие пути замедляют темп падения давления. Они действуют, как штуцер, замедляющий вытекание газа из пласта.

2. Если установлен чрезмерный процент отбора и газ в добываемых количествах не успевает подтекать к скважине издалека, скважина быстро истощает только район, находящийся близко к скважине, и в таком случае малая проницаемость или плохое качество путей увеличивает темп падения давления.

Если против всей мощности пласта или газоносной зоны скважина имеет открытый забой или хороший фильтр, не задерживающий поступления газа в скважину, мощность пласта или зоны на темп падения давления не влияет.

Чем больше длина путей газа к скважине или чем больше площадь, с которой газ притекает в скважину, тем медленнее падает давление при эксплоатации.

Гидравлический режим месторождения в сравнении с газовым режимом замедляет падение давления.

Самое большое влияние на темп падения давления имеет процент отбора. Чем больше процент отбора, тем быстрее понижается давление в пласте или газоносной зоне.

Регулировать темп понижения давления можно именно процентом отбора.

Если скважина окружена другими скважинами, находящимися от неё на малых расстояниях, эти скважины уменьшают площадь, с которой газ притекает в данную скважину. Своевременно отбирая газ, они создают вокруг данной скважины искусственно ограниченный малый район дренажа, и в нём происходит быстрое понижение давления. Малые расстояния между скважинами сильно увеличивают темп падения давления. При малых расстояниях приходится назначать малый процент отбора, как это и делается в районе Монро.

На основании материала, собранного нами из различных американских книг, брошюр и журналов, содержащих описание различных газовых месторождений и отдельных скважин, мы составили табл. 51, характеризующую темп падения дебита и давления разных скважин в 35 месторождениях. Мы ввели в таблицу также сведения по Бугуруслану, взятые из доклада проф. А. С. Смирнова и из кривых, составленных главным геологом треста Бугурусланнефтегаз Н. Д. Елиным. В таблицу вошло 58 скважин, но многие из них представляют средние величины для всего данного месторождения с большим количеством скважин, так что эти 58 скважин можно считать представительницами 4138 скважин.

Основными величинами для выяснения темпа понижения дебита должны служить:

1. Дебит сполна открытой скважины в начале периода эксплоатации, выраженный в $м^3/сутки$. Обозначим эту величину $Q_{0\,1}$.

2. Дебит сполна открытой скважины в конце указанного периода эксплоатации Q_{o_2}.

3. Продолжительность периода эксплоатации. Число лет T.

Аналогично для выяснения темпа понижения давления нужны величины:

1. Давление в скважине, сполна закрытой, в начале указанного периода эксплоатации, выраженное в *ата* на дне скважины против середины пласта. $P_{з\,1}$.

2. Давление в конце этого периода $P_{з\,2}$.

3. Число лет периода эксплоатации T.

$$\frac{Q_{o1} - Q_{o2}}{T}$$

есть конкретный индекс темпа понижения дебита, выраженный в $м^3$/год. Но его удобнее выражать в процентах по отношению к Q_o. Это будет относительный индекс. Его цифры помещены в столбце 7.

Конкретный индекс понижения давления, выраженный в атмосферах в год, дан в столбце 10. Это есть

$$\frac{P_{з1} - P_{з2}}{T}.$$

Относительный индекс темпа понижения, выраженный в процентах от начального давления, указан в столбце 11.

При таком методе для каждой скважины получился постоянный индекс темпа, не меняющийся по годам. Фактически же он, вероятно, менялся. Понижение дебита и давления во многих случаях вероятно сначала было более быстрое, а затем более медленное. Для выяснения понижения за каждый отдельный год не было сведений. Но и применённый метод нужно признать вполне приемлемым, так как он применён одинаково ко всем скважинам, и полученные цифры можно сравнивать.

Если скважину сполна открыть и выпускать газ в атмосферу, получается кривая «дебит — время», близкая к параболе. Для района Монро такая кривая изображена на фиг. 44. Но в условиях промышленной добычи с пропусканием газа через чок-ниппель или орифайс получается совсем другая кривая, и она зависит от процента отбора. На некоторых промыслах принят порядок добычи, сохраняющий одинаковый темп понижения дебита или давления. Это достигается последовательной переменой чок-ниппелей.

Особенно важно сопоставить темп понижения дебита с темпом понижения давления. Это достигается сравнением столбцов 7 и 11. Но особенно рельефно это сопоставление видно из цифр понижения дебита и давления за весь анализированный период. Для этого даны столбцы 12 и 13.

Мы не ввели в табл. 51 месторождения V и VI категорий, так как в них скважины или не имеют понижения дебита и давления или имеют очень малое понижение. Категория VII не введена по причине недостатка сведений.

Из столбцов 7, 10 и 11 мы сделали средние выводы как по отдельным категориям, так и по всем месторождениям табл. 51. Эти выводы изложены в табл. 52 и 53.

Таблица 52

Темп понижения давления в среднем в атмосферах в год

Категория месторождений	На сколько *ат* в среднем понижалось давление в год
I	5,3372
II	4,9
III	1,7225
IV: Бугуруслан	4,72
IV: Остальные месторождения	
IV категории, кроме Бугуруслана	2,6413
Вся IV категория	3,7783
VIII	7,72
Среднее по всем пяти категориям	4,6902

При вычислении средних выводов мы исключили две скважины, как непромышленные. Это — скв. № 1 Минерол Уэлс и скв. № 1 Бэзетт. Они уже через несколько месяцев эксплоатации перестали давать газ. Кроме того мы исключили скважины, для которых не было сведений о начальном дебите. Полученные выводы показали, что наиболее медленно понижается давление в эрозионных месторождениях. Причиной этого, вероятно, является большая длина путей, по которым газ притекает к скважинам. Например, в Хьюготоне установлено, что скважина вызывает понижение давления на расстоянии даже свыше 4 *км*, но это понижение выражается очень малыми цифрами. Ясно, что распространяющееся на очень большую площадь понижение давления не может выражаться крупными цифрами.

В песках давление падает медленнее, чем в песчаниках.

Известняково-доломитовые месторождения, не приуроченные к эрозионному рельефу (IV категория), показали более медленное понижение давления, чем пески и песчаники. Наиболее быстро падает давление в песчаных линзах и рукавообразных залежах вследствие малых размеров их газоносной площади.

Среднее падение давления по всем месторождениям табл. 51 получилось 4,69 *атм* в год. Это — при том условии, что среднее начальное давление для всех этих месторождений оказалось 59,37 *ата*.

СООТНОШЕНИЕ ТЕМПОВ ПАДЕНИЯ ДЕБИТА И ДАВЛЕНИЯ

Мы пытались выяснить, не существует ли какой-нибудь закономерности в соотношении темпов падения дебита и давления, и анализировали сведения по многим месторождениям. Достаточно подробные сведения у нас имелись по месторождению Сайр, расположенному в углу между месторождениями Хьюготон и Панхандль. Тектонически Сайр есть небольшой купол пермских слоев. Газоносная зона при-

урочена к древнему эрозионному рельефу. Это есть та же зона, которая даёт газ в районе Хьюготон. Вскоре после того как месторождение Сайр было открыто, оно было разведано и покрыто скважинами. Газоносная площадь имеет размеры 1538 *га*. Всего было в эксплоатации 29 скважин. На каждую скважину приходилась площадь 0,53 *км*^{2}. Расстояние между скважинами 728 *м*. Оказалось, что это расстояние слишком мало. То же количество газа можно было извлечь меньшим количеством скважин. При эксплоатации скважины влияли друг на друга.

Первоначальное давление в пласте было 69 *ата*. За 9 лет эксплоатации оно понизилось на 15,5 *ат* и стало 53,5 *ата*. Первоначальный дебит сполна открытых скважин был 1 100 тыс. *м*^{3} на скважину в сутки. Через 9 лет он был 661 055 *м*^{3} на скважину в сутки.

Итак, за 9 лет пластовое давление понизилось на 22,4%, а дебит сполна открытой скважины понизился на 39,9%, тогда как по учению Беннета и Пирса [1], изложенному нами в главе об испытании скважин, обе эти величины должны понижаться параллельно и одинаково. Индикаторная кривая должна сохранять свою форму.

На основании уравнения Пирса и Раулинса 1929 г. мы пересчитали, не понизился ли дебит прямо пропорционально квадрату давления, и получили полное совпадение. Действительно,

$$\frac{Q_{\text{откр.1}}}{Q_{\text{откр.2}}} = \frac{P^2_{\text{закр.1}}}{P^2_{\text{закр.3}}}$$

или в нашем случае

$$\frac{1\,100\,000}{661\,055} = \frac{69^2}{53{,}5^2} = \frac{4761}{2862{,}25} = \frac{100}{60{,}1}.$$

И дебит открытых скважин, и квадрат пластового давления за 9 лет понизились одинаково на 39,9%.

Но может быть Беннет и Пирс были правы, когда в 1925 г. на основании наблюдений над пенсильванскими скважинами вывели закон, что $Q_{\text{откр.}}$ понижается пропорционально $P_{\text{закр.}}$. Может быть при малых давлениях и не очень больших дебитах так и происходило. Кроме того, могли быть неточности в замерах, особенно в определении начального дебита. В то время еще не было точных формул и таблиц Вальтера Рейда, и дебит определялся по формулам и таблицам Олифанта, дающим для больших дебитов преуменьшенные цифры. Кроме того, при малых разницах давлений отношение $\frac{P_1}{P_2}$ получается близким к отношению $\frac{P_1^2}{P_2^2}$. Округляя цифры и делая допущения, Беннет и Пирс могли вместо правильного отношения $\frac{P_1^2}{P_2^2}$ приравнять $\frac{Q_1}{Q_2}$ к $\frac{P_1}{P_2}$.

Около того же времени П. М. Биддисон изучил 300 пенсильванских скважин и подтвердил выводы Беннета и Пирса. Но всё это были сравнительно неглубокие скважины малых диаметров, малых давлений и небольших дебитов. Рельефно пропорциональность Q_0 и P_3^2

[1] E. O. Bennet and H. R. Pierce. «New Method for Control and Operation of Gas Wells», Natural Gas Division, American Gas Association. 20 мая 1925.

выявляется при больших первоначальных давлениях и значительном падении давления после длительной эксплоатации. В таких случаях ошибиться и принять P вместо P^2 невозможно. Могут быть отклонения, но это будут отклонения от нового закона, а не от старого.

Бугурусланские скважины показали, что в них дебит сполна открытой скважины понижается пропорционально давлению закрытой скважины, и индикаторные кривые при каждом новом испытании располагаются немного ниже прежних, но параллельно им. Ни одно другое месторождение такой зависимости не показало.

К выводу о том, что дебит газовых скважин в Бугурусланском районе понижается одинаково с понижением давления, мы пришли на основании кривых главного геолога Н. Д. Елина и доклада проф. А. С. Смирнова весной 1944 г. Индикаторные кривые, снятые в разное время, располагались параллельно. Более поздние сведения говорят о другом. В докладе 22 декабря 1944 г. на заседании промысловой секции НТС Главгазтоппрома главный геолог В. П. Савченко заявил, что свободный дебит бугурусланских газовых скважин при эксплоатации понижается пропорционально разности квадратов двух давлений — статического и динамического, и что индикаторные кривые «не совсем параллельны». В таком случае придётся в табл. 52, 53 и 54 цифры, относящиеся к Бугуруслану, исправить. Но новых конкретных точных цифр у нас пока нет. Получилась самая пёстрая картина. Из неё можно вывести только одну законность: д е б и т п о н и ж а е т с я б ы с т р е е д а в л е н и я.

Но и из этого правила нашлось исключение. Его дала скв. № 1 на месторождении Хиттсон, в которой дебит понизился на 21%, а давление на 30%.

Чтобы сравнить темп понижения дебита с темпом понижения давления, мы составили табл. 53, утилизировав для этого цифры столбцов 7 и 11 табл. 51. Во всех категориях дебит падает быстрее давления.

Таблица 53

Сравнение темпов понижения дебита и давления

Категория месторождений		Ежегодное понижение дебита открытых скважин в % по отношению к начальному дебиту	Ежегодное понижение давления в закрытых скважинах в % по отношению к начальному давлению
I		11,5472	7,22
II		11,12	6,917
III		6,4625	3,385
IV	Бугуруслан	17,05	17,05
IV	Остальные месторождения IV категории, кроме Бугуруслана	9,706	5,93
IV	Вся IV категория	12,53	10,207
VIII		20	19,95
Среднее по всем пяти категориям		11,54	7,9

но в разных категориях это идёт по-разному. В эрозионных месторождениях благодаря хорошим путям газа вытекание газа идёт быстрее, и дебит падает почти вдвое быстрее, чем давление. Падение давления задерживается благодаря поступлению газа с больших расстояний. Но и давление и дебит в общем понижаются значительно медленнее, чем у всех других категорий. Наиболее выгодные месторождения есть эрозионные месторождения (III категория).

Средний вывод по всем категориям таков:

дебит падает в 1,5 раза быстрее давления.

Этот средний вывод не согласуется ни с законом Беннета и Пирса 1925 г., ни с законом Пирса и Раулинса 1929 г.

Приходится вопрос диференцировать. Может быть имеется несколько законов, и они действуют в разных месторождениях? Надо установить индекс отношения темпа падения дебита к темпу падения давления. Для установления этого индекса нужно брать весь период эксплоатации, для которого имеются цифры начального и конечного дебита и давления. Поэтому мы цифры столбца 12 табл. 51 делим на цифры столбца 13 и получаем результаты, приведенные в табл. 54. Мы ввели в неё также категории V и VI, которых не было в табл. 51.

Индексы соотношения темпов падения дебита и давления получились самые разнообразные: от 0,7 до 5,03. Очевидно, это соотношение есть очень сложное дело и зависит от многих факторов.

Индекс меньше 1 дали только две скважины: скв. № 1 Хиттсон, о которой сказано выше, и скв. № 2 Икс-Рэй, о которой надо сказать несколько слов. Эта скважина показала первоначальный дебит в открытом состоянии 71 160 *м*³/*сутки* и первоначальное давление в закрытом состоянии 95 *ата* на дне скважины. Она эксплоатировалась 2 года 5 мес. 14 дней и дала за это время 5 251 388 *м*³. После этого она показала дебит в открытом состоянии 71 642 *м*³/*сутки* и давление на дне 95 *ата*. Давление осталось прежнее, а дебит повысился. Причину этого мы объяснить не можем.

Самый большой индекс соотношения темпов показали месторождения Медсин-Хат и Брукс. Причина лежит в литологии пласта. В месторождении Медсин-Хат газоносный пласт состоит из чрезвычайно мелкозернистого, однородного и хорошо отсортированного песчаника. Пористость — большая, а проницаемость малая. При замере давления в сполна закрытой скважине приходится долго выжидать стабилизацию давления. Расстояния между скважинами большие. На каждую скважину приходится площадь 2,32 *км*².

В месторождении Брукс газоносный пласт, имеющий мощность 30 *м*, состоит из песчаной сланцеватой глины или сильно глинистого песчаника. Дебит очень малый, и давление понижается весьма медленно. Здесь также нарастание давления после закрытия скважины требует много времени.

Скв. № 1 на V пласте месторождения Верц дала за 2 года 8 мес. 28 млн. *м*³, причём дебит и давление не понизились. Поэтому ей пришлось поставить индекс I. Она берёт газ со всего купола. Других скважин на V пласте нет. Очевидно, 28 млн. *м*³ представляют лишь ничтожную часть запаса газа в мощном V пласте, и изъятие их ещё не успело причинить заметного истощения пласту. Скважина не прошла весь

Таблица 54

Индекс отношения темпов падения дебита и давления

Категория	Месторождение	Скважина	Отношение темпа падения дебита к темпу падения давления. Во сколько раз дебит падает быстрее давления
I	Истленд	№ 1	2,43
	Икс-Рэй	№ 1	3,17
	То же	№ 2	0,93
	То же	№ 3	1,96
	То же	№ 4	1,43
	Генри	№ 1	1,57
	»	№ 2	2,11
	Минерол-Уэлс	№ 1	1,1
	То же	№ 2	4,66
	»	№ 3	4,03
	Эбрнэти	№ 1	1,02
	Мингас	№ 1	1,54
	»	№ 2	2,76
	»	№ 3	2,6
	Хиттсон	№ 1	0,7
	Пото	Среднее для 34 скважин	1,06
	Бэзет	Скв. № 1	1,82
	Альма	Среднее для всех 30 скважин месторождения	1,53
	Киблер	Среднее для 20 скважин на II пласте	1,54
	Вильямс	Среднее для 20 скважин на II пласте	1,53
	Массард-Прэри	Среднее для 25 скважин на II пласте	1,23
	Мэксфилд	Среднее для 14 скважин	1,19
	Верц	Среднее для двух скважин на I пласте	1,03
	»	Среднее для трех скважин на II пласте	1,25
	»	Скв. № 1 на V пласте	1,00
	Мэхони	Среднее для пяти скважин на I пласте	1,11
	Вест-Фэррис	Среднее для 4 скважин на I пласте	1,08
	Миддль-Фэррис	Среднее для двух скважин на I пласте	1,07
	То же	Скв. № 1 на II пласте	1,05
	»	Скв. № 2 на II пласте	1,05
	Викинг	Среднее для 22 скважин на I пласте	3,12
	Медсин-Хат	Среднее для 46 скважин	5,03

Продолжение

Категория	Месторождение	Скважина	Отношение темпа падения дебита к темпу падения давления. Во сколько раз дебит падает быстрее давления
	Брукс	Среднее для 5 скважин	4,12
II	Лавака	Среднее для 20 скважин	1,07
	Ричленд	Среднее для 196 скввжин	1,71
	Формост	Среднее для 6 скважин	2,7
III	Боу-Айленд	Среднее для 20 скважин	1,31
	Панхандль	Среднее для 32 скважин на площади Грэй	2,1
	Хьюготон	Среднее для 354 скважин	2,56
	Сайр	Среднее для 29 скважин всего месторождения	1,78
	Монро	Среднее для 13 типичных скважин, изученных Грэди и Виттером	1,5
IV	Бугуруслан	Скв. № 42 на Калиновской площади	1
	„	Скв. № 29 на Ново-Степановской площади	1
	„	Скв. № 31 на Ново-Степановской площади	1
	„	Скв. № 38 на Ново-Степановской площади	1
	„	Скв. № 456 на Куполе Аманак	1
	Паркс	№ 1	1,03
	„	№ 2	1,04
	Эдди	№ 1	1,19
	„	№ 2	2,18
IV	Эдди	№ 3	2,66
IV	Эдди	Скв. № 4	2,72
	Тилбери	Среднее для 309 скважин	1,45
	Уэлленд	Среднее для 2821 скважин	1,2
V	Газоносная сланцеватая глина Канзаса и Оклахомы	Среднее для очень многих скважин	1
VI	Рэттль-Снэк	Среднее для многих скважин	1
VIII	Элк-Сити	Среднее для 53 скважин	1,003

пласт. Верхняя часть пласта, отдавая газ скважине, пополняется газом из нижней части.

Индексы различны для каждой категории месторождений. Они различны и для месторождений одной и той же категории. Они различны и для скважин одного и того же месторождения. Только две скважины на II пласте месторождения Миддль-Феррис показали одинаковые индексы, и две скважины месторождения Паркс дали близкие индексы. В других месторождениях один и тот же пласт в разных скважинах имеет самый разнообразный индекс. Особенно яркими примерами очень различных индексов для одного и того же месторождения и для одного и того же пласта могут служить месторождения Икс-Рэй, Генри и Минерол Уэлс.

Большую загадку представляет месторождение Эдди. Это есть небольшой купол пермских слоёв, имеющий газоносную площадь 162 *га*. На нём было в эксплоатации только 4 скважины. Расстояния между скважинами 636,4 *м*. Суммарный первоначальный запас газа 68 604 028 $м^3$. Газ содержится в пористых доломитах. Вся газоносная площадь лежит выше уровня моря. Конструкция скважин одинаковая. Глубины скважин и мощность пласта почти одинаковые. Индексы отношения темпов падения дебита и давления получились чрезвычайно различные: от 1,19 в скв. № 1 до 2,72 в скв. № 4. Единственное обобщение, которое мы можем высказать, это, что каждая следующая скважина, вступившая в эксплоатацию, получала более высокий индекс. Они вступали значительно позже одна другой. Скв. № 1 — 26 января 1936 г. Скв. № 2 — 4 мая 1936 г. Скв. № 3 — 9 сентября 1937 г., и скв. № 4 — 10 января 1938 г. Ввиду малых расстояний между скважинами каждая позже вступившая скважина встречала пласт в уже более истощённом виде, чем предыдущая, и в ней дебит падал всё более ускоренным темпом в сравнении с падением давления. Таким образом на соотношение темпов падения дебита и давления наряду с расстоянием между скважинами влияет также степень истощённости пласта.

Итак, индекс соотношения падения дебита и давления есть величина индивидуальная. Его нужно определять для каждой отдельной скважины. Поэтому мы не стали вычислять средние величины индекса по отдельным категориям.

ИНДЕКС ЗАВИСИМОСТИ ДЕБИТА ОТ ДАВЛЕНИЯ

Несмотря на влияние многочисленных факторов, должна быть какая-то зависимость Q_o от $P_з$, хотя бы для одной и той же скважины. Табл. 62,64 и 65 показали, что в некоторых скважинах при эксплоатации Q_o падает пропорционально $P_з$, в других скважинах — пропорционально $P_з^2$, и в очень многих скважинах с различным другим темпом. Мы можем написать уравнение

$$\frac{Q_{o_1}}{Q_{o_2}} = \frac{P_{з_1}^n}{P_{з_2}^n}. \qquad (49)$$

Здесь для неглубоких скважин Аппалачского бассейна, обследованных Беннетом, Пирсом и Биддисоном, а также для скв. № I на V

пласте Верц, для скважин Бугуруслана и для скважин V и VI категорий $n=1$.

Для скважин месторождений Сайр и Бэзетт $n=2$.

Для скважин № 2 Икс-Рэй и № 1 Хиттсон n меньше 1.

Для большинства скважин n больше 1, но меньше 2.

Для меньшинства скважин n больше 2.

Показатель n мы и можем считать индексом зависимости дебита от давления. Этот показатель сам зависит от C, т. е. от качества путей газа к скважине, так что прежнее уравнение (42) мы должны теперь написать в более общем виде:

$$Q_o=C\cdot P_3^n.$$

Этот индекс n и нужно определять индивидуально для каждой скважины.

ИЗМЕНЕНИЯ ИНДЕКСОВ ВО ВРЕМЕНИ

Предположим, что мы для какой-нибудь скважины после некоторого периода эксплоатации определили все требуемые индексы и в том числе индекс отношения темпа падения дебита к темпу падения давления. Можем ли мы на этом успокоиться и считать скважину достаточно охарактеризованной? Нет, не можем. Эти сведения недостаточны. Индекс отношения темпов падения дебита и давления в течение жизни скважины не есть величина постоянная. Она всё время меняется, и его можно устанавливать лишь для коротких периодов эксплоатации для каждого периода отдельно. При этом нужно выяснить законность изменения указанного индекса. Лучше всего эта законность выражается двумя относительными (процентными) кривыми дебит — время и давление — время, расположенными на одной и той же диаграмме, чтобы можно было видеть их отношение, причём под именем «дебит» мы понимаем дебит скважины сполна открытой, а под именем «давление» — давление в скважине, сполна закрытой. Чем больше мы углубляемся в изучение газовых скважин, тем больше мы убеждаемся в сложности процессов эксплоатации, и сводить добычу к тем простым формулам и кривым, которые дал Стэнли Герольд в книге «Аналитические основы добычи нефти, газа и воды из скважин» никак нельзя. Слишком упрощённо также подошли к вопросу Беннет, Пирс, Биддисон, Раулинс и Шеллхардт. Нужно диференцировать индекс отношения темпов падения по отдельным периодам эксплоатации.

Многие скважины показали такую картину. В самом начале эксплоатации понижения дебита и давления нет. Затем начинается понижение того и другого, и первое время идёт одинаково, так что для этого периода индекс равен 1. Затем понижение дебита обгоняет понижение давления, и индекс делается больше 1. Затем он всё время возрастает и где-то около середины жизни скважины достигает максимального значения, после чего начинает постепенно уменьшаться и к концу жизни скважины приходит к 1. Итак, индекс отношения темпов начинается с 1 и кончается единицей. Если мы захотим установить один общий индекс за всю жизнь скважины, он будет равен 1, так как в срав-

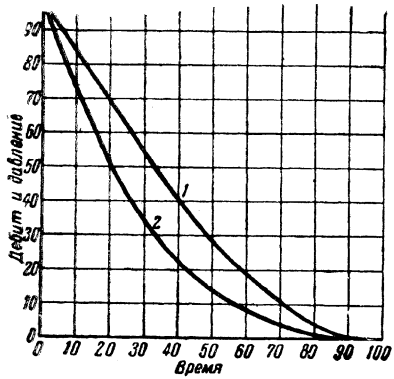
нении с началом эксплоатации дебит и давление одинаково понизились на 100%, но это нам ничего не говорит.

Другие скважины дали иную картину. У некоторых понижение давления начинается позже понижения дебита, и т. д.

Для многих скважин кривые «дебит—время» и «давление—время» походят на параболы. На фиг. 49 дан один пример такой пары кривых. Они начинаются в одной точке и кончаются в одной точке. В середине они расходятся.

Дебит и давление выражены в процентах от начального дебита и от начального давления.

Здесь под дебитом понимается дебит скважины, сполна открытой, а под давлением — давление в скважине, сполна закрытой. На оси абсцисс вся продолжительность жизни скважины разделена на 100 одинаковых периодов времени.



Фиг. 49.
Относительные кривые: «дебит—давление»
1 — давление; *2* — дебит.

Расстояние между этими кривыми по вертикальной линии и есть разность между процентом понижения дебита и процентом понижения давления за истёкший период времени. Деля процент понижения дебита на процент понижения давления, мы получим индекс отношения темпов падения дебита и давления за каждый отдельный период эксплоатации. Полученные индексы можно также дать в виде кривой. Это будет выгнутая кверху кривая.

Разные скважины дают кривые разной формы. Обычно кривая давление — время лежит выше кривой «дебит — время» и менее изогнута. Но есть и исключения. У скв. № 2 Икс-Рей и № 1 Хиттсон кривая «дебит — время» лежит выше кривой «давление — время».

Есть скважины, у которых обе кривые совпадают. Это те, у которых индекс равен 1. Но неизвестно, сохранится ли этот индекс и на дальнейшее время эксплоатации. Бугурусланские скважины может быть только в первое время показали одинаковый темп падения дебита и давления; в дальнейшем дебит может получить ускоренный темп падения в сравнении с темпом падения давления, и индекс может измениться. Скв. № 1 на V пласте месторождения Верц, имеющая индекс 1, конечно, рано или поздно, начнёт понижать дебит и давление и при том с разными темпами. Индекс будет увеличиваться.

В скважинах Эдди идёт всё наоборот. Надо было ожидать, что за короткий начальный период эксплоатации скважины покажут меньший индекс, чем за более длинный. Фактическая картина оказалась обратной (табл. 55).

У некоторых скважин кривые «дебит — время» и «давление — время» походят не на параболы, а на ломаные линии.

Таблица 55

Скважины месторождения Эдди

Скважина	Продолжительность времени со дня начала эксплоатации. Годы	Индекс отношения темпов понижения дебита и давления
№ 1	6,47	1,19
№ 2	6,2	2,18
№ 3	5,16	2 66
№ 4	4,67	2,72

Темп падения давления мы можем регулировать процентом отбора. Мы можем вместо параболы получить прямую наклонную линию любого угла наклона. Но кривая «дебит—время», вероятно, расположится ниже этой прямой и будет иметь форму слабо выгнутой книзу параболы. Чем, медленнее мы понижаем давление, тем менее выгнута книзу парабола дебита. Малым процентом отбора и медленным снижением давления мы даём возможность газу успевать подтекать к скважине с больших расстояний и восстанавливать падающий дебит.

Почему почти во всех скважинах дебит при эксплоатации падает быстрее давления?

Чтобы поддерживать падающий дебит, газ должен подтекать к скважине с больших расстояний, иногда по очень плохим, извилистым путям, и на это нужно много времени, тогда как изменения давления передаются по пласту со скоростью звука в данном газе, и пористость этой передаче не мешает. Давление может передаваться простым расширением или сжатием газа почти без его передвижения по пласту, а для дебита нужно фактическое передвижение по пласту масс газа. Газ всегда запаздывает подтекать к скважине и поддерживать падающий дебит, и падение дебита идёт быстрее падения давления. Малым процентом отбора можно в значительной степени выравнивать понижение дебита и давления. Чем ниже индекс C, т. е. чем хуже пути газа, тем труднее это сделать.

Может быть чрезвычайное разнообразие индексов табл. 54 и процентов падения в табл. 51 в некоторой степени объясняется очень большим разнообразием продолжительности периодов эксплоатации, для которых вычислены эти индексы и проценты. Может быть, взяв для всех скважин одинаковые периоды эксплоатации, мы получили бы менее пёструю картину. Но мы не могли этого сделать за неимением сведений. Мы взяли только те периоды, которые нашлись в литературе или в описаниях.

ДВА ИНДЕКСА СТАБИЛИЗАЦИИ

Желательно установить для газовой скважины два индекса стабилизации:

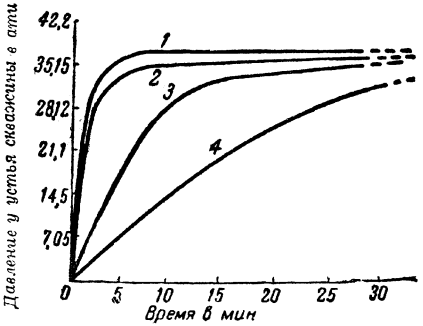
1) времени для установления стабилизации давления в скважине после её закрытия, и

2) времени для установления стабилизации дебита в скважине после её открытия.

И тот и другой индексы желательно выражать в минутах.

Если скважина была в эксплоатации или если она для измерения дебита трубкой Пито была сполна открыта, то для получения первого индекса нужно заранее приготовить возможность быстрого герметического закрытия скважины и возможность точно замерять время и давление в скважине. Закрывают задвижку или кран и с секундомером в руках наблюдают, как нарастает давление в скважине. На устье до задвижки должен быть установлен чувствительный манометр. Наиболее пригоден для этой цели грузовой манометр.

Записывают показания манометра через каждые 30 секунд. Результаты записи наносят на диаграмму «давление—время». Получается «кривая нарастания давления». Обычно давление тотчас после закрытия скважины очень быстро нарастает. Это быстрое нарастание



Фиг. 50. Нарастание давления по закрытии газовой скважины в районе Маунт Плизант в Мичигане.

1 — в трубах внутреннего диаметра 3″
2 — » » » » $5\frac{3}{16}$″
3 — » » » » $6\frac{5}{8}$″
4 — » » » » 8,25″

давления длится две или три минуты, после чего темп нарастания ослабевает. Затем наступает стабилизация давления. Оно больше не повышается. Это есть статическое давление в пласте в районе данной скважины. Взамен выпущенного газа к скважине подошёл газ со всех сторон, и в пласте установилось равновесие. Момент наступления стабилизации и важно отметить. Кроме того, интерес представляет сама форма кривой. На фиг. 43 даны кривые нарастания давления в двух скважинах района Монро. На фиг. 50 даны кривые нарастания давления в скважинах месторождения Маунт Плизант, в штате Мичиган. На кривых видно время установления стабилизации. Оно — не велико и выражается минутами. Но есть скважины, в которых установление стабилизации требует продолжительного времени.

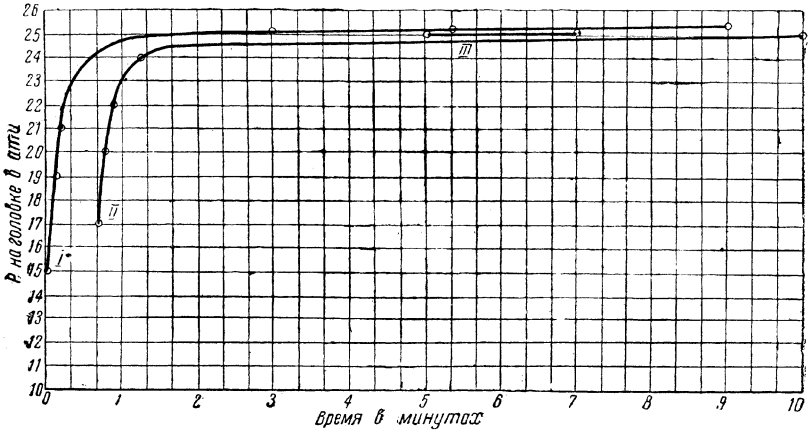
Стабилизация давления — понятие условное. Фактически полная стабилизация не достигается. Если наблюдать за давлением в скважине при помощи очень чувствительного манометра, он показывает, что после установления так называемой стабилизации давление в скважине испытывает очень малые колебания.

На фиг. 51 изображена кривая нарастания давления в скв. № 1 Бугурусланского района, взятая из доклада гл. геолога В. П. Савченко.

Время для установления стабилизации зависит от многих факторов, главные из которых мы и приводим:

Главные факторы, влияющие на время установления стабилизации давления в закрытой скважине

I. Природные
1. Качество путей газа к скважине
2. Площадь, с которой притекает газ к скважине
3. Режим месторождения
II. Искусственные
4. Глубина скважины и диаметр труб, в которых нарастает давление. Иначе говоря, вместимость скважины
6. Степень истощенности месторождения
7. Состояние герметизации устья скважины. Нет ли утечки газа.
8. Состояние подземного оборудования. Нет ли подземной утечки газа.
9. Присутствие воды в скважине



Фиг. 51. Калиновка, скв. 42. Бугурусланский район. Кривые нарастания давления.

Фиг. 50 показывает, как влияет диаметр труб. В трубах диаметра 8″ стабилизация возникает значительно позже, чем в трубах 3″, и кривая нарастания имеет более пологую форму.

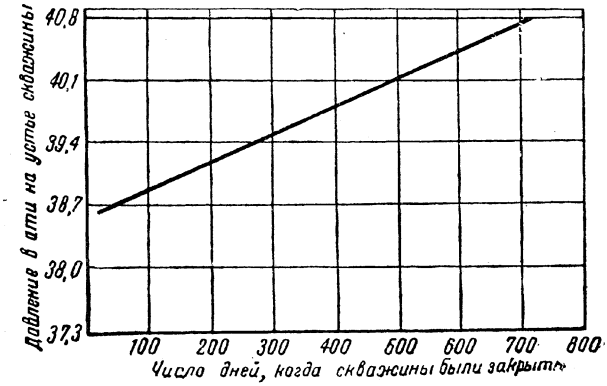
Чем хуже качество путей газа в скважине и чем больше площадь, с которой притекает газ, тем медленнее устанавливается стабилизация.

Гидравлический режим помогает восстановлению давления в скважине.

Скв. № 172 Ухтинского района на площади Чибью дала газовый фонтан. После установки задвижки давление нарастало таким образом: 14 апреля 7 *ати*, 15 апреля 12 *ати*, 16 апреля 15 *ати*, 19 апреля 21,5 *ати*, 21 апреля 22,5 *ати* и 22 апреля 23,3 *ати* у устья. Причина столь медленного нарастания давления заключалась в утечке газа. Резьба винтовых труб ниже задвижки пропускала газ.

По той же причине медленно нарастало давление в скв. № 86 Ухтинского района. За время с 7 января до 8 февраля оно от 1,75 *ати* поднялось только до 11,5 *ати*, хотя давление в пласте было не менее 32 *ати*. Задвижка и трубы пропускали газ.

В скв. № 27 Ухтинского района, после того как она дала более 1 млн. $м^3$ и была закрыта, в тот же день утром манометр на устье показал 11 *ати*, и вечером того же дня 15 *ати*. Затем давление нарастало замедляющимся темпом. Через 3,5 мес. оно дошло до 28,5 *ати*. Главной причиной медленного нарастания давления здесь была не утечка, а то обстоятельство, что II пласт в полосе скв. № 27 пополнялся газом из III пласта, лежащего на 85 *м* глубже и содержащего солёную воду с растворённым газом. Газ медленно выделялся из раствора и поднимался по сбросам во II пласт. Кривая нарастания давления имела форму гиперболы.



Фиг. 52. Кривая нарастания давления в месторождении. Формост, когда все скважины в этом районе в течение 700 дней были закрыты.

Интересное явление нарастания давления произошло в месторождении Формост в Канаде. На этом месторождении эксплоатировалось 6 скважин. Газоносная площадь занимает 15,54 $км^2$. Расстояния между скважинами 1,6 *км*. Первоначальное давление в пласте было 49 *ата*. За 5 лет 11 мес. было добыто 101 360 334 $м^3$ газа, и давление в пласте понизилось до 41,7 *ата*. Произошёл перерыв в отпуске газа по газопроводу. Город, куда шёл этот газ, перестал его брать, заключив договор с другим газопромышленным обществом, получающим газ из других месторождений. Добыча газа на месторождении Формост была остановлена и не производилась 750 дней. Скважины были закрыты, и на них каждый месяц замеряли давление. Оно медленно нарастало и за 750 дней поднялось на 2 *ат*. Точки замеров давления и кривая среднего нарастания давления изображены на фиг. 52. Кривая не имеет ничего общего с обычными кривыми нарастания давления. Это просто волнистая наклонная кривая. На чертеже изображена

в виде прямой линии идеализированная или усреднённая кривая. Давление нарастало волнами, имея то замедление, то ускорение нарастания. Газ из пласта шёл к скважинам волнами. Об этих волнах и будем говорить ниже.

Второй индекс стабилизации не является обязательным. Вообще не желательно сполна открывать скважину. Это делается в редких случаях, например при замере дебита газа трубкой Пито, орифайсом или минутным способом. Такими случаями и следует воспользоваться для выяснения времени установления стабилизации дебита при вытекании газа из сполна открытой скважины и для построения кривой изменения этого дебита. Такие кривые имеют самую разнообразную форму. Многие скважины не дают стабилизации дебита. Кривая изменения дебита сполна открытой скважины зависит от степени истощённости района, от расстояний до соседних скважин, от их влияния, от качества путей газа к скважине, от площади, с которой притекает газ к скважине, от диаметра труб, по которым вытекает газ, от режима месторождения, от присутствия воды в скважине и от характера течения газа по пласту, о чём будет сказано ниже.

Газовые скважины Ухтинского района, быстро достигнув максимального дебита, имели очень короткую стабилизацию дебита, длившуюся два или три часа, после чего дебит падал в общем по гиперболе. Темп падения замедлялся.

Стабилизация дебита открытой скважины — понятие условное. Фактически, если делать точные замеры, стабилизованный дебит колеблется около какого-то среднего уровня.

Индексы стабилизации дополняют характеристику скважины. Кроме того, их полезно знать для двух целей.

1) чтобы знать время продувки скважины при замерах дебита газа трубкой Пито, счётчиком орифайс и минутным способом и

2) чтобы знать время установления стабилизации при различных операциях во время испытания скважины по способу Беннета и Пирса, по способу Пирса и Раулинса и по способу Грэди и Виттера.

СВОДКА ИНДЕКСОВ

Всего мы указываем 11 индексов, которые и перечисляем ниже.

Индексы газовой скважины

1. Индекс максимальной продуктивности $\frac{Q_o}{P_з}$.
2. Индекс качества путей газа к скважине. Величина C из уравнения Пирса и Раулинса $C=\frac{Q_o}{P_з^2}$.
3. Индекс шероховатости. Величина ε в уравнении Никурадзе: $\varepsilon=\frac{e}{r}$.
4. Индекс запасов $\frac{Q_{\text{сумм. за определенный период времени}}}{P_{з1}-P_{з2}}$.
5. Индекс долговечности

$$\frac{Q_{\text{сумм. за всю жизнь скважины, вычисленное по индексу запасов}}}{Q_{o1}}.$$

6. Индекс темпа падения дебита $\frac{Q_{o_1} - Q_{o_2}}{T}$ в % от Q_{o_1}.
7. Индекс темпа падения давления $\frac{P_{з_1} - P_{з_2}}{T}$ в % от $P_{з_1}$.
8. Индекс соотношения темпов падения дебита и давления $\frac{\%\text{ падения } Q_o}{\%\text{ падения } P_з}$ за определенный период эксплоатации.
9. Индекс зависимости дебита от давления; показатель n в уравнении

$$\frac{Q_{o_1}}{Q_{o_2}} = \frac{P^n_{з_1}}{P^n_{з_2}}.$$

10. Индекс времени для установления стабилизации давления в закрытой скважине, число минут и форма кривой.
11. Индекс времени для установления сталибизации дебита в открытой скважине, число минут и форма кривой.

Обычный индекс продуктивности и индекс удельной продуктивности мы в число нужных индексов не вводим.

Может быть и в нефтяное дело следовало бы ввести некоторые из перечисленных индексов.

Знание указанных индексов помогает выяснению правильного технологического режима скважины и рациональной системы разработки месторождения.

Глава IX

ХАРАКТЕР ДВИЖЕНИЯ ГАЗА ПО ПЛАСТУ К СКВАЖИНЕ

До начала эксплоатации газ в пласте стоит неподвижно и имеет статическую инерцию. Эту инерцию при начале эксплоатации газ преодолевает не сразу. Когда скважина вступила в эксплоатацию, она создаёт вокруг себя в пласте понижение давления. Сначала оно возникает только в непосредственной близости от скважины и затем распространяется во все стороны. Это понижение давления не идёт равномерно. Оно идёт ступенями, но ступени имеют малую амплитуду. Малый перепад давления между пластом и скважиной может и не сдвинуть газ с места. Этому мешает, во-первых, инерция неподвижно стоящих газовых масс и, во-вторых, много всяких других препятствий. Вязкость сильно сжатого газа выше его вязкости при атмосферном давлении. Он распределён мелкими порциями в порах, каналах. Есть притяжение между стенками пор и газом. Есть прилипание газа к твёрдому телу. Действует сила сцепления. Существует закон неразрывности газовой струи. Путь газа по пласту к скважине имеет очень извилистую форму. Каждый поворот, сужение, расширение, обтекание угла и т. д. есть «местное сопротивление». Чтобы преодолеть все эти препятствия, нужен увеличенный перепад давления. Сначала он достигается только у стенок скважины, в особенности если при освоении скважины создаётся большой вакуум сзади поршня, быстро идущего кверху. Сначала в скважину идёт газ, находящийся

очень близко от скважины. Он создаёт перепад давления. Это понижение давления распространяется по пласту не равномерно, а ступенями, так как для вовлечения в движение новых масс газа нужно накапливание понижения давления, и на это требуется время. Пласт отдаёт газ отдельными порциями, и они идут к скважине волнами. Эти порции можно назвать гидравлическими квантами.

Периоды и кванты в атомных излучениях очень малы. Периоды и кванты в волнах газа имеют крупные размеры. К изучению движения газа по пласту к скважине нужно приложить квантовую волновую механику и массово-статистический метод.

Мы видели много нефтяных и газовых фонтанов. Все фонтаны пульсируют, но характер пульсации разный. Если бы газ шёл по пласту не волнами, а равномерно и одинаково, пульсации не было бы.

Неурегулированный газовый фонтан из чисто газового пласта, в котором нет нефти, а пластовая вода находится далеко от скважины, имеет мелкую и частую пульсацию. Периоды и ступени пульсации — малые. Газово-нефтяной фонтан имеет пульсацию большой амплитуды. Иногда газ чередуется с нефтью. То выбрасывается клуб газа, то идёт волна пенистой нефти.

Если замерять последовательно через короткие промежутки времени трубкой Пито дебит газового фонтана в течение начального периода его действия, всё время получаются разные цифры. Сначала дебит ступенями возрастает. Это идут к скважине всё новые и новые волны газа со всё более и более отдалённых расстояний. Затем дебит колеблется около какой-то средней цифры. Он то возрастает, то уменьшается. Затем дебит ступенями понижается. Это начинается истощение пласта на большой площади.

Если скважина эксплоатируется рационально, с малым процентом отбора, то ввиду большого противодавления на пласт и малого перепада давления по пласту, казалось бы, газ должен итти к скважине спокойно и равномерно и пульсации не должно быть. И, однако, пульсация есть. Об этом говорят показания счётчика, установленного на газопроводе около скважины. Главная часть пульсации поглощается чок-ниппелем или орифайсом. Но и после чок-ниппеля есть малая пульсация даже в том случае, если давление в газопроводе после чок-ниппеля не колеблется от каких-нибудь других причин. Об этом так говорит J. Diehl [1]: «Течение газа из скважины в газопровод никогда не бывает постоянным и одинаковым. Оно все время испытывает небольшие колебания». Бумажные круги, снятые с автоматически записывающих счётчиков, всегда имеют волнистые линии записей.

---

[1] J. D i e h l. «Natural Gas Handbook», стр. 389.

Глава X

ГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАК ДВУХФАЗНАЯ СИСТЕМА

В газовом месторождении газ находится над водой. В газово-нефтяном месторождении, имеющем газовую шапку, газ находится над нефтью. Это — двухфазные месторождения. Между фазами есть взаимодействие. Часть газа растворена в жидкости. Количество растворённого газа зависит от четырёх факторов:

1. Температура.
2. Давление.
3. Состав газа.
4. Состав жидкости.

Углеводородные газы в нефти растворяются в значительно больших количествах, чем в воде, но и вода при большом давлении может содержать много растворённого газа. При понижении давления часть растворённого газа выделяется соответственно новому давлению и переходит в газовую шапку. Предположим, что давление понизилось вдвое. Значит, половина растворённого газа должна перейти в газовую шапку.

При 1° С и при атмосферном давлении 1 $м^3$ воды растворяет 54,49 $л$ метана. Приблизительно такую же растворимость имеет и природный газ. Растворимость пропорциональна давлению. Повышение температуры понижает растворимость по следующей формуле:

1 $м^3$ воды при $T^к$ растворяет следующие количества $м^3$ метана.

$$0{,}05449 - 0{,}001807T + 0{,}00001028T^2. \qquad (48)$$

Здесь T — абсолютная температура.

Если в газовом месторождении давление в пласте равно 60 *ата*, то вода под газом содержит более 3 $м^3$ растворённого газа в каждом $м^3$ воды. Количество пластовой воды под газом в большинстве случаев очень велико. Эти громадные количества растворённого газа есть дополнительный резерв, из которого газ поступает в газовую шапку по мере снижения давления при эксплоатации. При общепринятых методах подсчёта запасов газа в месторождениях эти запасы не учитываются. Их надо учитывать.

Принято считать, что взаимодействие между газовой шапкой и жидкостью, лежащей под газовой шапкой, идёт по уравнению Дальтон-Рауля.

$$Py = px. \qquad (49)$$

Здесь P — абсолютное давление на всю систему;

p — упругость паров данного вещества в чистом виде при данной температуре (углеводород, N_2, CO_2, H_2O и прочие составные части в системе жидкость — газ);

y — мольная фракция данного вещества в газовой фазе;

x — мольная фракция данного вещества в жидкой фазе.

Таким образом, не только отдельные углеводороды могут быть и в газе, и в жидкости, но и часть воды должна быть в газовой шапке.

Так как p — постоянно, то при уменьшении P увеличивается y, и часть углеводородов переходит из воды в газ.

Уравнение Дальтон-Рауля служит основой расчётов работы трапов, отделяющих газ от нефти, проектирования газо-бензиновых и нефтеперегонных заводов и т. д. На практике от уравнения Дальтон-Рауля наблюдаются большие отклонения, доходящие для некоторых углеводородов до 162%. Эти отклонения обычно объясняются «фугасностью», для которой составлены формулы, диаграммы и таблицы. Диаграммы разных авторов противоречат одна другой. Мы считаем, что теория фугасности не объяснила отклонений от уравнения Дальтон-Рауля. Отклонения имеют не одну, а несколько причин. Одной из причин служит явление пересыщенных растворов.

Предположим, что мы имеем газовое месторождение в виде газовой шапки над водой, и давление в пласте 100 *ата*. В каждом $м^3$ воды растворено 5 $м^3$ газа. Затем предположим, что при эксплоатации давление медленно, постепенно и равномерно понижалось и дошло до 50 *ата*. По закону Генри, половина газа должна выделиться из раствора. Но фактически весь газ продолжает оставаться в растворе. Получился пересыщенный раствор. Он может оставаться таким при некоторых условиях неопределённо долгое время. Молекулярная физика объясняет это явление следующим образом. Выход газа из раствора состоит в образовании внутри жидкости мельчайших пузырьков газа. Такие пузырьки возникают внутри жидкости с большим трудом и сами собой возникнуть не могут. Мельчайший пузырёк газа в жидкости испытывает направленное к его центру давление, обусловленное поверхностным натяжением и выражающееся формулой.

$$p = \frac{2\sigma}{r}. \tag{50}$$

Здесь p — избыточное давление внутри пузырька сверх окружающего давления;

σ — сила поверхностного натяжения жидкости, выраженная в динах на 1 *см* длины;

r — радиус пузырька, выраженный в *см*.

Если бы пузырёк возникал в жидкости, вначале он должен был бы иметь радиус одного порядка с расстоянием между молекулами, т. е. порядка 10^{-8} *см*. Это создаёт такое огромное давление на пузырёк, что давление газа внутри пузырька не может его преодолеть, и пузырёк должен сжаться. Даже если мы возьмём величину пузырька в 100 раз больше этого, мы получим:

1) для возникновения пузырька в нефти

$$p = \frac{2 \times 31}{1 \times 10^{-6}} = 58{,}3 \ am \tag{51}$$

и 2) для возникновения пузырька в воде

$$\frac{2 \times 72.5}{1 \times 10^{-6}} = 136{,}2 \ am. \tag{52}$$

Здесь 31 — поверхностное натяжение нефти среднего удельного веса, а 72,5 — поверхностное натяжение воды при 20° С. Поэтому при не очень большом понижении давления пузырьки газа ни в нефти, ни в воде не возникнут, и жидкость останется в состоянии пересыщенного раствора, причём вода под газом значительно долее может оставаться пересыщенным раствором, чем нефть под газом, так как её поверхностное натяжение почти в 2,5 раза выше, чем у нефти. Лабораторные опыты показали, что пузырьки газа или пара внутри жидкости возникают легче всего из пузырьков воздуха не слишком малого радиуса, обыкновенно прилипающих к стенкам сосуда при наполнении сосуда жидкостью. Внутри такого пузырька воздуха и может происходить выделение газа из жидкости, вследствие чего пузырёк растёт, наполняясь газом, и чем дальше, тем легче идёт его рост, так как в уравнении (59) увеличивается r и, следовательно, уменьшается p. Чем больше величина пузырька, тем меньше его сжимает сила поверхностного натяжения. Достигнув известной величины, пузырёк отрывается от стенки сосуда и всплывает на поверхность жидкости. Таким образом пузырьки воздуха могли бы быть центрами, около которых начинается выделение газа из пересыщенного раствора. Такими же центрами могут служить пылинки, так как возникающие вокруг них пузырьки газа уже с самого начала имеют не слишком малый радиус кривизны. Но в газовом или нефтяном месторождении и в воде под газом воздуха нет.

Явления образования пузырьков газа в жидкости изучал на лабораторных моделях месторождений профессор Питтсбургского университета Айонель Гардеску и пришёл к следующим выводам[1]:

Пузырьки газа в нефти или в воде могут возникнуть только при эксплоатации месторождения. До эксплоатации в месторождении их не бывает. Бывает только газ в виде газовой шапки и газ, растворённый в жидкости под газовой шапкой. Пузырьки могут возникнуть только в сильно пересыщенном растворе, т. е. после сильного и быстрого понижения давления, а это бывает только на малом расстоянии от скважины, дающей большую добычу. Не очень сильно пересыщенный раствор может неопределённо долгое время, находясь в относительном покое, содержать газ в растворе, не выделяя пузырьков. Скважина, эксплоатирующаяся с малым процентом отбора, не в состоянии вызвать образования пузырьков в пластовой воде, пересыщенной газом. Чтобы пузырьки начали выделяться, нужны дополнительные условия, которыми могут быть:

1. Присутствие особых ядрышек, на которых выделяются пузырьки
2. Сильное сотрясение пересыщенного раствора
3. Введение в раствор газового пузырька
4. Большое снижение давления

Природа «ядрышек» не выяснена. На чистом кварце или кальците пузырьки газа не выделяются.

---

[1] I. I. Gardescu. Behavior of Gas Bubbles in Capillary Spaces. Am. Inst. Min. and. Met. Engineers, «Petroleum Development and Technology», 1930, стр. 351—370.

Выделение газа из раствора приносит пользу в двух отношениях:
1) увеличивает количество газа в газовой шапке и
2) повышает давление в пласте.

Растворённый газ не увеличивает давления в пласте. Выделившись из раствора, газ повышает давление. Поэтому желательно, чтобы при эксплоатации газ своевременно выделялся по мере понижения давления. Но фактически дело обстоит иначе. Газ выделяется периодически, ступенями. При эксплоатации давление медленно и также ступенями понижается, но газ долго не выделяется. Пересыщенность раствора возрастает. Наконец она доходит до такой величины, при которой газ больше не может держаться в растворе, и некоторое количество газа сразу выделяется. Повышается давление, и раствор делается ненасыщенным. При дальнейшей эксплоатации давление постепенно понижается. Раствор снова превращается в пересыщенный. Его пересыщенность увеличивается, и так далее в том же порядке.

Предположим, что в разработку вступило газовое месторождение, имеющее форму широкого купола с очень пологими крыльями, и весь газ лежит на пластовой воде. Давление в пласте большое. Вода под газовой шапкой в таком случае насыщена газом. Предположим, что скважины эксплоатируются с малым процентом отбора, и давление в пласте медленно понижается. Процесс эксплоатации будет состоять из следующих чередующихся стадий:

I. Медленное понижение давления при эксплоатации.
Вода превращается в раствор, пересыщенный газом.
Пересыщенность возрастает.
II. Пересыщенность достигла величины, при которой вода больше не может держать в себе газ. Сразу выделяется часть газа.
Давление в пласте возрастает. Раствор превращается в ненасыщенный.
I. Медленное понижение давления при эксплоатации.
Вода превращается в раствор, пересыщенный газом.
Пересыщенность возрастает.
II. Пересыщенность достигла величины, при которой вода больше не может держать в себе такое количество газа.
Сразу выделяется часть газа. Давление в пласте возрастает.
Раствор превращается в ненасыщенный.
И так далее в том же порядке.

В общем, несмотря на небольшие временные возрастания давления, при эксплоатации давление понижается.

Таким образом и давление даже при одинаковом малом проценте отбора понижается волнообразно, ступенями, и поступление газа в скважины идёт волнообразно, ступенями, так как периодически в газовую шапку поступают из воды всё новые и новые порции газа. Это периодическое выделение газа из воды также походит на излучение мельчайших материальных частиц молекулами и атомами, идущее отдельными квантами. Как в атомной и молекулярной области периодически исходят «волны материи», так пластовая вода под газовым месторождением выделяет периодически «волны газа». Разница в размерах. Периоды и кванты в атомных излучениях — очень малы. В выделениях газа из воды газового месторождения они имеют очень крупные размеры — более крупные, чем те «гидравлические кванты», о которых сказано выше. Эти кванты периодического выделения газа

из пластовой воды мы назовём «фазными квантами». Их сущностью является взаимодействие фаз двухфазного месторождения.

Жизнь газового месторождения есть сложный процесс. Она состоит из периодического выделения гидравлических квант и из периодического выделения фазных квант. Крупные и редкие волны фазных квант накладываются на мелкие частые волны гидравлических квант. Каждая крупная фазная волна имеет внутри себя много мелких волн гидравлических квант. Если бьёт газовый фонтан, он имеет пульсацию двух категорий: мелкую и крупную.

Разобраться в этих процессах можно только при помощи «квантовой волновой механики» и массово-статистического метода, которые и следует применить к изучению процессов движения газа по пласту к скважине.

В более резко выраженной форме описанное периодическое выделение газа из жидкости происходит в газово-нефтяных месторождениях, в которых газовая шапка лежит на нефти. Пересыщенная газом нефть содержит при одинаковых давлении и температуре в 10 или 12 раз больше газа, чем пересыщенная газом вода. Периоды выделения газа из нефти под газовой шапкой более короткие и происходят чаще, чем периоды выделения газа из воды в чисто газовом месторождении, но количества выделяющегося за отдельный период газа могут быть и не меньше, чем в чисто газовом месторождении.

Таким образом ни в газово-нефтяном, ни в чисто газовом месторождении взаимодействие фаз не идёт в точности по уравнению Дальтон-Рауля. Оно лишь стремится приблизиться к нему и наиболее приближается в те моменты, когда лишняя часть газа выделяется из сильно пересыщенного раствора, а затем, процесс направляется в другую сторону.

По уравнению Дальтон-Рауля в месторождении всегда должно существовать равновесие фаз. Следовательно, вода или нефть под газовой шапкой всегда должна находиться только в состоянии насыщения для данного давления и данной температуры. Ни перенасыщения, ни недонасыщения не должно быть. Фактически взаимодействие фаз идёт то выше, то ниже этой грани насыщения, и большей частью выше, так как перенасыщение при понижении давления вызывается определёнными молекулярными силами и явлениями, слагающими природу вещества. Казалось бы, при этом недонасыщение не должно случаться. Фактически оно также периодически возникает после каждой II стадии по двум причинам:

1. Когда во время II стадии лишняя часть газа выделяется из сильно пересыщенного раствора, этот выходящий газ увлекает с собой и некоторое количество того газа, который по уравнению Дальтон-Рауля должен оставаться в растворе. Раньше газ не мог выделяться потому, что не было пузырьков, в которые он мог бы вливаться. Теперь пузырьки есть, и в них легко идёт даже газ, который должен был бы оставаться в растворе. Поэтому раствор, выделяя лишний газ, выделяет еще некоторое количество газа и превращается из пересыщенного не в насыщенный, а в недонасыщенный.

2. Выделение из раствора значительных количеств газа, который раньше был связан, а теперь свободен, повышает давление в пласте,

а при новом давлении даже насыщенный раствор делается недонасыщенным.

Всё это отражается и на давлении в районе каждой эксплоатирующейся скважины. Каждая скважина окружена концентрическими полосами разных давлений. Полосы то пониженного, то повышенного давления чередуются и медленно идут к скважине, постепенно заменяясь новыми полосами. Поперечный разрез через все эти полосы даёт волнистую линию, наклоненную к скважине, так что в общем имеется понижение давления к скважине, но оно имеет вид не прямой наклонной, а ступенчато-волнистой.

Это отражается и на дебите. Периодическое вливание в газовую шапку новых порций газа из раствора периодически и временно повышает дебит. Периодическая смена давлений то повышает, то понижает дебит. Как и давление, дебит каждой скважины пульсирует.

Краснокамск — газово-нефтяное месторождение. В начале его разработки газовой шапки не было. Весь газ был растворен в нефти и в воде. В первое время скважины давали около 25 *т* нефти на скважину в сутки. Эта добыча быстро понижалась. При этом возрастал «газовый фактор» (число $м^3$ газа, выделяющегося из скважины, на 1 *т* добываемой нефти). М. И. Максимов считает, что газовый фактор был в 1938 г. — 122,1, в 1939 г. — 224,8 и в 1941 г. — 304,5 [1]. При этом газовый фактор возрастал не равномерно, а скачками, то увеличиваясь, то временно уменьшаясь. Дебит газа из одной и той же скважины сильно колебался. Исследовавший процессы добычи нефти и газа на этом месторождении геолог Н. Т. Линдтроп в личной беседе с нами говорил, что «газ идёт по пласту к скважинам волнами».

Ввиду малой добычи нефти, малой пористости и низкой проницаемости пластов нужно думать, что в Краснокамске лишь некоторая часть газа была растворена в нефти, а остальная была растворена в пластовой воде под нефтью и рядом с нефтью. Краснокамский газ содержит много азота — в среднем 51,8% по объёму. Азот имеет очень малую растворимость в нефти. Трудно думать, что весь этот азот, идущий вместе с углеводородами к скважинам, был растворён в нефти. Правда, его растворимость и в воде невелика (лишь 28 *л* в 1 $м^3$ воды при 1 *ата* и 1° С), но зато воды много, и она была под большим давлением.

Г. Т. Михалевич и Н. С. Меламед в течение ряда лет производили замеры дебита нефти и газа разных скважин. Из таблицы, составленной этими геологами, мы взяли сведения по двум скважинам и изложили их в табл. 56 и 57.

Противодавления на пласт не было. У устья скважин все время было атмосферное давление. Нефть добывалась насосами и не мешала выходу газа, так как откачивалась почти до дна. Добыча после первоначального быстрого падения была малая: от 1 до 4 *т/сутки*. В скв. № 7 были обнажены пять пластов: от I до V, а в скв. № 22 — четыре: от II до V. Итак, давление со стороны скважин на пласты было все

[1] См. ст. Максимова в брошюре «Вопросы добычи нефти и бурения на промыслах Второго Баку», 1943, стр. 65.

Таблица 56

Суточный дебит газа из скв. № 7 Краснокамска

Дата замера	Дебит газа, *м³/сутки*	Дата замера	Дебит газа, *м³/сутки*
13/V 1936	400	13/II 1940	479
5/X 1938	276	19/II 1940	119
23/X 1938	285	7/III 1940	173
11/V 1939	126	17/V 1940	230

Таблица 57

Суточный дебит газа из скв. № 22 Краснокамска

Дата замера	Дебит газа, в *м³/сутки*	Дата замера	Дебит газа, *м³/сутки*
24/IX 1937	560	19/XII 1937	104
29/IX 1937	750	11/XII 1939	562
3/IX 1937	650	14/II 1940	100
6/X 1937	860	7/IV 1940	75
9/X 1937	390	21/IV 1940	81
12/X 1937	631	26/V 1940	223

время одинаковое, а дебит газа — разный. Волны газа, шедшие к скважинам, фактически были гораздо более частые, чем это показывают таблицы, составленные с пропуском очень большого количества дней.

Такие же сильные вариации дебита газа видны и по остальным многочисленным скважинам, вошедшим в таблицы Г. Т. Михалевича и Н. С. Меламеда.

При вариациях дебита изменялся и состав газа. Даже газ, идущий из одной и той же скважины, в разное время имел разное содержание азота. Так, например, содержание азота в газе, выходившем из скв. № 7, было последовательно в разное время такое: 33,61%; 30,1%; 56,94%; 67,5%; 69,7% и 52%.

Очевидно, периоды выхода азота из раствора не совпадали с периодами выхода метана, этана и других углеводородов, так как растворимость этих газов разная.

Все это сильно осложняло процессы движения газа по пластам и создавало пульсации дебита, тем более что газ разного состава имеет различный удельный вес и различную вязкость.

Глава XI

ТОРПЕДИРОВАНИЕ СКВАЖИН

ИСТИННОЕ ЗНАЧЕНИЕ ТОРПЕДИРОВАНИЯ

Большие количества газа могут находиться в растворенном состоянии под газовой шапкой в воде, пересыщенной газом. Если газ добывается из газовой шапки с малым процентом отбора и давление в пласте понижается очень медленно, этот газ в пересыщенном растворе может находиться долгое время, а он нам нужен, во-первых, как газ, и, во-вторых, для повышения давления. Выше были перечислены условия, могущие вызвать выделение газа из раствора. Вторым условием является «сильное сотрясение пересыщенного раствора». Это условие мы можем выполнить торпедированием. Взрыв нитроглицерина в какой-либо скважине недалеко от контакта газ—вода может дать сотрясение на большой площади и вызвать выделение газа из раствора.

В СССР торпедирование скважин мало распространено и производится в большинстве случаев неудовлетворительно. Применяются взрывчатые вещества недостаточной силы. Нет полного понимания роли торпедирования. В США торпедирование скважин имеет широкое распространение, но и там нет полного понимания значения торпедирования. Ходячее мнение, принятое и в СССР, заключается в том, что торпедирование создает трещины в пласте вокруг той скважины, где сделан взрыв, и по этим трещинам к скважине притекает нефть или газ. Но так как трещины образуются только в твердых породах, как, например, в песчанике или известняке, торпедирование по общепринятому мнению не принесет пользы в мягких породах, например, в песке.

Некоторые исследователи в США высказывали сомнения, что причиной увеличения добычи от торпедирования является образование трещин в породе пласта. Да и действительно, едва ли такие трещины могут далеко итти. Между тем увеличение добычи от торпедирования иногда получается очень большое, необъяснимое короткими трещинами. Часто получается увеличение дебита на несколько сот процентов. Эта увеличенная добыча, постепенно уменьшаясь, иногда длится долго. В некоторых районах одни и те же скважины торпедируют периодически, например, через каждые 1,5 года или несколько чаще, и каждый раз получают увеличение добычи, правда, в убывающей прогрессии. Это увеличение добычи трудно объяснить трещинами. Вообще результаты торпедирования, по мнению некоторых исследователей, содержат много необъяснимого. Так, например, делают взрыв в одной скважине, а добыча увеличивается не только у этой скважины, но и в других скважинах, иногда находящихся довольно далеко. Тут уж трещины не при чем. Взрыв в одной скважине не может создать трещины, радиально расходящиеся от других скважин. В монографии о нитроглицеринном торпедировании скважин[1],

[1] Напечатано в издании «Амер. института горных инженеров и металлургов», 1929 г.

C. O. Rison откровенно сознается, что объяснить столь сильное увеличение добычи, которое создается торпедированием, он не может.

Многие думают, что торпедирование следует применять только к бедным или истощенным пластам. Это — не верно. В США многократно торпедировали и богатые скважины, получая увеличение дебита.

Мы полагаем, что главная роль торпедирования как нефтяных, так и газовых скважин заключается не в образовании трещин. Конечно, торпедирование может давать и трещины, но главная суть не в этом.

Взрыв на дне скважины производит сотрясение окружающей местности. Вследствие этого сотрясения жидкость, насыщенная газом, выделяет газ из раствора; повышается давление и увеличивается добыча. Сотрясение переводит газ из растворенного в газообразное состояние, из неактивного в активное.

При таком понимании все необъяснимые результаты торпедирования делаются объяснимыми.

Возможность повторять торпедирование через определенные длительные промежутки времени объясняется так.

После первого торпедирования лишнего газа в жидкости нет. Жидкость недонасыщена газом. Давление поднялось. При эксплоатации давление медленно понижается. Жидкость становится насыщенной и затем перенасыщенной. Это состояние перенасыщения могло бы продолжаться долго, но делается новое торпедирование, лишний газ выходит из раствора, давление повышается, затем медленно понижается и так далее в том же порядке.

Промежутки между торпедированиями не должны быть особенно короткими. Опыт в США показал, что слишком частое торпедирование через короткие промежутки в 1 или 2 месяца не приносило пользы. Наилучшие результаты получались при промежутках длительностью от 6 месяцев до 1,5 лет в зависимости от процента отбора. Чем меньше процент отбора, тем длительнее должны быть промежутки.

Увеличение добычи в соседних скважинах объясняется тем, что эти скважины находятся в районе, охваченном сотрясением. Взрыв сотрясает пласт на большой площади вокруг скважины. Сейсмические волны идут далеко. Эти волны вызывают выделение пузырьков газа из пересыщенной жидкости. Взрыв в одной скважине помогает добыче других скважин.

Этим объяснимы и хорошие результаты торпедирования в мягких породах. Отпадает необоснованное ограничение торпедирования только районами твердых пород. Следует производить торпедирование и в Баку. Сейсмические волны идут через всякие породы.

В США иногда скважины с малой насосной добычей нефти после торпедирования переходили на фонтанирование. Так много газа иногда выделяло торпедирование из жидкости.

До сих пор считалось, что торпедирование и обработка соляной кислотой — процессы одного порядка. Они улучшают, увеличивают или расширяют пути газа или нефти к скважинам. Действительно, торпедирование, создающее новые трещины около скважины, можно сопоставить с кислотной обработкой, расширяющей каналы в пласте. Но, кроме этого, торпедирование играет другую, более важную роль,

которой кислотная обработка не имеет. Она не заменяет торпедирования. Торпедирование необходимо. Но, кроме него, можно производить и кислотную обработку, которая во многих случаях дает очень хорошие результаты.

ВЫБОР ВЗРЫВЧАТОГО ВЕЩЕСТВА

Для торпедирования большое значение имеет выбор взрывчатого вещества. В США доказано, что наилучшие результаты дает жидкий нитроглицерин. Были испытаны всевозможные взрывчатые вещества, начиная с пороха и кончая тринитротолуолом и взрывчатыми газами. Остановились на трех:

1. Жидкий нитроглицерин.
2. «Solidified nitroglycerin» (застывший нитроглицерин), называемый также «взрывчатым желатином». Он состоит из смеси от 90 до 97% жидкого нитроглицерина и от 3 до 10% растворимого хлопчатобумажного коллодиума и не имеет жидкой консистенции.
3. Желатиновый динамит, содержащий 72% нитроглицерина и не находящийся в жидком состоянии.

Наиболее широко применяется жидкий нитроглицерин. Нитроглицерин должен применяться свежий, только что приготовленный. Возить его издалека нельзя. Перевозка нитроглицерина по железным дорогам запрещена.

Неудовлетворительные или мало удовлетворительные результаты торпедирования скважин в СССР, может быть, объясняются неправильным выбором взрывчатого вещества или его недостаточной свежестью. Аммонал или аммонит нужно считать материалом, дающим недостаточную силу взрыва.

В очень многих газовых районах США торпедируются все скважины, с самого начала, как только они вступили в эксплоатацию, и затем периодически.

В СССР в каждом более или менее крупном газовом районе следует организовать мелкие нитроглицериновые заводы и создать кадры специалистов производства, хранения и транспорта жидкого нитроглицерина и специалистов торпедирования скважин. Само производство жидкого нитроглицерина — очень простое дело, и для него нужно немного материалов: глицерин, азотная кислота, серная кислота и двууглекислая сода. Но нужна большая осторожность во время приготовления, хранения, транспорта и применения нитроглицерина. Все это в США выяснено и имеется обширная литература.

ОПЛАВЛЕНИЕ СТЕНОК ПЛАСТА

При торпедировании нужно остерегаться «обжечь пласт». Иногда наливают нитроглицерин прямо на дно скважины и производят взрыв. В некоторых случаях это дает неплохие результаты, а иногда вместо пользы получается вред. При взрыве жидкий нитроглицерин превращается в газы по такой реакции:

$$4C_3H_5(NO_3)_3 = 12CO_2 + 10H_2O + 6N_2 + O_2. \qquad (56)$$

1 *кг* нитроглицерина дает 4,437 $м^3$ газа, исчисленные при стандартной температуре. Этот газ имеет температуру 3470° С и объём или давление соответственно этой температуре. Объём газа увеличивается в 12,7 раза, но так как места для этого на дне скважины нет, то вместо увеличения объёма соответственно возрастает давление. Все это происходит моментально. Температура в 3470° С обжигает стенки скважины и расплавляет некоторые минералы пласта. Стенки оплавляются. Поры и каналы закупориваются. Если был таким образом торпедирован нефтяной пласт, нефть разлагается, выделяя газы и кокс или гудрон, которыми закупориваются поры.

Поэтому нитроглицерин обычно спускается в скважину в особом жестяном сосуде. Это — длинная торпеда, похожая на тартальную желонку. Предпочитают цилиндры с двойными стенками (труба в трубе); кольцевое пространство между этими стенками наполнено водой. Таким образом, возникшая при взрыве высокая температура не действует непосредственно на стенки скважины и не оплавляет пласт. Вместо жестяных иногда применяются бакелитовые торпеды.

ПЛАНИРОВАНИЕ ТОРПЕДИРОВАНИЯ

Если иметь в виду главную роль торпедирования, а не образование трещин в пласте, на газовых промыслах желательно закладывать заряд не против газоносной части пласта, а под нею, ниже контакта газ—вода. Этого пока никто не делал и не предлагал. Но это логически вытекает из понимания роли торпедирования.

Можно сотрясать газоносную породу. Сотрясение от взрыва передается и в область воды, если она недалеко. Но лучше сотрясать непосредственно воду. Это будет наиболее эффективно выделять газ из пересыщенного и даже только из насыщенного раствора, а может быть даже и из недонасыщенного.

Когда взрыв делается в сухой газоносной части, средой, передающей взрыв воде, является порода пласта. Лучше обойтись без этой передаточной инстанции и делать взрыв непосредственно в воде. Вода имеет чрезвычайно малую сжимаемость и будет хорошо реагировать на взрыв. Сейсмические волны по ней пойдут под газоносной частью пласта далеко во все стороны. Могут быть газовые скважины, имеющие забой далеко от контакта газ—вода. В них торпедирование не дает таких хороших результатов, как в скважинах, введенных в пластовую воду под газом.

Для такого торпедирования придется бурить специальные скважины. Это будут «скважины — оживительницы месторождения». Нужно разделить месторождение на квадраты и в центре каждого квадрата пробурить в верхнюю часть пластовой водоносной зоны скважину-оживительницу. Расстояние между такими скважинами устанавливается экспериментально, но ориентировочно его можно наметить и теперь.

В водоносную часть пласта такая скважина должна войти метров на 5 или на 10, и против всего этого количества метров закладывается торпеда, наполненная жидким нитроглицерином. Но можно непосредственно налить нитроглицерин на дно скважины до контакта газ—

вода, так как можно не опасаться оплавления или обжигания стенок пласта. Нитроглицерин, имея уд. вес 1,6 при 15° С, не всплывет над водой. Он не гигроскопичен, не растворим в воде и не боится воды.

Взрыв во всех взрывных скважинах месторождения нужно делать в конторе одновременно электрическим запалом по проводам одним включением аппарата для всех скважин. Этот моментально-одновременный взрыв по всему месторождению будет особенно эффективен. Мы будем сразу сотрясать все месторождение.

Длительность промежутков между периодическим торпедированием устанавливается в зависимости от процента отбора и темпа падения пластового давления при эксплоатации. На первое время при малом проценте отбора и медленном падении давления их можно установить в 1,5 года, при более значительном — 1 год и при большом — 6 месяцев. Этот вопрос решается давлением. Если давление в пласте после предыдущего торпедирования более или менее значительно понизилось, значит раствор газа в воде стал пересыщенным и пора торпедировать.

На время промежутков между торпедированием эти взрывные скважины превращаются в эксплоатационные. Из них можно добывать газ, но не с очень большим процентом отбора, чтобы не притянуть конус воды. Над водой можно поставить временную пробку, но можно и не ставить, так как и из воды будет поступать в скважину немного газа.

Для установления деталей такого торпедирования месторождения желательна научно-исследовательская работа как в лаборатории, так и на промыслах. Наиболее удобным местом нужно считать Бугурусланский район, где есть много скважин, вошедших в воду под газом, и скважин, вошедших в воду под нефтью. Желательно выяснить результаты и детали торпедирования четырех зон:

1. Водоносная зона под газом.
2. Нефтеносная зона под газом.
3. Нефтеносная зона за пределами газовой шапки.
4. Водоносная зона под нефтью.

Для увеличения добычи нефти следует производить взрывы в нефтеносной зоне. Они увеличат не только добычу нефти, но и добычу газа.

Так как вода под нефтью также пересыщена газом, следует торпедировать и водоносную зону под нефтью или рядом с нефтью.

ТОРПЕДИРОВАНИЕ ГАЗОНОСНЫХ СЛАНЦЕВАТЫХ ГЛИН

Газовые месторождения V категории, а именно газоносные сланцеватые глины, также подвергаются торпедированию. Оно особенно широко применяется на газовых промыслах восточной части штата Кентукки, где из газоносных сланцеватых глин газ добывается тысячами скважин. В некоторых местах, если бы не делать торпедирования, промышленной добычи газа не было бы. Очень многие скважины по окончании бурения не показывали никакого дебита газа, но, будучи торпедированы, начинали давать промышленный дебит и были весьма долговечны. Количество безрезультатных скважин не превышает 5%.

Торпедирование глин вошло в практику с давних времен. Первоначально торпедировались только те газоносные прослойки, которые были замечены при бурении. Но затем оказалось, что надо торпедировать всю толщу этих верхнедевонских глин, а она местами имеет мощность до 200 *м*, так как при бурении многие газоносные прослойки ничем себя не проявляли. Некоторые геологи думают, что вся эта толща газоносна, но на разных горизонтах в разной степени. В 20-х годах установилась практика сплошного торпедирования всей толщи. Для этого по окончании бурения в скважину спускается много длинных торпед, одна на другую, так что на всю мощность указанной толщи скважина наполнена взрывчатым веществом. В местах максимальной мощности такая сумма длины торпед доходит до 200 *м*. Затем все эти торпеды сразу взрываются.

В качестве взрывчатого вещества сначала применялся жидкий нитроглицерин, но затем перешли на взрывчатый желатин, содержащий 80% жидкого нитроглицерина. В среднем такое торпедирование давало увеличение дебита газа в 6 раз. Средний дебит скважин после торпедирования — около 14 160 $м^3$ на скважину в сутки.

В этой глине и под ней нет пластовой воды, так что приписывать увеличение дебита выходу газа из раствора здесь нельзя. В глине кое-где встречается в небольших количествах вода, представляющая концентрированный раствор различных солей и в том числе хлористого натрия, хлористого кальция, хлористого магния и пр. Эта вода очень сильно разъедает металлическое оборудование. Она насыщена газом, добывается из газовых скважин и пропускается через трап. Но не она дает такое увеличение дебита газа после торпедирования. Можно предполагать, что здесь мы имеем дело с «адсорбированным газом». В жидкостях газ абсорбирован, а в мельчайших порах твердых тел адсорбирован. Как известно, некоторые пористые вещества могут поглощать громадные количества газа. В одном объёме такого вещества даже при атмосферном давлении могут содержаться десятки объёмов газа (даже до 172 объёмов). В сланцеватых глинах есть поры разных форм и размеров. Некоторые из них обладают способностью поглощать большие количества углеводородного газа. Но этот газ связан и из пор не выходит. Может быть, сильное сотрясение, причиняемое взрывом, его освобождает.

ДОБЫЧА АДСОРБИРОВАННОГО ГАЗА

Известно, что газовые молекулы притягивают друг друга. Сила притяжения молекул иначе называется силой сцепления. Она характеризуется величиной $\frac{a}{v^2}$ в известном уравнении Ван-дер-Ваальса.

$$\left(P + \frac{a}{v_2}\right) \cdot (v - b) = nRT. \qquad (53)$$

Здесь a и b — константы для данного газа, n — число молей, а P, v, R и T — общеизвестны из уравнения Клапейрона;

[1] Van der Waals, «Zeitschrift für Physikalische Chemie», 1890, т. 5, стр. 133 — 173.

b — есть объём самих молекул;

$v—b$ — свободное от молекул пространство, в котором могут происходить движения газовых молекул.

Величина $\frac{a}{v^2}$ называется также внутренним давлением.

В порах газоносного пласта и в порах газоносных сланцеватых глин имеется давление P, под которым находится газ. К этому давлению надо прибавить величину $\frac{a}{v^2}$, так как эта сила действует в том же направлении. Она является причиной отклонения от закона Бойля или Мариотта. Благодаря ей газ в пласте сжат сильнее и занимает меньший объём, чем полагается по закону Бойля. Обе силы, P и $\frac{a}{v^2}$ стремятся уменьшить расстояния между молекулами. Им противодействует кинетическая энергия газовых молекул, стремящаяся отодвинуть молекулы друг от друга. Благодаря ей газовые молекулы находятся в постоянном движении. Кинетическая энергия определяется размером температуры. Силы P и $\frac{a}{v^2}$ действуют во всех состояниях вещества. Кинетическая энергия газовых молекул действует только в газовой фазе. Молекулы газа притягиваются не только друг другом, но и другими соседними веществами как жидкими, так и газообразными. Притяжение идет по закону Ньютона. Оно пропорционально массам и обратно пропорционально квадратам расстояний. Притяжение или сцепление молекул есть причина образования упругой эластичной пленки на поверхности жидкости. На поверхности пор и каналов в газоносном пласте также образуется упругая эластичная пленка сгущенного газа. Эта пленка состоит из очень многих слоев молекул газа, потерявших кинетическую энергию. Притяжение газовых молекул твердым телом преодолело кинетическую энергию газа. В этой пленке газовые молекулы связаны. При добыче газа из скважин они не идут по пласту к скважинам. Суммарная поверхность пор и каналов в газоносном пласте очень велика. Преобладающая фракция Бартлесвильского пласта, дающего газ во многих месторождениях Канзаса и Оклахомы, состоит из песка, зерна которого проходят через сетку в 100 мешей и не проходят через сетку в 150 мешей. Средний диаметр этих зерен равен 0,147 *мм*. 1 $м^3$ такого песка содержит 8 639 $м^2$ поверхности пор, и все эти стенки могут быть покрыты сгущенной пленкой газа.

Сгущенная пленка газа на поверхности твердого тела имеет внутреннее давление намного больше окружающего давления. В ней газ находится в особом состоянии. Возникшая пленка сама начинает притягивать молекулы из газа и этим увеличивать свою толщину. Но это увеличение толщины оканчивается, когда внешний слой молекул находится на таком расстоянии от поверхности твердого тела, при котором притяжение со стороны твердого тела уже недостаточно, чтобы преодолеть кинетическую энергию молекулы.

Тяжелая молекула сильнее притягивает какую-нибудь другую молекулу, чем легкая. Это взаимное притяжение характеризуется величиной a уравнения Ван-дер-Ваальса. Если $V = 1$, то при 0° Ц и при давлении 1 ата a имеет величины, указанные в таблице 58.

Таблица 58

Величина a в уравнении Ван-дер-Ваальса

Углеводород	a	Углеводород	a
Метан	0,0045	*н*-Бутан	0,0290
Этан	0,0107	*н*-Пентан	0,0380
Пропан	0,0170	*н*-Гексан	0,0490

В пленке сгущенного газа на стенках пор и каналов наименее крепко держатся молекулы метана. Повидимому, их легче всего оторвать от притягивающей стенки пор. Мы думаем, что торпедирование, сильно сотрясая породу, выполняет эту задачу. Оно отрывает не все молекулы, а лишь те, которые сидят наименее крепко. Анализы газа, добываемого из газоносных сланцеватых глин Канзаса, Оклахомы и Кентукки, показали, что газ представляет почти чистый метан. Остальные углеводороды при торпедировании не оторвались. Как выше было сказано, добыча газа из этих глин производится только при условии предварительного торпедирования. Сотрясение освобождает легкие молекулы, имеющие значительную кинетическую энергию.

Твердые пористые тела имеют избирательную способность поглощения. Они более охотно поглощают тяжелые газовые молекулы, так что из пор твердого тела можно тяжелым газом вытеснить поглощенный ранее легкий газ. Это известно из практики извлечения бензина из газа древесным углем.

Поглощение газа пористым твердым телом зависит также от природы этого тела, от размеров пор и их формы. Для определенных углеводородов нужны определенные размеры пор. Например, поры активированного угля, сделанного из скорлупы кокосовых орехов, особенно пригодны для поглощения из газа бутана, пентана, гексана и т. д. Но они поглощают и легкие углеводороды. Повидимому, кварцевый песок или песчаник не особенно пригоден для создания сгущенной пленки газа на стенках его пор и каналов. Нужны более мелкие поры и другой материал. Надо полагать, что газоносные темнобурые сланцеватые глины имеют поры, как раз подходящие для поглощения углеводородных газов. Эти глины в США были изучены как химически, так и физически и, кроме того, палеонтологически. Имеется обширная литература. Указанные газоносные глины очень богаты органическим веществом. Среднее содержание органического вещества в газоносных глинах Кентукки оказалось 18,87%. В некоторых образцах оно доходит до 58%. Есть много остатков водорослей и других организмов, живших в мелком море, близ берега. Есть углистые остатки. Выделено битуминозное вещество, названное керогеном. Содержание керогена колеблется от 1,77 до 5,14%. Глины, несмотря на горообразовательные процессы, не подвергались сколько-нибудь значительному метаморфизму. Многие из них — образования дельт. Повидимому

благодаря углистому материалу, керогену и некоторым видам органического вещества эти глины имеют и большую способность содержать в порах углеводородный газ. Геологический возраст глин Кентукки и Огайо — тот же самый, который имеют кубоидные сланцеватые глины Ухтинского района. Найдены такие же окаменелости.

В СССР, конечно, есть во многих местах газоносные темнобурые сланцеватые глины, но при вращательном бурении с глинистым раствором их газоносность не проявлялась. Она могла бы проявиться при сухом канатном бурении. Нужно внимательно относиться к темнобурым сланцеватым глинам, содержащим органическое вещество. При пробуривании таких глин нужно брать пробы и делать анализы. Если содержание органического вещества довольно значительно, следует произвести торпедирование и испытать на газоносность.

Некоторые пласты каменного угля содержат большие количества адсорбированного метана. Есть проект инж. Лио Рэнни добычи метана из пластов каменного угля горизонтальными скважинами, проводимыми из шахт и штреков. Начато осуществление этого проекта в Австралии. Для извлечения метана из угля Рэнни применяет вакуум на пласт.

Кроме темнобурой сланцеватой глины и каменного угля есть еще породы, могущие содержать в порах много адсорбированного газа. Особый интерес представляет мел. Есть очень легкие сорта мела, содержащие громадное количество мелких пор. Всю эту пористость нельзя отнести к неэффективной. Мел продувается. Очень многие поры не изолированы, а соединены друг с другом. И, однако, среди известных нам газовых месторождений только в одном мел служит газоносной породой. Это — Монро. Но тот газ, который идет в скважины, содержится в кавернах, каналах и более или менее крупных порах, созданных выщелачиванием породы, когда она была на поверхности земли. Имеется ли газ в первичных мелких порах самого мела и участвует ли он в добыче, мы не знаем.

Мел — отложение моря. Некоторые считают его глубоководным отложением. Он состоит из известковых раковин мелких организмов. Тела этих организмов представляли достаточно материала для образования больших количеств углеводородного газа. Мел мог быть материнской породой для газа. Может быть он и был ею в районе Монро, а интрузии вулканических пород под мелом могли генерировать этот газ из органического материала мела. Но главным вопросом является, содержит ли первичная мелкая пористость мела газ и может ли она отдавать его для добычи, а если для обычной эксплоатации он недоступен, то нет ли практически применяемых способов, чтобы выгнать этот крепко сидящий абсорбированный газ из мела?

Мела у нас много, особенно в Нижневолжском районе, и есть подходящие структуры. Решение вопроса о промышленной газоносности мела могло бы иметь не малое значение. Может быть, торпедирование мела освобождает часть адсорбированного газа.

Глава XII

КОНТАКТ ГАЗА И ВОДЫ

Взаимодействие газовой и жидкой фаз газового месторождения зависит от относительных размеров контакта газ — вода и общей массы газа газовой шапки. В этом отношении классификация газовых месторождений такова (табл. 59).

Таблица 59

Классификация газовых месторождений с точки зрения относительных размеров контакта газ — вода

Класс	Группа	Обозначение
I	1	Весь газ растворен в воде. Газовой шапки нет. Контакт газ — вода проходит по всем молекулам газа.
II	2	Месторождение есть газовая шапка над водой Контакт газ — вода под всей газоносной площадью
	3	Контакт газ — вода под значительной частью газоносной площади (более $^1/_2$)
	4	Контакт газ — вода под меньшей частью газоносной площади (менее $^1/_2$)
	5	Контакт газ — вода менее 0,1 газоносной площади
III	6	Контакт газ — вода отсутствует

Примером месторождения 1-й группы может служить III пласт Ухтинского района на северо-восточном склоне Тимана. Это — базальный конгломерат девона, лежащий на протерозойских метаморфических сланцах. Он залегает на своде и на северо-восточном склоне обширного подземного выступа этих сланцев и имеет среднее падение на СВ около 1,5°. В начале северо-восточного склона около свода в этом пласте есть залежь вязкой нефти уд. веса 0,95. Под ней лежит пластовая вода. Далее на СВ все поры пласта наполнены соленой водой, в которой растворен газ. В тяжелой нефти также есть немного растворенного газа. Газовой шапки это месторождение не имеет. Только скв. № 18 промысла № 3 на склоне подземного хребта дала небольшой и кратковременный газовый фонтан. Это было небольшое местное скопление газа. III пласт имеет мощность от 25 *м* в высшей точке структуры до 63 *м* на расстоянии 18 *км* от этой точки на северо-восточном склоне. Он состоит из разнородного песчаника, песка и конгломерата. Введенные в него на северо-восточном склоне сква-

жины дали переливание воды: скв. № 9 Ыджид — 608 *м*³, скв. № 213 Чибью — более 1000 *м*³, скв. № 20 Чибью — 1380 *м*³/*сутки* и т. д. Вода при выходе из скважины как бы кипит, имеет белый цвет и выделяет громадное количество пузырьков газа. Если направить воду в трап, этот газ можно собирать. В скв. № 20 вода выносила 2,138 *м*³ газа в 1 *м*³ воды. Состав газа: метана 95,5%, этана — следы, углекислоты 2% и азота 2,5%.

III пласт занимает площадь в ширину не менее 24 *км* и в длину не менее 50 *км*. Средняя пористость его — 20%. Кроме пор, есть много трещин. Запас соленой воды в этом пласте — не менее 8 000 млн. *м*³. Запас газа — не менее 16 000 млн. *м*³. Весь этот газ растворен в воде. Добывать его можно, добывая воду и пропуская ее через трап.

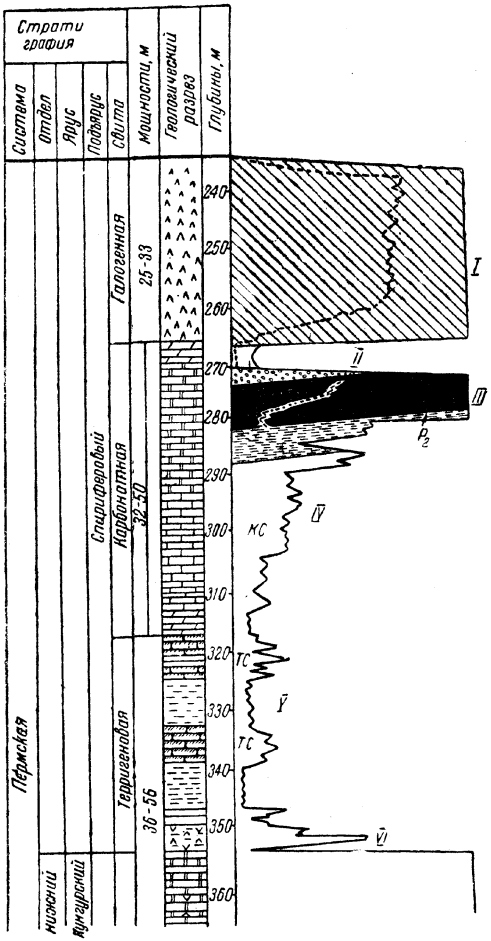
Под III пластом лежат древние сланцы, пронизанные трещинами. В этой сети трещин есть не менее 1 млрд. *м*³ соленой воды, и в ней растворено не менее 2 млрд. *м*³ углеводородного газа. Газовой шапки месторождение газа и воды в Ухтинских сланцах не имеет, но отдельные скопления газа в газообразном состоянии были найдены в нескольких местах в верхних частях трещин под девоном. Были получены небольшие кратковременные газовые фонтаны. Состав газа: метана свыше 90%; этана — следы; углекислоты 0,5%; азота — от 2,5 до 9,5% и гелия — от 0,1 до 0,37%.

В девон в Ухтинском районе пробурено свыше 700 скважин и в сланцы — также свыше 700. Тяжелая нефть из III пласта добывается шахтой. Из воды сланцев извлекаются радий и различные соли. Газ из воды сланцев идет на отопление крупного завода.

Еще один пример месторождения газа, растворенного в воде, есть источник Нарзан в Кисловодске на Северном Кавказе. Минеральная вода Нарзана залегает в трещинах известняка каменноугольной системы. Выделяясь в источнике, она несет с собой углекислый газ CO_2 в количестве 1,1 *м*³ на 1 *м*³ воды. По выходе на поверхность углекислота выделяется в виде газа. Этот газ собирают и помещают в баллоны.

Пример месторождения 2-й группы изображен на фиг. 62, стр. 317. Газовые месторождения 2-й группы весьма многочисленны. Типичным месторождением 3-й группы можно считать Бугуруслан, а некоторые его куполы, не содержащие нефти, можно отнести ко 2-й группе. Большая часть газоносной площади Калиновского и Ново-Степановского куполов Бугурусланского района расположена на пластовой воде. Небольшая южная часть — на нефти, которая клином зашла между водой и газом. Нефтеносная площадь Журавлевского и Ново-Степановского участков имеет размеры 404 *га*. Газоносная площадь над нефтью и над водой — намного больше. Мощность газоносной зоны над водой — в среднем около 17 *м*. Таким образом газ распространен очень большой площадью над водой и в сравнении с этой площадью мощность газовой залежи имеет очень малые размеры. Контакт газа и воды и взаимодействие двух фаз в Бугуруслане широко выполнены. Это должно вести за собой быстроту установления равновесия фаз после всякого нарушения этого равновесия. И однако, несомненно, после каждого понижения давления бугурусланская

пластовая вода долго бывает пересыщена газом. Нефть в Бугуруслане при понижении давления также пересыщена газом. Подошва газоносной зоны лежит на 170 *м* ниже уровня моря. Там, где газ занимает всю пористую зону и под ним нет нефти, все-равно под ним лежит вода.



Фиг. 53. Нормальный разрез Ново-Степановско-Калиновского месторождения.

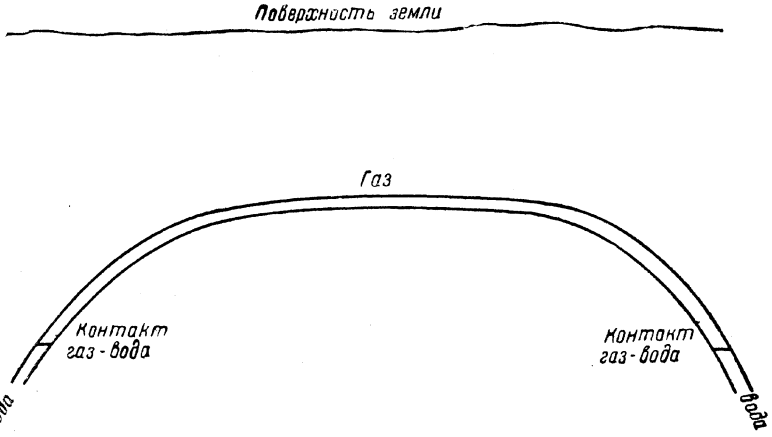
так как ниже пористой газоносной зоны залегают известняки и доломиты, имеющие меньшую пористость и также содержащие воду.

На фиг. 53 дан нормальный разрез Степановско-Калиновского месторождения.

Месторождения 4-й группы также многочисленны.

К месторождениям 5-й группы относятся такие, в которых газоносный пласт имеет сравнительно малую мощность, но большую площадь распространения и в зоне контакта газ — вода круто наклонен. На фиг. 54 изображен один из примеров такого месторождения. Месторождений 5-й группы в Скалистых горах США много.

Контакт газ — вода в месторождениях 6-й группы может отсутствовать по разным причинам. Например, газовое месторождение могло быть оторвано от пластовой воды орогеническими движениями земной коры. Оно могло передвинуться по сбросу или надвигу, благодаря чему могла утеряться связь с той частью пласта, которая занята пластовой водой. Часть газоносной площади могла остаться на водоносной части, а большая часть передвинулась в другое место и обра-



Фиг. 54. Схема месторождения, имеющего малый контакт газ—вода.

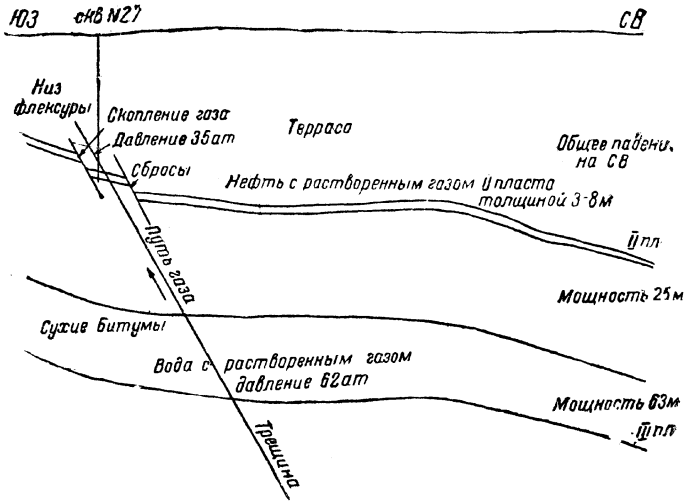
зовала отдельное газовое месторождение, не прикасающееся к пластовой воде. Типичным примером такого месторождения является богатое газово-конденсатное месторождение Тарнер-валли в штате Альберта в Канаде, на восточном склоне Скалистых гор. Сильным надвигом оно было унесено далеко от водоносной части газового пласта, и неизвестно, где осталась эта водоносная часть, представлявшая корни месторождения. Теперь газово-конденсатное месторождение Тарнер-валли нигде не прикасается к пластовой воде.

К месторождениям 6-й группы относятся газоносные сланцеватые глины восточной части штата Кентукки, не имеющие подошвенной или пластовой воды.

Узкая газоносная полоса II пласта, в которую попали газовые скв. №№ 26, 27 и 172 площади Чибью Ухтинского района, заключена между сбросами и отрезана от продолжения этого пласта как по восстанию, так и по падению слоев. В этой полосе II пласт не содержит ни воды, ни нефти. К северо-востоку гипсометрически ниже лежит нефтеносная территория II пласта, в которой было много газа. Это — газ II пласта. Газ скв. №№ 26, 27 и 172 имеет совершенно другой со-

став, одинаковый с составом газа III пласта, который лежит на 85 *м* ниже. В III пласте газ растворен в соленой воде. Очевидно, в полосу скважин №№ 26, 27 и 172 газ во II пласт поднялся по трещинам сбросов из III пласта. По этим трещинам есть затрудненное сообщение между II и III пластами. Таким образом, здесь газовая фаза находится в одном пласте, а водяная — в другом. Разрез этой части месторождения изображен на фиг. 55.

Отношение площади контакта газ — вода к газоносной площади и к мощности газовой зоны имеет большое практическое значение. От него зависят следующие явления и свойства месторождения:



Фиг. 55. Скважина № 27 Ухтинского района.

1. Количество газа, растворенного в воде под газом
2. Скорость взаимодействия фаз
3. Размеры этого взаимодействия. Влияние газа, переходящего из водяной фазы в газовую, на процессы, происходящие в газовой фазе, как например на размеры добычи, колебания давления и дебита, размеры и частота волн и пр.
4. Возможность и быстрота образования языков и конусов воды при чрезмерном отборе газа из газовых скважин
5. Система расстановки скважин по газоносной площади
6. Темп падения давления при эксплоатации. Если при понижении давления или вследствие торпедирования газ из воды переходит в газовую шапку, темп падения давления и дебита замедляется
7. Эффективность торпедирования. Система торпедирования

В месторождениях 2-й и 3-й групп не малая часть общих запасов газа содержится в растворенном виде в воде. Давление на это отношение не влияет, так как с увеличением давления одинаково возрастает как количество газа в 1 $м^3$ пор газоносной части пласта, так и в 1 $м^3$ воды под газом. Законы Бойля и Генри действуют одинаково.

Чем больше отношение площади контакта газ — вода к газоносной площади, тем эффективнее торпедирование и тем шире следует его применять. Большой эффект торпедирование водоносной зоны под газом и нефтью и нефтеносной зоны должно давать в Бугуруслане. Увеличится дебит нефтяных и газовых скважин.

Обычно в газовых и в нефтяных месторождениях пластовая вода, залегающая под газом или под нефтью, есть соленая вода. Но в месторождениях VI категории (в вулканических породах) это — пресная или почти пресная вода.

Глава XIII

ПЕРЕСЫЩЕННЫЕ РАСТВОРЫ В ПРИРОДЕ ДО НАЧАЛА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Выше мы сказали: перед началом разработки в течение длительного геологического времени в пласте, имеющем газовую шапку, установилось равновесие фаз.

В нефти и в воде растворено столько газа, сколько его могло раствориться при данном давлении и при данной температуре.

Это есть общепринятое мнение. Фактически это мнение может относиться далеко не ко всем газовым и нефтяным месторождениям. Могут быть случаи, когда до начала разработки в месторождении нет равновесия фаз. В некоторых месторождениях до начала разработки нефть или вода могут представлять пересыщенный газами раствор.

Предположим, что геологически недавно существовало месторождение, имевшее газовую шапку. Предположим, что пласт лежал в среднем на глубине 1000 *м* и имел внутреннее давление около 100 *ата*. Существовало равновесие фаз. Затем местность подверглась быстрой эрозии и денудации. Эрозия сняла 200 *м* поверхностных слоев. Нагрузка на пласт уменьшилась. Теперь в пласте давление 80 *ата*. Соответственно уменьшению давления на $^1/_5$, одна пятая часть газа должна выйти из раствора. Но она не выходит. Нет тех условий, которые, как выше мы писали, кроме понижения давления нужны для испарения из воды или нефти легких углеводородов. Жидкость превратилась в пересыщенный раствор, совершенно не соответствующий закону Генри и уравнению Дальтон-Рауля.

Вполне возможно, что аналогичная история произошла с бугурусланскими газово-нефтяными куполами. Несомненно, бугурусланский район за последнее геологическое время подвергся сильной денудации, до которой газово-нефтяные пласты лежали на более значительной глубине, чем теперь. Точных анализов газа из середины газовых шапок мы не имеем, но слышали, что газ — очень сухой, а газ нефтяных скважин, выходящий из нефти при эксплоатации, содержит бензина значительно больше. Если это так, изложенное сейчас мнение приложимо к Бугуруслану; вода и нефть Бугуруслана до начала разработки были пересыщены газом, а газ газовой шапки был недонасыщен более тяжелыми углеводородами.

Также вполне возможно, что и Бакинские районы, не имеющие растительного покрова, за последнее время подверглись сильной денудации. Состав газов бакинских месторождений, показывающий малое содержание бензина, может быть объясняется той причиной, о которой сказано выше. Приведем еще пример. На Тимане в ледниковое время, т. е. геологически недавно, лежала масса льда и снега мощностью, как некоторые думают, до 2000 *м* и давала соответствующую нагрузку на газовые и нефтяные пласты. Затем этот лед растаял, местность подверглась сильной денудации. Эта денудация Тимана продолжается и в настоящее время. Давление в пластах уменьшилось и продолжает уменьшаться. Нефть превратилась в пересыщенный раствор, а газы более или менее сохранили состав, бывший при большом давлении. Тяжелых углеводородов в них очень мало. Даже вода, залегающая в III пласте, пересыщена углеводородными газами.

На земной поверхности есть места, где происходит обратный процесс. Жидкость недонасыщена газами, а газовая шапка пересыщена углеводородами.

Это есть области опускания, главным образом геосинклинали, заносимые осадками и имеющие прогибающееся дно. Такова, например, геосинклиналь северной части Мексиканского залива, охватывающая побережье Техаса и Луизианы. Река Миссисиппи ежегодно приносит в северную часть Мексиканского залива более 577 млн. *т* терригенного материала. Есть и другие реки, впадающие с севера и северо-запада в Мексиканский залив. За время третичного периода в северной части геосинклинали скопилась толща рыхлых слоев свыше 11 *км* мощности, а под ней есть еще мягкие слои меловой системы. В третичных слоях есть много нефтяных и газовых месторождений. Параллельно с осаждением терригенного материала шло прогибание книзу дна геосинклинали. Газово-нефтяные пласты, лежавшие раньше на небольшой глубине и представлявшие прибрежные слои, теперь лежат на очень большой глубине (несколько километров). Бурением доказано, что дельта р. Миссисиппи, имеющая площадь 12 000 кв. миль, очень быстро оседает. В ней на значительной глубине найдены почва, растительный покров и современные деревья, находившиеся геологически совсем недавно на поверхности земли.

Опускание происходит не только путем изгибания слоев, но и по сбросам, т. е. не только пликативно, но и дизъюнктивно. На суше в лесу найдены сбросы, проходящие местами сквозь растущие деревья и расколовшие некоторые толстые деревья на две части. Отходит сторона, обращенная к морю. При таком быстром опускании слоев газы и нефть нефтяных месторождений не успели приспособиться к новым глубинам и новому большому давлению. Газы пересыщены тяжелыми углеводородами. Нефть и вода недонасыщены газом. Закон Генри и уравнение Дальтон-Рауля не соблюдены.

Можем ли мы назвать состояние таких газообразных и жидких пересыщенных растворов «установившимся равновесием». По уравнению Дальтон-Рауля не можем. Но мы можем применить термин «длительное неустойчивое равновесие». При нем вещество находится в напряженном состоянии, готовое перейти в другую фазу, но может не перейти очень долгое время, если для этого перехода не

все условия соблюдены. «Напряженное состояние» — явление не редкое в природе.

Кроме геосинклинали Мексиканского залива, на земле есть много областей опускания, содержащих газово-нефтяные месторождения. К числу их относятся: три геосинклинали Калифорнии; оз. Маракаибо в Венецуэле; низовья р. Амазонки, где недавно найдены нефтяные месторождения в Бразилии; северная часть Каспийского моря и низовья Волги, Терека и Сулака; низовья р. Куры; низовья р. Енисей, где найден газ; низовья р. Печоры и т. д.

Обычно денудируемые месторождения при этом поднимаются, так как под них по законам изостазии подтекает магма из-под опускающихся мест.

Итак, есть «месторождения поднимающиеся» и есть «месторождения опускающиеся». В первых вода и нефть пересыщены газами, во вторых недонасыщены. Торпедировать надо первые.

Большая часть газовых месторождений сосредоточена в поднимающихся местах, а большая часть нефтяных — в опускающихся.

Глава XIV

РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РАССТОЯНИЕ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ

Предположим, что мы имеем месторождение, содержащее один газоносный пласт, занимающий площадь 100 *км*^{2} и имеющий слабое падение. Предположим, что пласт более или менее однороден и имеет более или менее одинаковую проницаемость и приблизительно одинаковую мощность. Для равномерного покрытия такой газоносной площади при расстояниях между скважинами 1000 *м* по квадратной сетке потребуется 100 скважин, а если мы уменьшим расстояния вдвое, число скважин увеличится в 4 раза.

Число скважин обратно пропорционально квадрату расстояний. Это показывает, какое громадное практическое значение имеет расстояние между скважинами. Увеличивая расстояние в 2 раза, мы уменьшаем буровую программу в 4 раза. Уменьшатся не только капитальные затраты. Уменьшатся и эксплоатационные расходы, но не в такой степени. При больших расстояниях относительная длина газопроводов, водопроводов, кабелей, дорог и т. д., приходящаяся на скважину, будет больше, чем при малых, да и ходить по скважинам для их обслуживания придется дальше. Но все же уменьшение всех расходов при сильном сокращении числа скважин будет очень большое.

Даже малое увеличение расстояний будет очень выгодно. На дебите отдельных скважин увеличение расстояний может отозваться только в благоприятную сторону. Если при малых расстояниях есть взаимное подсасывание, уменьшающее дебит отдельных скважин, то при достаточно больших расстояниях этого подсасывания почти не будет, и все скважины будут давать почти полный дебит. Что же

касается суммарной добычи со всей площади, то результаты могут быть разные.

При слишком больших расстояниях часть газа в промежутках между скважинами может остаться недобытой, и суммарный дебит со всей площади при малых расстояниях может оказаться больше, чем при слишком больших расстояниях. Надо найти рациональное расстояние: не слишком малое и не слишком большое. Нужно добыть минимальным количеством скважин весь тот газ, который можно с выгодой добыть.

В истории газовой промышленности наблюдалось стремление ставить скважины на слишком малых расстояниях. С этого обычно начинали, и только практика показала, что на многих месторождениях то же количество газа можно было добыть меньшим количеством скважин. Применение слишком малых расстояний иногда объяснялось желанием иметь более короткие трубопроводы и дороги и более удобное обслуживание. Но это был самообман. В конце концов слишком малые расстояния обходились намного дороже.

Газовая промышленность США постепенно шла от малых расстояний к большим, и в 1941 г. пришла к расстояниям 1,6 *км*.

Подробного теоретического изучения вопроса о расстояниях между газовыми скважинами в США сделано не было.

В выборе расстояний руководствовались данными практики по разработке очень многих месторождений и в том числе почти совершенно истощенных. Практика была чрезвычайно разнообразна. Применялись и очень малые расстояния, и расстояния средних размеров, и очень большие расстояния. Число газовых месторождений в США, бывших в разработке, превысило 900, а число газовых скважин превзошло 100 000.

Существуют формулы, в которых рациональное расстояние определяется в зависимости от ряда природных факторов и некоторых факторов, характеризующих скважины.

Например, есть формулы, определяющие расстояние в зависимости от следующих факторов:

1. Проницаемость пласта.
2. Мощность пласта.
3. Индекс продуктивности.
4. Диаметр скважины.
5. Вязкость газа.

Главным из этих факторов является проницаемость пласта, но как раз эту-то величину мы в достаточной степени точно знать не можем. Проницаемость пласта есть величина чрезвычайно изменчивая. В одном и том же пласте она меняется очень сильно на малых расстояниях. Особенно изменчива проницаемость известняковых и доломитовых пластов. Иногда на коротком протяжении она меняется в пределах от ничтожной величины до 3,5 дарси[1]. Мы не можем вывести более или менее точно даже среднюю проницаемость. Как бы много кернов мы ни взяли из пласта, нет уверенности, что полученный

[1] Plummer and Tapp. «Bull. Amer. Ass. Petr. Geol.», 1943, т. 27, № 1, стр. 64.

нами средний вывод из многочисленных определений проницаемости есть действительно средняя проницаемость данного пласта. Но взять керны из очень большого числа скважин, находящихся на малых расстояниях, мы не можем, так как вообще при разработке газовых месторождений применяются большие расстояния.

Мощность пласта есть также меняющаяся величина. Нужно очень большое число скважин и кернов, вынутых из скважин, чтобы определить среднюю мощность пласта. Индекс продуктивности, т. е. число $м^3$ газа в сутки, приходящееся на 1 *ат* понижения давления при добыче, даже для одной скважины не есть величина постоянная. Обычно, но не всегда она понижается при понижении противодавления, т. е. на каждую следующую атмосферу понижения динамического давления скважина дает все меньше и меньше.

Даже диаметр скважины нет возможности точно знать, так как для указанной формулы требуется не диаметр последней колонны обсадных труб и не диаметр долота, которым пробурен пласт, а «эффективный диаметр скважины». Его точные размеры неизвестны. Может быть в пласте образовалась каверна или может быть фильтр против пласта с внешней стороны загромождён обломками породы. Торпедирование и обработка соляной кислотой сильно увеличивают эффективный диаметр, а насколько — неизвестно. Большинство газовых скважин в США торпедируются.

Вязкость газа имеет малое значение и ее можно не вводить в формулу.

Есть экономические формулы, в которых расстояние между скважинами определяется в зависимости от стоимости бурения скважины и цен на газ. Предполагается, что с увеличением числа скважин на площади увеличивается суммарная добыча, уменьшается суммарный дебит каждой отдельной скважины и возрастает себестоимость добытого газа. Но в этом увеличении числа скважин есть экономический предел, дальше которого итти не выгодно. Экономические формулы и определяют этот предел. Они сопровождаются кривыми и таблицами. Если мы на оси абсцисс нанесем деления для площади, приходящейся на скважину, а на оси ординат — отношение первоначальных запасов газа к суммарной добыче при том или ином расстоянии между скважинами, мы получим гиперболу. Таковы, например, формулы и кривые Фелпса[1]. Мы и эти формулы рекомендовать не можем, так как они предполагают существование какого-то идеального пласта, имеющего полную однородность, одинаковую мощность, одинаковую проницаемость и т. д. Слишком упрощенно представляют эти формулы процессы, происходящие в пласте при различных расстояниях между скважинами. Доклад Фелпса возбудил на собрании «Американского института горных инженеров и металлургов» оживленную дискуссию. Многие авторитетные специалисты представили письменные возражения, но никто не дал других формул. Управляющий промыслами о-ва «Амерада» инж. Милликан заявил: «Вопрос о расстояниях между скважинами мы никогда не разрешим при помощи только

[1] Analytical Principles of the Spacing of Oil and Gas Wells, by R. W. Phelps. «Petroleum Development», 1928 — 1929, «Am. Inst. Min. Eng.», 1929, стр. 90.

математических формул». Директор о-ва Хэмбль инж. Дж. Сюман указал, что формулы Фелпса и работы Котнера и Герольда, на которых они основываются, приложимы только к месторождениям, которые никогда правильно не разрабатывались и в которых первоначальный правильный и выгодный режим эксплоатации был сразу сорван постановкой чрезмерного количества скважин и применением чрезмерного процента отбора[1].

В результатате о всех имеющихся в литературе формулах, определяющих рациональное расстояние между скважинами в зависимости от каких-либо факторов, природных или технических, мы можем сказать, что они лишь частично освещают вопрос и не имеют решающего значения.

ФАКТОРЫ, ОТ КОТОРЫХ ЗАВИСИТ УСТАНОВЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ

Перечисление факторов

Сначала наметим факторы, от которых может зависеть рациональное расстояние между скважинами, и рассмотрим их, причем может оказаться, что некоторые факторы нужно исключить. На основании имеющегося материала и литературных данных мы можем пока условно наметить следующие факторы.

Факторы, от которых может зависеть рациональное расстояние между скважинами

1. Проницаемость пласта
2. Пористость пласта. Величина и форма пор. Величина и форма зерен пласта. Шероховатость стенок пор и каналов
3. Присутствие, количество, мощность и характер трещин
4. Глубина залегания пласта
5. Давление в пласте
6. Температура пласта
7. Удельный вес и вязкость газа
8. Мощность пласта
9. Структура месторождения. Наклон пласта. Присутствие пережимов пласта, сбросов и пр. Форма газоносной залежи
10. Индекс продуктивности
11. Режим месторождения
12. Диаметр скважины
13. Индекс качества путей газа к скважине

Проницаемость

Предположим, что пласт по всей площади имеет более или менее одинаковую проницаемость. Если проницаемость высокая, газ к скважине может итти с больших расстояний.

Чем выше проницаемость, тем больше могут быть расстояния между скважинами. Но должна ли между этими двумя величинами быть прямая пропорциональность, мы сказать не можем. Имеющиеся формулы принимают прямую пропорциональность. Но может быть

[1] Эту мысль впоследствии Д. Сюман развил в «The Oil Weekly», 1934, т. 73, № 11.

фактически отношение этих двух величин должно быть более сложным.

Если часть газоносной площади имеет высокую проницаемость, а другая — невысокую, то на первой части расстояния между скважинами должны быть больше, чем на второй. Но так как проницаемость пласта на малых расстояниях неоднократно меняется в самой различной степени, вопрос о влиянии проницаемости на расстояния между скважинами сильно усложняется. Вычисление средней проницаемости не решает вопроса. Если вычислена средняя проницаемость из многих определений, давших самые разнообразные цифры, в числе которых есть и очень малые, такая средняя проницаемость не гарантирует, что к скважине пройдет то количество газа, которое соответствует этой средней проницаемости. Прохождение газа лимитирует именно минимальная проницаемость. Поэтому для расчетов и соображений нужно брать не среднюю, а минимальную фактическую проницаемость. Если пласт с одной стороны от скважины имеет полосу очень малой проницаемости, эта полоса не пустит к скважине много газа, как бы велика ни была проницаемость с обеих сторон от полосы.

В известняковых и доломитовых месторождениях, где газоносный горизонт лежит под несогласным залеганием слоев или под перерывом в отложении, определение проницаемости для решения вопроса о расстояниях между скважинами вообще ничего не даст. Пути для газа в таких горизонтах не заложены в каком-либо определенном пласте. Газоносный горизонт может переходить из одного пласта в другой, как это имеет место, например, в районе Монро. Он может горизонтально пересекать серию разнообразных, наклонно лежащих пластов. Такой газоносный горизонт, представляющий древнюю эрозионную поверхность, может содержать каналы, созданные циркуляцией и выщелачиванием древних грунтовых вод. Эти каналы могут на большие расстояния пропускать громадные количества газа. Определения проницаемости по кернам не уловят эти каналы.

Остаются только фактические наблюдения над дебитом скважин и их влиянием друг на друга.

Пористость

Чем больше пористость, тем больше могут быть расстояния между скважинами, если поры соединены друг с другом. Кроме того, имеет значение величина пор и величина отдельных зерен пласта. При одной и той же пористости крупнозернистый песок пропустит больше газа, чем мелкозернистый. Но все это отражено в проницаемости. Поэтому, если мы в число факторов ввели проницаемость, пористость можно не вводить. Имеет значение индекс шероховатости. Чем он больше, тем меньше должны быть расстояния между скважинами.

Трещины

Очень большое значение имеют трещины, но обычными определениями пористости и проницаемости они не учитываются. В некоторых районах операторы даже не подозревают, что в пласте есть трещины

и главные количества газа при добыче идут по трещинам. Они думают, что газ идет только по порам.

В некоторых районах о значении трещин имеются правильные мнения. Так, например, в одном из отчетов треста Бугурусланнгаз в 1942 г. было написано:

«Породы карбонатной и терригенной толщи, даже песчаники, имеют очень малую проницаемость, а именно от десятитысячных до сотых долей дарси. Если использовать даже максимальные значения газопроницаемости пород карбонатной толщи для подсчетов дебита газа, получаются цифры в сотни раз меньшие действительного дебита. Значит, основными путями для газа были не обычная пористость, а трещины и каверны».

К сожалению, отдельно роль трещин и отдельно роль каверн не выявлены.

Повидимому, и в Ельшано-Курдюмском месторождении трещины имеют большое значение.

Установлено важное значение трещин в месторождении Хьюготон и в целом ряде других месторождений США.

Несомненно, трещины в плотных газоносных девонских песчаниках в месторождении Седь-Иоль на Тимане служат важными путями, проводящими газ.

Несмотря на большое значение трещин, специалисты газового дела в СССР и в США не подвергли этот вопрос надлежащему изучению. В других отраслях горного дела, например в учении о рудных месторождениях, существует целая наука о трещинах. Детально разработана «трещинная тектоника». Имеются подробное учение о трещинах профессора Клоос и теория трещин американского геолога Бекера.

Предположим, что мы имеем обширное газовое месторождение, представляющее антиклиналь, возникшую орогенически, и газ залегает в палеозойском песчанике или известняке. Трудно предполагать, чтобы в таком месторождении не было трещин. Важно знать, в каком направлении идут главные трещины. Обычно в таких структурах бывают две системы трещин по расположению: продольные и поперечные. Продольные идут более или менее параллельно оси антиклинали, а поперечные ее пересекают под углами, близкими к прямому. Во многих структурах продольные преобладают над поперечными и представляют главные пути для газа. Если таково расположение трещин в предполагаемом месторождении, расстояния между скважинами в продольном направлении должны быть больше, чем в поперечном, и квадратная сетка превращается в прямоугольную.

Трещины могли бы явиться важным фактором в установлении расстояний между скважинами, но в газовом деле этот фактор не изучен.

Глубина, давление, температура, удельный вес и вязкость газа

Давление и температура большею частью увеличиваются с увеличением глубины. Давление обычно возрастает в размере около 1 *ат* на каждые 10 *м* глубины, а температура в размере около 1° С на каждые 33 *м* глубины.

При большом давлении газ может итти к скважине с более далеких расстояний, чем при малом. Если бы добыча газа из месторождения все время происходила при большом давлении, мы могли бы ввести давление в формулы рациональных расстояний. При фильтрации газа в более или менее однородном песке или песчанике по закону Дарси, т. е. при ламинарном движении можно было расстояния между скважинами устанавливать прямо пропорционально давлению, а при турбулентном движении по трещинам с большим перепадом давления— пропорционально $(P_1^2—P_2^2)n$, где n обычно близок к 1. Газово-конденсатные месторождения так и разрабатываются. В них нагнетанием сухого газа при добыче конденсатного газа все время поддерживается большое давление, которое должно быть выше второй точки росы. На газово-конденсатных месторождениях обычно применяются большие расстояния между скважинами. Но по окончании добычи конденсатного газа нужно добыть сухой газ.

Эта добыча пойдет уже обычным порядком при понижении давления и окончится при ничтожном давлении. Преимущество большого давления исчезает, и оно перестает быть фактором в установлении расстояний. Так обстоит дело и в обычных газовых месторождениях, заканчиваемых разработкой при ничтожных давлениях, а иногда и при вакууме.

Существует мнение, что расстояния между скважинами нужно вычислять по среднему давлению за время эксплоатации. Мы с таким мнением не согласны. Правда, большая часть газа будет добыта при высоком и среднем давлениях. Но вопрос лимитируется именно малым давлением. Расстояния должны быть таковы, чтобы и при очень малом давлении в конце эксплоатации можно было добыть весь тот газ, который можно добыть с выгодой. В газово-конденсатных месторождениях этот момент наступит не скоро. Добыча сырого конденсатного газа рассчитывается на очень долгий срок. В крупном месторождении Кэти, в Техасе, она рассчитана на 33 года. Через 30 лет, когда нужно будет начать добывать сухой газ, можно будет в серединах расстояний между скважинами пробурить дополнительные скважины. К тому времени бурение значительно усовершенствуется и, вероятно, будет стоить намного дешевле. Для обычных газовых месторождений расстояния между скважинами нужно рассчитывать таким образом, чтобы можно было с выгодой добыть весь возможный к извлечению газ и при очень малом давлении в пласте.

В результате мы приходим к заключению, что на обычных газовых месторождениях размер первоначального пластового давления не является фактором для установления расстояний между скважинами.

Глубина залегания газоносного пласта является фактором для установления расстояний не по причине связанного с нею давления, а по причине стоимости бурения. В Канзасе и северной Оклахоме есть много газовых месторождений, лежащих на очень малой глубине (от 150 до 400 *м*). До 1942 г. были приняты малые расстояния между скважинами. Очень многие скважины, включая оборудование для эксплоатации и присоединение к собирательной газопроводной сети, обходились только в 750 долл. При такой стоимости скважин можно было покрывать месторождение большим количеством скважин при

малых расстояниях. В штатах Пенсильвания и Нью-Йорк при бурении на пласт Орискэни, лежащий во многих местах на глубине более 1400 *м*, бурение обходится дорого, и приходится экономить в числе скважин. Приняты большие расстояния между скважинами. Так же обстоит дело на некоторых глубоко залегающих месторождениях района Скалистых гор.

Когда бурящаяся скважина превысила глубину 300 *м*, стоимость дальнейшего бурения возрастает быстрее, чем глубина. Следующая таблица показывает стоимость бурения типичных скважин в Оклахоме, Канзасе и Северном Тексасе (табл. 60).

Таблица 60

Стоимость бурения газовых скважин

Отдельные статьи расхода на бурение	Стоимость в долларах по ценам 1942 г.		
	скважина глубиной 610 *м*	скважина глубиной 915 *м*	скважина глубиной 1525 *м*
Бурение	3 600	8 750	18 360
Обсадные трубы	1 040	1 560	2 597
Спуск труб и цементировка	200	300	850
Насосные трубы	485	729	1 216
Итого . .	5 305	11 339	22 963

Если мы на Декартовой сетке на оси абсцисс нанесем глубины, а на оси ординат стоимости скважин, то линия стоимости скважины для разных глубин пойдет сначала от нуля направо и кверху с углом наклона 45°. После глубины 300 *м* она будет постепенно загибаться кверху. Ее угол наклона будет увеличиваться. При очень больших глубинах она очень круто пойдет кверху. Эту кривую и надо принимать во внимание при решении вопроса о расстояниях между скважинами.

Температура в рассматриваемом вопросе имеет значение в том отношении, что при изменении температуры изменяется вязкость газа. Но вязкость газа вообще весьма мала, и ее изменения при изменении температуры практического значения не имеют. При повышении температуры вязкость газа повышается. Метан имеет вязкость при 0° С 0,0102, а при 20° С 0,0108 сантипуаз. Температуру и вязкость мы не вводим в число факторов, влияющих на установление расстояния между скважинами. При движении газа в газопроводах Q обратно пропорционально корню квадратному из абсолютной температуры.

Удельный вес имеет значение. Тяжелый газ при всех остальных одинаковых условиях в меньших объёмных количествах пройдет по газопроводу или по капиллярной трубке, или по трещине, или по пористому пласту, чем легкий. Q обратно пропорционально $\sqrt{\gamma}$. Но обычные чисто газовые месторождения содержат газ, мало

отличающийся по удельному весу. В большинстве месторождений газ имеет уд. вес от 0,6 до 0,7. Корни квадратные из этих величин будут еще меньше отличаться друг от друга. Поэтому мы и удельный вес исключаем из числа факторов.

Мощность пласта

Чем больше мощность пласта, тем больше могут быть расстояния между скважинами. Это справедливо при условии, что пласт имеет более или менее одинаковую мощность и более или менее одинаковую проницаемость по всей мощности пласта. Таких идеальных условий в природе нет и вопрос о влиянии мощности на расстояния между скважинами сильно усложняется.

В общем можно сказать, что при тех условиях, которые выше изложены, расстояния между скважинами должны быть пропорциональны h^n, где h есть мощность пласта. Величину для степени n мы дать не можем. Она будет различной для разных месторождений и зависит от многих сложных обстоятельств.

Если известную в учении о подземной гидравлике формулу Дюпюи, касающуюся несжимаемой жидкости, мы переделаем в формулу, относящуюся к сжимаемому газу, то в ней

$\ln \frac{R}{r}$ прямо пропорционален h,

где R — радиус района дренажа, т. е. половина расстояния между скважинами;

r — радиус скважины (половина диаметра);

h — мощность пласта.

Но и эта гидравлическая формула лишь частично и при том только схематически освещает вопрос. Она представляет вопрос в слишком упрощенном виде.

Чтобы обойти некоторые затруднения, было введено понятие «эффективная мощность». Это есть та часть мощности пласта, которая содержит газ, возможный к извлечению, и по которой может итти газ к скважине. Словом «эффективная мощность» есть та часть мощности пласта, которая имеет «эффективную пористость» и достаточную проницаемость и которая не изолирована непроницаемой породой от путей, ведущих газ к скважине. А как определить эту «эффективную мощность»? Чтобы более или менее выяснить эту мощность, пришлось бы произвести очень большое колонковое бурение и взять из пласта сплошные керны от кровли до подошвы, покрыв площадь густой сетью таких колонковых скважин. В газовом деле вообще приняты большие расстояния между скважинами, и покрыть площадь густой сетью скважин немыслимо. В общем можно иметь керны из небольшого числа скважин, далеко отстоящих друг от друга. Получится совершенно недостаточное освещение вопроса. Материал будет иметь случайный характер. Определенная по этому материалу эффективная мощность не может быть введена в формулы для вычисления рационального расстояния между скважинами.

Введено понятие «средняя мощность». По тем же причинам, которые выше указаны, невозможно выяснить истинную среднюю мощ-

ность. Но предположим, что случайно удалось узнать истинную среднюю мощность пласта. Она нам ничего не дает. Эта величина не может служить ни для каких вычислений по вопросу о расстояниях между скважинами. Если есть средняя мощность, значит пласт в некоторых местах имеет мощность выше средней, а в других ниже средней.

Вычисленная средняя мощность не гарантирует, что к скважине пройдет то количество газа, которое соответствует этой средней мощности. Прохождение газа лимитируется именно минимальной фактической мощностью. Но и по ней нельзя делать расчет. Если пласт с одной стороны от скважины имеет довольно широкую полосу малой мощности, эта полоса не пустит к скважине то количество газа, которое соответствует средней мощности. Полоса малой мощности пласта меняет скорость и понижает дебит. До некоторой степени полосу малой мощности, лежащую между двумя полосами большой мощности, можно сравнить с «газопроводной серией», т. е. с таким газопроводом, который состоит из нескольких участков, имеющих разный диаметр. Есть методы расчета таких серий. Но никто никогда не рассчитывал пропускную способность, или длину, или перепад давления серий по «среднему диаметру». Такого и понятия «средний диаметр» нет в газопроводном деле. Для расчета нужно знать отдельно длину и диаметр каждого участка. Ведь Q пропорционально $D^{8/3}$. При расчете рациональных расстояний по пласту также понятие «средняя мощность пласта» нужно отбросить.

В одном районе, где было набурено слишком много скважин на очень малых расстояниях, операторы оправдывали это следующим образом: «Пласт — очень мощный и содержит много газа. Чтобы добыть это большое количество газа, нужно много скважин».

Таким образом в рассмотрение вопроса о расстояниях вторглось мнение, совершенно противоположное изложенному в начале этой главы. Возможны два противоречивых взгляда на роль мощности пласта:

1. Увеличение мощности увеличивает расстояния между скважинами, так как по пласту большой мощности газ может притекать с более далеких расстояний.

2. Увеличение мощности уменьшает расстояния, так как увеличивает запасы газа в районе каждой скважины и для добычи этих больших запасов с определенной площади нужно много скважин, т. е. расстояния между скважинами должны быть малые.

Первое мнение рассматривает пласт как путь газа к скважине.

Второе мнение рассматривает пласт как вместилище газа, подлежащего извлечению.

Справедливость первого мнения не подлежит сомнению.

Второе мнение мы считаем неправильным. Газовая скважина обычного диаметра с обычными насосными трубами может выдать на поверхность очень много газа. При большом дебите применяется процент отбора не выше 25%. Как бы велик ни был дебит, при надлежащем проценте отбора в определенный длительный срок газовая скважина с обычным оборудованием при большой мощности пласта возьмет с большой площади весь газ, возможный к извлечению, и по близости от нее нет надобности ставить другие скважины. Известны примеры очень большого дебита при трубах малого диаметра.

В большинстве месторождений газоносные пласты имеют небольшую мощность. Обычная мощность газового пласта — несколько метров. Цифры мощности от 10 до 20 *м* встречаются реже, а свыше 20 *м* — очень редко. Но есть немногочисленные примеры и большой мощности. В качестве примера укажем месторождение Верц в штате Уайоминг в районе Скалистых гор. Месторождение представляет удлиненный купол слоев меловой и юрской систем. Длина купола 6,4 *км*. Ширина 2,5 *км*. Месторождение содержит пять газоносных пластов. Все это — песчаники, залегающие среди сланцеватых глин. V пласт эксплоатировался только одной скважиной. Она была поставлена в центральной части свода купола, встретила кровлю V пласта на глубине 1250 *м*, прошла по нему 122 *м* и до подошвы не дошла. Она была испытана и вступила в эксплоатацию. Месторождение поднято выше уровня моря. Кровля V пласта в указанной скважине находится на 800 *м* выше уровня моря. Первоначальное давление в пласте было 107 *атм*. Скважина показала первоначальный дебит в открытом состоянии 1 618 тыс. $м^3$/*сутки*. Эксплоатировалась она с малым процентом отбора. За 2 года 8 мес. из скважины было добыто 28 млн. $м^3$ газа, и давление в пласте не понизилось. Месторождение не имеет гидравлического режима. Работами руководил опытный в газовом деле геолог А. Тиллотсон. Он решил, что эта скважина возьмет из V пласта весь газ, возможный к извлечению, и нет надобности бурить на V пласт другие скважины. Значение большой мощности пласта было учтено правильно.

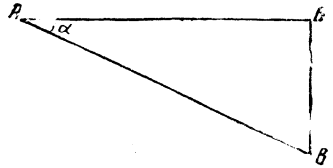
Другой пример мощного газоносного горизонта представляет верхнедевонская толща темнобурой сланцеватой глины в восточной части штата Кентукки, состоящая из сухих тонколистоватых битуминозных глин. Эти глины содержат массу мелких извилистых трещин и промежутков между отдельными тонкими скорлуповатыми слоями. В сводах антиклиналей и куполов они богаты газом. Свыше 2000 скважин на весьма обширных площадях получали газ из этих глин. Некоторые скважины имели большой дебит. Средний дебит в открытом состоянии 14 160 $м^3$ на скважину в сутки. Мощность газоносных глин в некоторых местах доходит до 200 *м*, и вся толща сразу подвергается торпедированию. Скважины весьма долговечны. Расстояния между скважинами разные. На некоторых промыслах были приняты малые расстояния, очевидно ввиду малой проницаемости глин.

Наклон пласта

Если пласт лежит наклонно, расстояние между скважинами по пласту будет больше, чем по горизонтальной поверхности. На фиг. 56 показан прямоугольный треугольник, в котором линия *АБ* есть расстояние между двумя скважинами по горизонтальной поверхности, *АВ* — расстояние по пласту и угол α есть угол падения пласта. Чем больше угол, тем больше разница между расстояниями. Если, например, мы решили ставить скважины на расстоянии 1000 *м* по пласту, то на поверхности расстояние надо брать меньше, исходя из уравнения:

$$АБ = АВ \times \cos \alpha. \qquad (54)$$

Если $AB=1000$ *м*, то длина *АБ* указана в табл. 61.



Фиг. 56.

Таблица 61

Угол α в градусах	Длина *АБ* в *м*
10	985
20	940
30	866
40	766

Крутые углы наклона газоносных пластов встречаются редко. В большинстве газовых месторождений падение газоносного пласта не превышает 25°. При малом наклоне пласта поправку на его угол падения можно не вводить.

Сбросы

Сбросы часто встречаются в газовых месторождениях. Сброс может разрезать месторождение на две части, не имеющие сообщения по пласту. При размещении скважин каждую такую часть нужно считать отдельным месторождением. Есть месторождения, рассеченные сбросами на отдельные блоки. Полная изоляция отдельных частей месторождения сбросами бывает далеко не всегда. Она наиболее осуществима в месторождениях, состоящих из мягких пород. Закрытые сбросы, не являющиеся трещинами, могут изолировать одну часть месторождения от другой. В месторождениях, состоящих из плотных пород, сам сброс иногда служит путем для газа и по нему газ может итти не только из опущенной части в поднятую, но и из одного пласта в другой. Такие случаи констатированы в Ухтинском районе, в Оклахоме и Арканзасе. Иногда такое питание одного пласта газом из другого пласта начинается лишь после того, как в первом пласте после длительной эксплоатации давление сильно понизилось.

Если газоносный пласт пересечен сбросом, необходимо выяснить, нет ли все-таки сообщения между разделенными частями пласта. Выяснить это можно наблюдениями над скважинами, находящимися недалеко друг от друга, но на разных сторонах от сброса. Наблюдениями над дебитом и давлением с временными остановками то одной, то другой скважины можно выяснить, влияют ли эти скважины друг на друга. Если влияют, значит сброс не изолировал скважины поднятого крыла от скважин опущенного крыла.

Мы должны различать сбросы:

1) изолирующие одну часть газоносной площади от другой;

2) не изолирующие одну часть газоносной площади от другой и

3) затрудняющие сообщения между двумя частями площади.

Сброс может иметь амплитуду опускания меньше мощности пласта, и в таком случае верхняя часть опущенного газоносного пласта прикасается к нижней части того же пласта, лежащего по другую сторону от сброса. Получилось затрудненное сообщение между этими частями.

Есть месторождения, в которых газ залегает только по одну сторону от сброса, и такой сброс является резкой границей газоносности.

Форма месторождения

Большинство известных газовых месторождений есть антиклинали или куполы. Из 1000 газовых месторождений США, СССР, Канады и Мексики более 80% — антиклинали и куполы. Если газоносная площадь имеет крупные размеры и учтен наклон пласта, в остальном форма месторождения для вопроса о расстояниях между скважинами большого значения не имеет.

Кроме антиклиналей и куполов, существуют такие формы месторождений:

1. Моноклиналь, в которой верхняя граница газоносности создана прекращением пористости пласта. Пример: месторождение Хьюготон, у которого в западной, поднятой части моноклинали поры пласта закупорены глиной и пр.

2. Моноклиналь, в которой верхней границей газоносности служит сброс.

3. Выклинивающийся верхний край наклонного пористого пласта. Примеры: месторождения Формост, Трентон и др.

4. Моноклиналь под несогласным залеганием слоев.

5. Сеть трещин в твердых породах, покрытая непроницаемыми мягкими породами.

6. Песчаные линзы, песчаные бугры, рукавообразные залежи и песчаные скопления самой разнообразной формы с извилистыми границами газоносной площади.

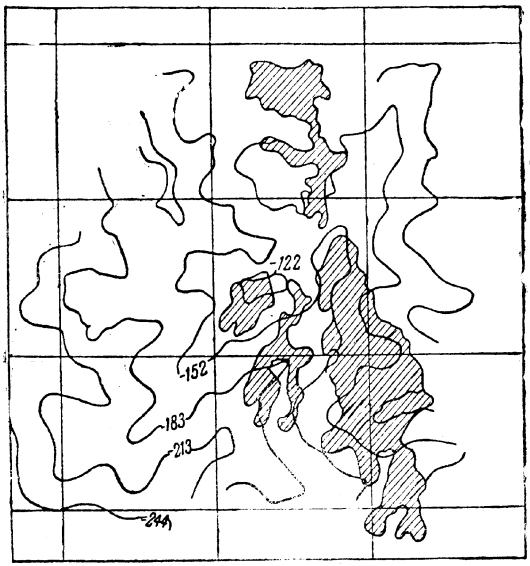
Скопления газа в темнобурых сланцеватых глинах обычно бывают приурочены к антиклиналям и куполам. В Канзасе и Оклахоме это — слабо наклонная моноклиналь с волнистым залеганием слоев.

Месторождений, указанных в п. 6, много, но они имеют малые размеры. Песчаная линза Элк-Сити имела газоносную площадь только 486 *га*, и для нее достаточно было 5 скважин, но фактически было пробурено в 10 раз больше, так как тогда не было закона о расстояниях между скважинами. Газ был добыт за 5 лет и обошелся в 10 раз дороже, чем он мог бы обойтись при рациональных расстояниях.

Рукавообразная залежь есть канал в глине, заполненный песком и покрытый глиной. Впоследствии песок превратился в песчаник, и в нем скопился газ из глин. Отдельные залежи имеют длину от 1 до 26 *км*, ширину от 100 до 1700 *м* и мощность от 3 до 35 *м*. Даже для самой широкой залежи достаточно серии скважин, вытянутой в одну линию. При ширине 1700 *м* нельзя поставить скважины даже в два ряда. В узких залежах каждая скважина будет получать главную часть добычи с двух сторон, а не с четырех. Но желательно, чтобы скважины попали в так называемый «струйный песок», а не только в «покровный».

Есть газовые месторождения, состоящие из групп песчаных бугров, залегающих среди глин, причем подошва бугров такой группы лежит на одном стратиграфическом горизонте, а вершины бугров над этим горизонтом имеют самую разнообразную высоту. Нижними своими

частями некоторые бугры сливаются друг с другом, а некоторые разобщены непроницаемой глиной. Там, где бугры сливаются нижними частями, эти перемычки состоят из глинистого песчаника, имеющего малую проницаемость, и скважины, попавшие в такие перемычки, дают малый дебит обычно непромышленного характера, но при эксплоатации некоторых бугров замечено, что при большом понижении давления в них начинает притекать сквозь перемычки газ из соседних бугров. Скважина, попавшая в наиболее мощную часть бугра, содержащую «струйный песок», дает очень большой дебит. Были скважины,



Фиг. 57. Месторождение Монгомери в штате Канзас. Газоносная площадь заштрихована косыми линиями. Извилистые линии — изогипсы подошвы глинистой толщи Чироки, в которой лежат эти 4 песчаные скопления. Цифры на извилистых линиях показывают, на сколько метров эта подошва лежит ниже уровня моря. Масштаб: длина каждой стороны квадрата равна 1609 *м*.

показавшие первоначальный дебит в открытом состоянии свыше 2 400 тыс. $м^3$ на скважину в сутки. Размеры бугров — самые разнообразные. Мы называем такие месторождения сокращенно «группы бугров». В Мичигане выяснена некоторая закономерность в расположении бугров и даны указания, помогающие находить бугры скважинами, но всё же процент скважин, не давших газа или давших малый дебит, значителен. При расположении эксплоатационных скважин на группе бугров применяются небольшие расстояния между скважинами, чтобы не пропустить какой-нибудь бугор. Эти расстояния должны быть меньше ширины бугра.

Так же малые расстояния применяются при расположении скважин около извилистых границ месторождений, имеющих самую неправильную форму. Примером такого месторождения может служить месторождение Монгомери в восточном Канзасе, изображенное на фиг. 57. Оно состоит из четырех отдельных песчаных скоплений, газоносная площадь которых имеет самые причудливые очертания. Расстояния между скважинами — малые, местами даже только 322 *м* (пять скважин на милю длины). Было пробурено много скважин, не давших газа. Некоторые скважины показали первоначальный дебит в открытом состоянии свыше 1 млн. $м^3$ на скважину в сутки. В сумме это месторождение дало много газа и в течение нескольких лет снабжало газом соседние города Канзаса.

В результате рассмотрения вопроса о форме месторождения мы приходим к заключению, что никаких общих положений о влиянии формы месторождения на расстояния между скважинами дать нельзя. Вопрос надо решать индивидуально для каждого отдельного месторождения.

Индекс продуктивности

Забраковав обычный «индекс продуктивности», как понятие несовершенное, мы будем здесь говорить о вводимом нами «индексе максимальной продуктивности». Табл. 45 показала, что у разных месторождений и у различных скважин индекс максимальной продуктивности вариирует в чрезвычайно широких пределах: от 50 до 223 700. Нет возможности привязать к этим цифрам каким-нибудь способом расстояния между скважинами. Введем ли мы какой-нибудь множитель или степень или логарифм и т. д., мы получим сильно отличающиеся, во многих случаях не приемлемые для практики цифры. Конечно, от индекса максимальной продуктивности зависят рациональные расстояния между скважинами, но облечь эту зависимость в какую-нибудь общую форму мы не можем. Мы можем только сказать, что на месторождениях, где скважины имеют высокий индекс максимальной продуктивности, расстояния между скважинами должны быть большие, и обратно. Надо поискать другой индекс.

Режим месторождений

Подавляющее большинство газовых скважин работает при газовом режиме, а не гидравлическом. Возьмем, например, Бугуруслан. Многие геологи говорят, что Бугурусланские месторождения имеют гидравлический режим. Однако, добыча газа из газовых скважин идет за счет расширения остающегося газа, и давление в пласте понижается.

Из многочисленных месторождений, о которых мы собрали сведения, имеется мало месторождений с ясно выраженным гидравлическим режимом. Для многих месторождений вопрос не выяснен. Может быть при эксплоатации уровень пластовой воды подымается, но это не выявлено и не учитывается, и скважины работают за счет газового режима. Для точного выявления движения фронта воды и замера его

скорости нужно лишнее бурение, т. е. лишние расходы. Выгодно пойти на эти расходы, но это не делается.

О влиянии режима на расстояния между скважинами мы устанавливаем положение:

при гидравлическом режиме расстояния между скважинами должны быть меньше, чем при газовом.

Мы должны извлекать выгоду из подъёма пластовой воды. При гидравлическом режиме нужно ставить скважины на таком расстоянии от фронта воды, чтобы добыча газа шла за счет продвижения этого фронта, а не за счет расширения остающегося газа. Если скважина поставлена далеко от фронта воды, она будет работать за счет расширения газа, и давление в пласте вокруг нее будет падать. Работая только за счет продвижения фронта воды, мы будем сохранять в пласте первоначальное давление, что даст многочисленные выгоды.

Расстояния между скважинами, поставленными вдоль фронта воды, также не должны быть большие, чтобы вода двигалась более или менее прямолинейным, а не зубчатым фронтом.

Вышеизложенное относится к тем месторождениям гидравлического режима, которые входят в группы 3, 4 и 5 классификации, изложенной на стр. 217, а их — большинство. В месторождениях 2-й группы, в которых главный подъём воды идет вертикально и в которых забои скважин находятся на сравнительно небольшом расстоянии от уровня пластовой воды, расстояния между скважинами также не должны быть так велики, как при газовом режиме, чтобы уровень воды подымался более или менее равномерно, а не отдельными буграми. Процент отбора должен быть малый, чтобы не создавать конусов воды, но и сетка скважин должна быть не очень редкая, чтобы вместо конусов происходил более или менее одинаковый подъём воды под разрабатываемой газоносной площадью. Вода гораздо медленнее выравнивает давление, чем газ, и в соответствии с этим медленно выравнивает свой уровень.

Диаметр скважины

Чем больше диаметр скважины, тем больше должны быть расстояния между скважинами.

Это положение относится к диаметру той части скважины, которая находится в пласте. Лишь бы газ попал в скважину, а по скважине-то он пройдет. Диаметр скважины в пласте важен как площадь поступления газа из пласта в скважину. Прилегающая к скважине часть пласта представляет самое трудное место для прохода газа. Именно здесь сближаются, сталкиваются и мешают друг другу радиально сходящиеся струи газа. Именно здесь пиезометрическая воронка, создаваемая скважиной, имеет самый крутой наклон. Здесь даже при небольшом проценте отбора ламинарное течение переходит в турбулентное, сопровождающееся большими потерями давления на трение в узких извилистых каналах и на внутреннюю турбулентность. Где-то поблизости находится и переходная зона от ламинарного течения к турбулентному, особенно невыгодная для добычи. Скорость движения газа в пласте сильно возрастает с приближением к скважине не

только потому, что через все это уменьшенное пространство должен пройти добываемый газ, но и потому, что с падением давления газ расширяется. Важно дать больше пространства для прохода газа в скважину. Этого можно достичь увеличением диаметра скважины в пласте.

Сам по себе диаметр скважины не имеет отношения к расстоянию между скважинами. Важен диаметр той части скважины, которая находится в пласте, а его-то мы и не знаем. Часть скважины, находящаяся в пласте, не есть правильный цилиндр. Она имеет неровную поверхность. Есть расширения, сужения, каверны, выдающиеся в бока, и т. д. Фактический диаметр скважины всегда больше ширины или диаметра долота, которым бурилась скважина, и этот диаметр зависит от крепости и устойчивости породы. В мягких глинах он больше, чем в песчаниках. Заполнение пространства, пробуренного в пласте, замеренным на поверхности количеством гравия может дать лишь приблизительное представление о размерах этого пространства и не даст сведений о форме этого пространства. В США для измерения фактического диаметра скважины до спуска обсадных труб иногда производится «калибровый каротаж» при помощи прибора, называемого Caliper (калибр) и изготовляемого фирмой Халибэртон. Точные сведения о форме пробуренного пространства и им нельзя получить, но приблизительные сведения о диаметре пробуренного пространства на разных глубинах он дает. Он особенно полезен для выяснения размеров пробуренного пространства перед цементировкой скважины, чтобы вычислить количество требуемого цемента. Но когда пробурен газовый пласт высокого давления, мы не можем требовать спуска этого прибора. Иногда его можно спустить, а иногда нельзя. Если из скважины идет сильный газ, спускать калибр против этого тока газа очень трудно.

Хотя существуют формулы, связывающие диаметр скважины, расстояния между скважинами, дебит и т. д., воспользоваться этими формулами для определения зависимости рационального расстояния от диаметра скважины мы не можем. Остается лишь общее положение, описанное в начале этой главы.

Индекс качества путей газа к скважине

Индекс C, взятый из уравнения Пирса и Раулинса, есть самый важный индекс, от которого зависят рациональные расстояния между скважинами. Он охватывает все нужные нам для решения этого вопроса элементы. Он связывает Q_o и $P_з$, и учитывает проницаемость, шероховатость стенок пор и каналов, мощность пласта, присутствие и влияние трещин и даже влияние диаметров пространства, пробуренного в пласте. Он учитывает все факторы, кроме режима месторождения. Но режим проявляется во времени, а все остальные факторы могут быть выяснены в начале эксплоатации, и индекс C устанавливается по начальному состоянию скважины.

Итак, в качестве критериума, от которого наиболее зависят рациональные расстояния между скважинами, мы берем

$$C = \frac{Q_o}{P_з^2}.$$

Так как эта величина характеризует площадь (площадь притекания газа к скважине), то для подхода к вопросу о расстояниях надо взять $\sqrt{C}$.

Для большого количества месторождений среднего качества и среднего дебита и в том числе для очень крупных газоносных площадей в роде Хьюготона, Панхандля и пр. выяснилось на практике, что расстояние между скважинами в 1600 *м* является для них достаточно рациональным.

Мы составили список месторождений и скважин, для которых у нас имелись достаточные сведения, и вычислили для них C и $\sqrt{C}$. Оказалось, что, если мы $\sqrt{C}$ умножим на 100, мы получим приемлемые расстояния для скважин. Правда, цифры получились чрезвычайно разнообразные. Но такова природа. Многие скважины дали $\sqrt{C} \times 100$ значительно более 1600 *м*. Некоторые дали очень крупные цифры. Но это — единичные скважины, и не по ним надо вычислять расстояния между скважинами для целого района.

Выяснилось, например, что для Хьюготона рациональным расстоянием в среднем является цифра около 3 *км*, а для Панхандля даже более высокая цифра. Но такие расстояния неудобны в практическом отношении. Для Монро, где расстояния в среднем 911 *м* и есть подсасывание, получилось рациональное расстояние разное для разных частей этого сложного района. Для площадей с очень плохими путями газа и малым дебитом получилось расстояние только 330 *м*. Для площадей с очень хорошими путями — 1600 *м* и для площадей среднего качества—1050 *м*.

Для месторождений центрального Тексаса, Арканзаса, Оклахомы, Канзаса, Уайоминга, Нью-Мексико и Канады получились приемлемые расстояния, которые нужно считать рациональными.

МЕТОД ПОДХОДА К ВОПРОСУ О РАССТОЯНИЯХ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ

Нужно умножить $\sqrt{C}$ на 150. Если получится расстояние не больше 1600 *м*, его можно принять как основу для ориентировочного решения вопроса. Если расстояние получится более 1600 *м*, все таки надо принять 1600 *м*.

Если месторождение имеет гидравлический (водонапорный) режим и расстояние между скважинами по указанному расчету получится более 1000 *м*, нужно принять 1000 *м*.

Изложенный метод — это лишь первая попытка подойти практически к вопросу о расстояниях. Сведения, имевшиеся у нас о месторождениях и скважинах, были недостаточно точны и недостаточно полны. Нужны более подробные и более точные сведения по более значительному количеству месторождений. Например, C в Панхандле выше, чем в Хьюготоне не потому, что газ идет с более далеких расстояний, а потому, что в Панхандле под такой же зоной, как и в Хьюготоне, есть еще дополнительная зона: аркозовый песок и выветрелый гранит, связанные с верхней зоной общим давлением — таким же, как в Хьюготоне. Поэтому увеличивать расстояния для Панхандля в сравнении с Хьюготоном не следует.

Наилучший путь для решения вопроса о рациональных расстояниях есть наблюдения над взаимодействием скважин.

Для этих наблюдений нужен заранее составленный метод, а он составляется для каждого отдельного месторождения.

Скважины, находящиеся на разных расстояниях друг от друга, нужно периодически поочереди останавливать и смотреть, не увеличились ли дебит или давление в соседних скважинах. При вступлении новой скважины в эксплоатацию или при возобновлении эксплоатации после временного бездействия нужно проследить, как это отразилось на соседних скважинах, через какой период времени, в каком направлении и пр. Эти наблюдения могут дать ценный материал для решения вопроса о расстояниях.

Есть исключительные скважины, показавшие очень большую величину C. Для них были бы рациональны очень большие расстояния от других скважин. Скважина на площади Поттер в Панхандле дала 420 млн. $м^3$, и давление в ней понизилось только на 2,46 *ат*. Ясно, что газ идет с очень больших расстояний. Поблизости от таких высокодебитных скважин не следует ставить другие скважины. Такая скважина сама возьмет газ с большой площади. Она имеет очень хорошие пути для газа. На практике часто делают наоборот. Ставят около высокодебитной скважины новые скважины, думая, что она нашла очень богатое место, которое надо максимально использовать. Это — неправильная практика. Ослаблять такую выгодную скважину другими скважинами не следует. Отсюда вытекает, что как-будто в более бедных местах надо применять более густую сетку скважин. Вот этот-то вопрос и возбуждает разноречия, и их надо разрешить.

Существуют два мнения. Они столкнулись в Бугуруслане. Речь шла о размещении скважин на нефтеносной площади. Бригада Московского нефтяного института держалась одного мнения, а геологическое бюро треста Бугурусланнефть — другого. Первая предлагала более значительные расстояния, чем вторая. А. П. Крылов [1] в своей статье по этому поводу пишет:

«Представленный бригадой проект встретил в геологическом бюро возражения:

1. Вследствие неравномерности литологического состава пород при разреженной сетке имеется опасность пропуска более проницаемых, продуктивных участков».

Мы думаем, что в этом геологическое бюро право. Так и поступают в США, где стараются не пропустить богатые места, могущие находиться между малодебитными скважинами.

Далее написано:

«Геологическое бюро считает, что, поскольку проницаемость на восточной Калиновке ниже, чем на западной, на восточной Калиновке сетка скважин должна быть более уплотненной.

Это резко противоречит основным принципам разработки. Это положение геологического бюро базируется на том, что в менее проницаемых породах взаимовлияние скважин сказывается меньше,

[1] См. брошюру «Вопросы техники добычи нефти и бурения на промыслах Второго Баку», 1943 г., стр. 53 и 54.

а потому скважины можно располагать ближе друг к другу. Таким образом, основным принципом при подходе к определению расстояния между скважинами является одинаковость влияния скважин друг на друга совершенно без учета абсолютных величин добычи, т. е. того, что является основной целью промышленности. В результате получаются нелепости».

Мы считаем, что в этом вопросе мнение геологического бюро правильно. На малопроницаемых участках расстояния между скважинами должны быть меньше, чем на высокопроницаемых. Это — общепринятый принцип и в США, где он оправдал себя практически.

Дальше в цитированной статье написано:

«Работа по проектированию размещения скважин в Бугуруслане на основе законов подземной гидродинамики показала, что теория достаточно развилась, чтобы ставить весьма важные и большие практические задачи».

Мы думаем, что вопрос о рациональных расстояниях между скважинами подземная гидродинамика не разрешила.

Большой материал и большой практический опыт дают газовые промыслы Восточной Канады, расположенные к северу от оз. Ири и недалеко от оз. Онтарио. Здесь добыча газа насчитывает более 50 лет своего существования. Имеется несколько тысяч скважин. Площадь газоносности превышает 2600 *км*^{2}. Дебиты небольшие. Скважины стоят дешево. Газоносные пласты — по преимуществу мало пористые известняки и доломиты силурийского возраста. Есть и плотные песчаники. На основании результатов многолетнего опыта были приняты расстояния между скважинами, описанные в обстоятельной статье геолога Харкнесс: [1]

«Там, где пласт Клинтон тянется непрерывно и имеет более или менее однообразную пористость, установлены расстояния между скважинами в 610 *м*. Выяснился, например, такой факт: одна скважина за 15 лет эксплоатации понизила давление в точке, находящейся от нее на расстоянии 1097 *м* с 43,6 до 34,45 *ати*. Где пласт Клинтон имеет хорошую пористость и мало меняющуюся мощность, влияние скважин простирается даже до 1 609 *м*. Но есть площади, где этот пласт и другие пласты имеют малую пористость и меняющуюся мощность. Для них приняты расстояния между скважинами в 305 *м*. Пласты Гримсби и Хвирлпуль имеют малую пористость и не однообразную литологию. Для них приняты расстояния в 305 *м*, и это оказалось хорошей практикой. На промыслах, где разрабатывается пласт Гвельф, было установлено расстояние в 610 *м*, но затем оказалось, что в промежутках между скважинами остается газ, и теперь в центре каждого квадрата, по углам которого стоят скважины, бурят пятую скважину. Эта практика также оправдала себя. Такая система называется «файв спотс» (пять пятен, или попросту говоря, «пятерка»).

Такие же расстояния для месторождений штата Онтарио мы получили и по нашему методу.

Система «пятой скважины в центре существующего квадрата» представляет удобства, когда принятые расстояния оказались недоста-

[1] См. книгу «Geology of Natural Gas », edited by H. A. Ley, 1935, стр. 86 и 87

точными. Ее может быть иногда придется применять и в СССР. Она не требует большого количества дополнительных скважин. Можно ставить такие дополнительные скважины и не в каждом квадрате, а лишь там, где есть основание думать, что пропущено более богатое место, или там, где при плохих путях для газа не весь газ будет взят имеющимися скважинами. Таким образом в Канаде так и вышло: чем хуже пути газа к скважинам, тем гуще сетка скважин, а что касается «выгод промышленности», то газовые скважины стоят дешево и окупаются малой добычей. Главная задача: получить газ, который очень нужен, и если для этого требуются лишние скважины, за этим дело не станет. Но недопустимо ставить лишние скважины там, где то же количество газа можно добыть меньшим количеством скважин. Каждая лишняя скважина должна дать прибавку к суммарной добыче.

В статье геолога Слиппера в той же книге «Geology of Natural Gas», стр. 36, сказано: «Чрезвычайная мелкозернистость песчаника месторождения Медсин-хат в Западной Канаде потребовала малых расстояний между скважинами».

В большинстве случаев в США шли от малых расстояний к большим. Газовые месторождения Восточной Канады находятся на южном склоне Канадского кристаллического щита. Газоносные доломиты, известняки и песчаники в Восточной Канаде более уплотнены и метаморфизованы, чем породы большинства месторождений США. Для большей части месторождений США рациональными являются большие расстояния между скважинами. Опытный геолог газовых месторождений Тиллотсон на стр. 322 той же книги говорит, что в штате Уайоминг при добыче газа из песчаников меловой и юрской систем «одна скважина, поставленная в высшей точке купола, может дренировать весь купол».

Специалисты газово-конденсатных месторождений Хэнтингтон и Шмидт [1] говорят:

«Одна эксплоатационная скважина при одной нагнетательной в течение достаточно продолжительного времени может дренировать на газово-конденсатном месторождении площадь в несколько кв. миль (1 кв. миля = 2,59 $км^2$), т. е. взять с этой площади почти весь запас сырого газа с заменой сырого газа сухим. Но в таком случае процент отбора будет очень малый и добыча растянется на очень продолжительный срок. Чтобы иметь значительную добычу за очень короткий срок, допустимо ставить по одной эксплоатационной скважине на каждые 0,5 кв. мили (1,295 $км^2$)».

В конце 1941 г. федеральное правительство США издало закон, устанавливающий при квадратной сетке минимальные расстояния между нефтяными скважинами в 402,35 *м* и между газовыми скважинами 1 609,35 *м*. Допускаются исключения, рассматриваемые в индивидуальном порядке.

Эти исключения как раз и касаются пластов малой проницаемости, а также месторождений с неравномерным распределением газа, где при больших расстояниях между скважинами можно пропустить богатое место. К исключениям относятся также месторождения типа

[1] См. журнал «The Petroleum Engineer», т. XII, № 5, февраль, 1941, стр. 68.

«групп песчаных бугров», песчаные скопления с извилистыми границами, крутопадающие пласты и месторождения, разбитые сбросами на отдельные блоки.

Решение Главгазтоппрома установить расстояния между скважинами для Ельшанско-Курдюмского месторождения в 1500 *м* мы находим правильным, но для той пачки Верейского горизонта, которая имеет малую проницаемость и Q_0 около 10 тыс. *м*³/*сутки*, можно было бы дать и меньшее расстояние.

СЕТКА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН

Существуют только три геометрические сетки, по которым можно покрыть поверхность однородно. Это — квадраты, равносторонние треугольники и шестиугольники. Никакими другими симметричными фигурами покрыть площадь полностью нельзя. Равносторонние треугольники и шестиугольники равноценны, так как смежная группа из шести треугольников образует шестиугольник. Поэтому основными сетками мы будем считать только квадратную и треугольную. Некоторые называют еще ромбическую сетку. Выделять ее нет оснований, так как каждый ромб состоит из двух треугольников.

Технические или геологические преимущества треугольной сетки или отсутствуют или весьма незначительны в сравнении с ее экономическими недостатками. Прямоугольные границы участков считаются благоприятными. Можно считать, что и квадратная сетка для расположения скважин также благоприятна.

В США, в Канаде и пр. принята квадратная сетка расположения скважин. В СССР для нефтяных скважин преимущественно применяют треугольную сетку.

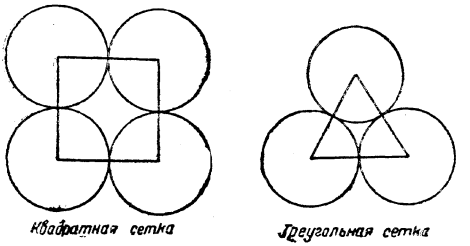
При одном и том же расстоянии между скважинами на какой-нибудь большой площади по треугольной сетке можно разместить на 15,47% больше скважин, чем по квадратной. Но это не значит, что при треугольной сетке будет добыто на 15,47% больше газа, чем по квадратной. Если пласт более или менее однороден и имеет хорошую проницаемость, будет добыто приблизительно одинаковое количество газа. Но так как каждая лишняя скважина сопровождается некоторыми потерями газа, то при треугольной сетке будет добыто меньше. Газоносный пласт вообще не однороден и имеет сильно меняющуюся проницаемость. При этих условиях нельзя сказать, сколько будет добыто по той или иной сетке. Добыча будет зависеть от того, куда попадет каждая отдельная скважина, какие пути будет иметь газ к каждой отдельной скважине и т. д.

Если залегание газа в пласте не гнездовое и по всей газоносной площади имеется хотя бы малейшая, доступная для газа проницаемость, которая по величине может меняться в разных местах, никакого природного «района дренажа» для какой-либо скважины в газовом пласте нет. Могут лишь создаваться искусственные районы дренажа, ограничиваемые окружающими скважинами. Поэтому треугольная сетка не имеет никаких геологических преимуществ перед квадратной сеткой. Искусственные районы дренажа могут создаваться при какой угодно сетке. При треугольной сетке каждая скважина окружена

шестью скважинами, находящимися от нее на равных расстояниях. Но в промежутках между ними несколько дальше стоят также на равных расстояниях от центральной скважины еще 6 скважин и т. д. в том же порядке.

При квадратной сетке каждая скважина окружена четырьмя скважинами, находящимися от нее на равных расстояниях; но в промежутках между ними несколько дальше стоят также на равных расстояниях от центральной скважины еще четыре скважины, и т. д. в том же порядке.

Условно предположим, что каждая скважина имеет одинаковый район дренажа формы круга и что эти круги только прикасаются, но не перекрывают друг друга. Для двух сеток мы получим картину, показанную на фиг. 58.



Фиг. 58.

Четырехугольный промежуток в квадратной сетке, не затронутый дренажем, больше, чем треугольный промежуток между районами дренажа треугольной сетки, если расстояния между скважинами обеих сеток одинаковы. Если потребуется применить систему «Five spots» («пятерка»), о которой написано в предыдущей главе, то при треугольной сетке это применение невыгодно. Пришлось бы ставить слишком много скважин, и каждая скважина получила бы слишком малый промежуток. При квадратной сетке «система пятой скважины» во многих случаях применяется.

Если скважины поставлены слишком близко одна от другой и условные районы дренажа частично перекрывают друг друга, есть мерка для этого перекрывания. Она называется «процентом пересечения» и показана на фиг. 59.

Первый и второй круги имеют 50% пересечения. Первый и третий — 0% пересечения.

Для многих месторождений более правильно было бы изображать предполагаемые условные районы дренажа не в виде кругов, а в виде эллипсов, вытянутых по простиранию слоев, так как в таких месторождениях пласт более однороден и имеет менее меняющуюся и притом более значительную проницаемость по простиранию слоев, чем вкрест простирания. Это касается, главным образом, песков и песчаников и объясняется условиями седиментации и явлениями, происходящими при орогенических процессах, создающих складку, купол или моноклиналь. В месторождениях III категории бывает и наоборот. Грун-

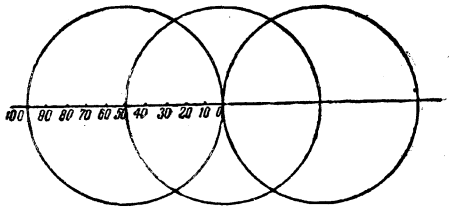
товые воды, создавшие эрозионные каналы, часто текли по наклонному пласту в сторону его падения.

Применение понятия «район дренажа газовой скважины» приносит мало пользы и часто искажает действительность. Можно обходиться и без него.

«Граница газоносности» есть важное понятие. Ее следует знать или по крайней мере иметь о ней приблизительное представление. Иногда для этого понятия применяют название «контур газоносности».

Границей газоносности могут быть:

1) фронт пластовой воды;
2) сброс;
3) выклинивание пласта;
4) прекращение пористости и пр.



Фиг. 59. Процент пересечения.

Первый и второй круги имеют 50% пересечений; первый и третий 0% пересечения — они только соприкасаются.

Иногда граница газоносности имеет резко выраженный характер, а иногда расплывчатый.

Для поверхностного оборудования промыслов, для проектирования и прокладки газопроводов, водопроводов, электропроводов, канав, телефонных линий и дорог квадратная сетка удобнее треугольной.

ОЧЕРЕДНОСТЬ ПОКРЫТИЯ ГАЗОНОСНОЙ ПЛОЩАДИ СКВАЖИНАМИ

Система однократного сплошного покрытия

Есть такие системы покрытия газоносной площади скважинами:

1. Система однократного сплошного покрытия.
2. Система постепенного покрывания.

А. Сгущающаяся.

Б. Ползущая.

Наиболее выгодна первая система. Покрывая сразу всё месторождение скважинами, установленными на рациональных расстояниях друг от друга, мы пользуемся для всех скважин всеми благами первоначального большого давления. Скважины имеют одинаковое или почти одинаковое давление. Во всех скважинах установлены одинаковое противодавление на пласт и одинаковый процент отбора, с применением одинаковых чок-ниппелей или орифайсов. Давление в пласте понижается медленно, равномерно и с одинаковым темпом. Последовательно и одинаково для всех скважин производится переход на

более широкие чок-ниппели. Осуществляется рациональное планирование понижения давления во всем пласте и планирование дебита. Скважины, начав с максимального давления, максимально используют энергию месторождения. Добыча идет с наименьшей тратой энергии. Газу не приходится притекать с очень больших расстояний и тратить на это излишний перепад давления. Каждый кусок пласта имеет по соседству действующие скважины. Если месторождение разбуривается по частям и в какой-нибудь год покрыта скважинами лишь часть газоносной площади, в скважины этой части идет газ не только из нее, но и из других частей месторождения, не покрытых скважинами, и иногда он идет с очень больших расстояний, тратя на это давление, которое будет нужно для будущих скважин на отдаленных площадях.

Система одновременного сплошного покрытия выгодна в области заготовки и траты материалов. Заготовляются в массовом масштабе однотипные стандартные взаимнозаменяемые предметы оборудования. Скважины имеют одинаковую конструкцию.

Во всех скважинах для закрытия воды установлен один и тот же горизонт. Вода по пласту не может итти из одной скважины в другую.

Эта система пригодна для месторождений газового режима. Для месторождений гидравлического режима мы ее не рекомендуем. Для них нужна ползущая система: от фронта воды вверх по восстанию пласта.

Систему одновременного или однократного сплошного разбуривания можно применять к месторождениям малых и средних размеров. Для месторождения, имеющего очень большую газоносную площадь, эту систему применить трудно, а иногда и невозможно. Уж очень много буровых станков потребуется для одновременного покрытия скважинами весьма крупной газоносной площади. Возьмем для примера месторождение Хьюготон, имеющее газоносную площадь более 10 тыс. $км^2$ и покрытое пока очень малым числом скважин. Расстояния между скважинами установлены 1609 *м*. Если все это месторождение покрыть скважинами, потребуется около 4000 скважин. Один буровой станок за год может дать 20 скважин. Следовательно, потребуется 200 станков. При среднем начальном дебите открытой скважины в 500 тыс. $м^3/сутки$ и при 10% отбора суммарная добыча будет 200 млн. $м^3$ в сутки, тогда как вся добыча газа в США составляет немного менее 300 млн. $м^3/сутки$. Разместить сразу лишние 200 млн. $м^3$ невозможно. Потребовалось бы проложить 30 новых длинных магистральных газопроводов. Такое количество стали в США в один год получить невозможно. Ясно, что к Хьюготону систему однократного сплошного покрытия применить нельзя.

Но такие гиганты, как Хьюготон,—явление исключительное. Подавляющее большинство газовых месторождений имеют небольшие размеры. Для очень многих достаточно нескольких скважин, чтобы покрыть всю газоносную площадь. К большинству месторождений система однократного сплошного покрытия применима. Эта система очень выгодна и удобна в отношении сбора газа по промыслу. Обслуживающая все скважины собирательная газопроводная сеть имеет одно давление. Не потребуется несколько сетей разных давлений,

которые могут потребоваться, если на промысле есть скважины нескольких возрастов, т. е. нескольких разных давлений. Старые скважины имеют малое давление, а новые — большое, и если собирательная сеть одна, то по ней из скважины высокого давления газ пойдет в скважины малого давления.

Конечно, производя по указанной системе однократное сплошное разбурирование, нужно заготовить и собирательную сеть, и магистральный газопровод для вывода газа в пункты потребления. Могут быть возражения, что такой газопровод, рассчитанный на первый год работы, в дальнейшем будет иметь снижающееся количество газа для перекачки и не окупится, так как новых скважин уже не будет. Это — не существенное возражение. Рациональным планированием по указанной системе можно в течение продолжительного времени иметь с разбуренного в один год месторождения одинаковую добычу. Нужно лишь начинать с малого процента отбора и, меняя чок-ниппели, ежегодно понемногу увеличивать процент отбора. Во всяком случае на 10 лет хватит одинаковой и притом значительной добычи, а для амортизации и выгодной работы газопровода срок в 10 лет — вполне достаточен. Фактически этот срок будет более длинный.

Системы постепенного покрывания

Сгущающаяся система на первый взгляд кажется рациональнее ползущей. Действительно, в смысле равномерного снижения давления в пласте она стоит выше ползущей. Но много ли в газовом деле можно применить «степеней уплотнения»?

В нефтяном деле, где расстояния между скважинами во много раз меньше, чем в газовом, можно применить много степеней уплотнения. В газовом деле до очень малых расстояний мы итти не можем, а начинать с очень больших расстояний неудобно в промысловом отношении.

Предположим, что рациональное расстояние для данного месторождения есть 1500 *м*. Мы можем начать с сетки, имеющей расстояния 3 *км*. Это будет первая степень уплотнения. Затем, поставив скважины в серединах расстояний между скважинами первой степени, мы получим вторую степень уплотнения, имеющую расстояния между скважинами в 1500 *м*. Итого только две степени уплотнения.

На месторождениях с малопористыми и плохопроницаемыми пластами можно иметь третью степень уплотнения с расстояниями в 750 *м*. В исключительных случаях на месторождениях типа Уэлленд, Канада можно доходить до четвертой степени с расстояниями в 375 *м*. Но все это — редкие случаи, и на большинстве месторождений возможны лишь две степени уплотнения. Поэтому сгущающаяся система может иметь ограниченное применение.

В нефтяном деле допускается иногда уплотнение неравномерное. Например, на участке в 10 *га* ставится 1 скважина. Это есть первая степень уплотнения. Поставив вторую скважину, имеют вторую степень уплотнения и т. д. Когда на участке поставлено 10 скважин, это будет десятая степень уплотнения. Но при таком размещении по-

лучаются на участке в том или ином году разные расстояния между скважинами. Не соблюден принцип равномерного размещения скважин. Лишь на 10-й год промысел приходит к одинаковым расстояниям, если был составлен план с конечным размещением скважин на одинаковых расстояниях. На газовых промыслах принцип равномерного размещения должен быть соблюден, так как от этого зависит равномерное снижение давления в пласте. В каждый данный год все скважины должны находиться на одинаковых расстояниях. Поэтому при уплотнении приходится ставить новые скважины в серединах расстояний между существующими скважинами.

При сгущающейся системе на газовом месторождении число пробуриваемых скважин в каждом году в 4 раза превосходит число скважин, пробуренных в предыдущем году. Размер бурения каждый год увеличивается в 4 раза. Это тоже представляет некоторые неудобства.

Скважины разных степеней уплотнения будут иметь разный возраст, т. е. разное давление. Может потребоваться для каждой степени отдельная газособирательная сеть или же для сбора газа из скважин разного давления в одну сеть придется применять особые меры, связанные с большими затруднениями.

Для месторождений гидравлического режима сгущающуюся систему применять не следует.

К месторождениям, имеющим газоносную площадь малых размеров, сгущающаяся система не применима.

Ползущая система на месторождениях газового режима. Если нет возможности сразу покрыть всю газоносную площадь скважинами, покрывают только часть площади, и в следующие годы бурят новые скважины, постепенно передвигаясь по газоносной площади. Промысел растет. Для ежегодного бурения промысел имеет определенное количество буровых станков. При небольшой глубине залегания пласта нет надобности иметь много станков.

Противодавление на пласт, процент отбора, номер чок-ниппеля. суммарная годовая добыча, темп снижения давления в пласте, размеры ежегодного бурения и сбыт газа увязываются в едином плане.

В каждый данный год скважинами занята только какая-нибудь определенная часть газоносной площади. В скважины газ идет не только с этой части, но и с соседних частей, и это представляет некоторое неудобство. Когда в следующем году вступает в эксплоатацию соседняя часть, ее скважины уже не показывают того первоначального давления, которое было на ранее занятой площади, и имеют первоначальный дебит в открытом состоянии несколько меньше дебита скважин ранее занятой площади. Это ярко выразилось, например, в Хьюготоне.

Скважины разных возрастов неудобны также при сборе газа из скважин в общую собирательную сеть. Но здесь этот вопрос разрешается проще, чем при сгущающейся системе, так как можно на старой площади иметь сеть малого давления, а на новой — сеть более высокого давления, тогда как при сгущающейся системе, если иметь две сети, то одна вклинивается в другую.

Нужно различать два порядка покрывания:

1) наращивание и

2) перескакивание.

При наращивании новые скважины ставятся на рациональных расстояниях от старых скважин. При перескакивании в каком-нибудь году бурят новые скважины не рядом со старыми, а где-нибудь в другой части газоносной площади, создавая там как бы отдельный новый промысел.

Наращивание удобнее, выгоднее и рациональнее перескакивания. Но иногда перескакивание вызывается особыми обстоятельствами, например, по сбыту газа, или же геологическими причинами.

Ползущая система при гидравлическом режиме. Поставленные по этой системе скважины образуют не сетку, а линию. Если месторождение представляет собой антиклиналь или удлиненный купол, линия эксплоатационных скважин опоясывает структуру и имеет вид эллипса. Если месторождение — моноклиналь, эксплоатационная линия имеет вид более или менее прямой линии. В том и другом случае она располагается по какой-либо определенной изогипсе пласта (по пластовой горизонтали), более высокой, чем изогипса, на которой находится в данный момент фронт пластовой воды. Первоначальное расстояние линии эксплоатационных скважин от фронта воды должно быть таково, чтобы подымающаяся вода могла выдавливать газ в эксплоатационные скважины и чтобы можно было, не снижая давления в пласте, добывать газ только за счет продвижения воды. Таково же должно быть и расстояние между скважинами по эксплоатационной линии. Но нет возражения и против некоторого уменьшения его, а именно против принятия такого расположения: расстояния между скважинами по эксплоатационной линии — меньше первоначального расстояния этой линии от фронта воды. Оно может быть даже вдвое меньше. Первоначальное расстояние линии эксплоатационных скважин от фронта воды увязывается и со скоростью продвижения фронта воды. Чем меньше скорость, тем меньше расстояние. Оно должно превосходить годовую скорость не более, чем в 20 раз. Этим определяется 20-летняя продолжительность жизни скважины.

Есть надежда, что затапливающая пласт вода выгонит и адсорбированный газ.

Когда вода захватила эксплоатационные скважины, эксплоатация переходит на более высокую изогипсу в заранее пробуренные скважины. Перерыва в эксплоатации не должно быть. Поэтому, когда в эксплоатационных скважинах первой линии появилась вода, уменьшающая дебит газа, уже следует начинать добывать газ из скважин второй линии.

Если давление в пласте очень большое, вода, захватив эксплоатационные скважины, начнет из них выливаться на поверхность, это переливание или фонтанирование воды следует остановить, так как оно будет ослаблять давление в пласте и скорость продвижения воды по пласту. Нужно эти переливающие скважины ликвидировать, затрамбовав их очень крепко и надежно, так чтобы вода не могла входить и в верхние пористые пласты.

Если переливания нет и давление в пласте не очень большое, а ско-

рость продвижения воды по пласту малая, скважины, захваченные водой, следует превратить в нагнетательные и накачивать через них в пласт воду с поверхности. Вода должна быть чистая и не должна создавать закупоривание пор пласта. Этим нагнетанием воды можно сильно повысить скорость продвижения воды по пласту и дебит газа эксплоатационных скважин.

Для выяснения скорости продвижения воды и для наблюдений над давлением между фронтом воды и линией эксплоатационных скважин бурятся контрольные скважины.

Фронт воды и добыча газа постепенно приближаются к высшей точке структуры, где газоносный пласт лежит гипсометрически наиболее высоко. Если при этом давление в пласте понижается и скорость движения воды уменьшается, нужно усилить нагнетание воды в пласт в последней линии эксплоатационных скважин, захваченных водой.

Когда вода захватит всю газоносную площадь, казалось бы можно считать, что весь газ добыт. Фактически это не так. Еще много газа осталось в растворенном состоянии в воде, и вода может даже представлять раствор, пересыщенный газом. Весь растворенный газ желательно добыть. Для этого в высшей части структуры нужно оставить одну или несколько скважин. Если это — купол, оставляется одна скважина. Если — антиклиналь, то несколько — по линии наивысшего поднятия газоносного пласта. Из этих скважин будет понемногу выходить газ, как показал опыт последней скважины на затопленном месторождении Элк-Сити. Нагнетание воды в пласт нужно прекратить и принять меры к понижению давления в пласте. В оставленные скважины нужно спустить насосы и производить откачку воды. Часть пласта в высшей точке структуры будет осушена. В ней начнет образовываться газовая шапка, из которой и можно будет добывать газ. Откачиваемая вода должна пропускаться через трапы, в которых надо держать вакуум путем отсасывания газа из верхней части трапа компрессором. Можно добавить подогрев воды в трапе. При этих условиях газ из воды будет извлечен.

Полезно произвести торпедирование для сильного сотрясения воды.

Этот конец выработки месторождения по гидравлическому режиму наступит не скоро. К тому времени природный газ как идеальное топливо и ценное сырье для многих производств завоюет высокое место в народном хозяйстве и будет иметь соответственно высокую цену, так что извлечение газа из воды представит выгоды.

Система нагнетания воды в пласт приложима и к месторождениям газового режима. Добывать газ из месторождений гидравлического режима по изложенной системе значительно выгоднее, чем из месторождений газового режима по обычной системе; количество извлеченного газа (отдача пласта) больше и время выработки меньше. Но в каждом месторождении газового режима мы можем искусственно создать гидравлический режим путем нагнетания воды в пласт.

В. П. Савченко в своем докладе [1] говорит:

---

[1] «Установление оптимального эксплоатационного режима газовых и нефтегазовых месторождений и скважин Бугурусланского района», март. 1944, стр. 5.

«Примером гидравлического режима разработки газовой залежи является режим разработки газового месторождения «Дагестанские Огни». Газ здесь залегал в трещиноватых хадумских мергелях и в таких же фораминиферовых мергелях и известняках. Газовая залежь подстилалась мощной подошвенной водой, залегающей в тех же мергелях и известняках и в трещиноватых, местами кавернозных меловых известняках, идущих на глубину несколько сот метров. Скважины, вскрывавшие эту воду, давали дебит в Дагогнях до 5—7 тыс. *т* воды в сутки, а в соседнем районе (Берекей) до 20—40 тыс. *т* воды в сутки. Благодаря наличию такой мощной подошвенной воды давление в газовой залежи Дагогни в процессе ее разработки снижалось всего на 3—4 *ат* против начального, которое достигало 32—33 *ат*».

По сведениям, которые мы получили от инж. Главгазтоппрома Л. А. Зиновьевой, газоносный хадумский горизонт в Дагогнях имеет мощность 15 *м* и состоит из битуминозных мергелей с прослойками некарбонатных глин и рыхлых серо-бурых песчаников. Первоначальное давление было от 35 до 40 *ати*. Оно подверглось значительному понижению. Скв. № 17, вступившая в эксплоатацию 28 октября 1940 г., показала давление в закрытом состоянии 26 *ати* у устья. Скв. № 20, вступившая в эксплоатацию 16 октября 1940 г. — 12 *ати*. Скв. № 24—24 *ати*. Скв. № 25, вступившая в эксплоатацию 6 декабря 1941 г. — 19 *ати*. Скв. № 34—21 *ати* и скв. № 11-бис—13 *ати*. Вместе с тем все эти скважины дали малый дебит. За время разработки месторождения Дагогни дебит понизился сильнее, чем пластовое давление.

Причинами такой траты давления были не только подземная утечка газа и нерациональная разработка, но и нерасчетливая трата подземных запасов воды, подстилающей газовую залежь. Скважины в районах Дагогни и Берекей, вошедшие в эту воду и давшие сильное переливание воды, так и были оставлены с этим переливанием. Они выпустили из указанного подземного резервуара, являющегося общим для Дагогней и Берекея, громадные количества воды и этим ослабили давление в резервуаре.

При разработке газового месторождения по гидравлическому режиму изучению и охране подлежит не только газовое месторождение, но и месторождение воды, дающей напор газу. Изучение водяного месторождения производится по методам гидрогеологии и инженерной геологии. Для каждого газового месторождения гидравлического режима должен быть установлен «округ охраны месторождения воды», дающей напор газу. Для практики установления таких округов охраны полезно ознакомиться с делом установления округов охраны источников целебных минеральных вод. На Кавказе это дело было хорошо поставлено. Внутри таких округов охраны запрещалось бурение скважин в те пласты или водоносные зоны, которые содержат охраняемую воду.

За весьма малыми исключениями все воды, дающие напор газовым залежам гидравлического режима, есть воды минерализованные. Вода под Дагогнями и Берекеем имеет высокую температуру и весьма сильно минерализована. Уже это одно показывает, что, хотя запасы этой воды были велики, они все же были ограничены.

Такую же охрану вод надо установить и для нефтяных месторождений гидравлического режима.

В США рациональная система разработки газовых месторождений гидравлического режима и на практике, и в литературе отсутствует.

По существу есть только две системы добычи газа:

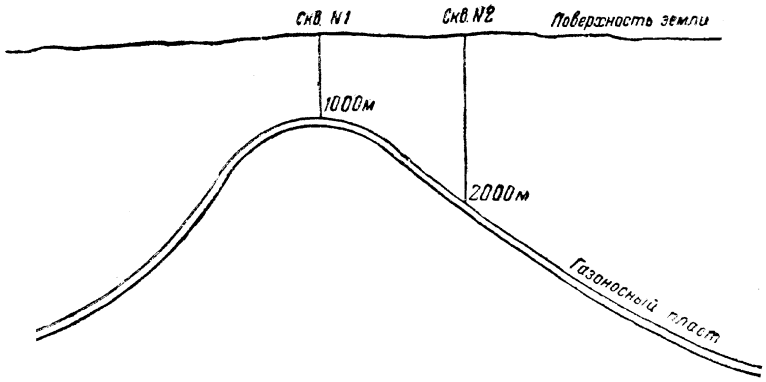
1) пневматическая и

2) гидравлическая.

В первой системе силой, двигающей газ к скважинам, является давление и расширение газа, во второй — давление воды. Газ — эластичен, а вода практически не эластична. До сих пор фактически преобладала первая система. По ней газ добывался из месторождений газового режима и во многих случаях даже из месторождений гидравлического режима. Вторая система рациональнее и выгоднее. По ней можно добывать газ из всяких месторождений.

РАСПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН НА СТРУКТУРЕ

Предположим, что мы имеем антиклинальную складку или купол, и поперечный разрез этой структуры изображен на фиг. 60. Рассмотрим два варианта расположения скважин на этой структуре. Скв. № 1 находится в высшей точке структуры и встретила газоносный пласт на глубине 1000 *м*. Скв. № 2 расположена на крыле, и газоносный



Фиг. 60. Расположение скважин на структуре.

пласт в ней ветретился на глубине 2000 *м*. Предположим, что в этой местности каждые 10 *м* глубины прибавляют давление на 1 *ат*. В скв. № 2 на глубине 2000 *м* давление будет 200 *ата*. Отсюда не следует, что в скв. № 1 оно будет 100 *ата*. Нет, давление будет намного выше. Оно будет равно 200 *ата* минус вес столба сжатого газа высотой 1000 *м*. Следовательно, оно будет немногим меньше 200 *ата*. Пористый газоносный пласт передает давление из нижних сфер в более высокие. В этом и заключается главная причина ненормально высоких давлений, встреченных во многих газовых скважинах.

Например, в месторождении Ронок в южной Луизиане давление в газоносном пласте на глубине 2667 *м* оказалось не 266,7 *ата*, а

293,5 *ата*, т. е. на 26,8 *ат* выше нормального. Очевидно, в эту точку передалось по пласту давление из более глубоких частей месторождения.

Выгоднее пробурить скв. № 1, чем скв. № 2. Во-первых, она обойдется более, чем вдвое, дешевле и потребует намного меньше времени для бурения, а это очень важно в начале разработки месторождения, когда затраты еще не начали окупаться и когда вследствие большой нужды в газе для окружающего района, еще не снабженного газом, требуется как можно скорее дать газ этому району.

Во-вторых, эксплоатация скв. № 1 будет выгоднее эксплоатации скв. № 2. Амортизация капитальных затрат меньше. Нужны более короткие колонны насосных и сифонных труб. Легче борьба с водой, если таковая будет появляться в скважине и т. д. В скв. № 1 мы пользуемся большим давлением на малой глубине, а соответственно давлению будет и дебит.

В-третьих, газ более охотно пойдет от скв. № 2 к скв. № 1, чем обратно. Углеводородный газ всегда стремится итти кверху. Потому-то газ и скопился в сводах антиклиналей и куполов, что стремился итти кверху. Потому-то он и дает выходы газа на поверхности земли. В недрах его может удержать, да и то не сполна, лишь непроницаемая порода. Газа не бывает в нижних частях синклиналей.

На крыльях складки или купола находится тот газ, который при данном давлении не смог найти себе места в сводах этих структур, уже занятых прежде пришедшим газом.

Метан есть самый легкий газ земной коры. Водорода в ней нет, а гелий имеется в очень малых количествах и обычно примешивается к метану. Так как, кроме метана, в земной коре есть и другие газы, происходит смешение газов вследствие диффузии. Но на глубинах под большим давлением в пористой среде при повышенной температуре, увеличивающей вязкость газов, и при малых скоростях движения диффузия идет медленно и не сполна. Газ в высших точках структур более богат метаном и менее богат тяжелыми газами, чем на более значительных глубинах. Азота больше в верхних частях, а углекислоты и тяжелых углеводородов — в нижних. Это можно установить только очень тщательными химическими анализами. Для большинства месторождений такие анализы не сделаны. Но, например, в районе Монро выяснилось, что в одном и том же пласте состав газа не одинаков по всему пласту. В юго-восточной части, где газоносная зона лежит глубже, газ содержит 0,0803 *л* бензина, а в остальной части — 0,03345 *л* бензина в 1 $м^3$. Содержание бензина указывает на содержание тяжелых углеводородов.

Эксплоатацию при газовом режиме надо ставить так, чтобы она соответствовала естественному стремлению газа итти вверх. Если мы добываем газ из скв. № 1 и этим снижаем давление в верхней части структуры, в нее пойдет с крыльев газ по тем путям, которые были проложены газом, ранее собиравшимся в своде. По этим путям веками шел газ. Мы используем природные пути, существование и качество которых доказано скоплением газа в своде. Мы используем движение в том же направлении, в котором газ шел раньше, а не в обратном.

В скв. № 2 над пластом лежит толща пород в 2 *км* мощности, а в скв. № 1 — только в 1 *км*. Двухкилометровая толща своим весом будет выжимать газ по пласту к скв. № 1. Потому-то Тиллотсон (цитирован выше) и говорит, что «одна скважина, поставленная на своде (именно на своде, а не на крыле) купола, может дренировать весь купол».

Если месторождение представляет моноклиналь или наклонную линзу, все изложенные положения применимы и к ним. В каждом газовом месторождении есть наиболее поднятое место. С него при газовом режиме и нужно начинать эксплоатацию.

Если крылья купола или антиклинали не широки, достаточно одной скважины в центре свода купола или нескольких скважин по линии перегиба газоносного пласта в своде антиклинали. Но надо найти это наиболее поднятое место. Нам нужно наиболее поднятое место пласта, а не поверхностных слоев. Обычно ось антиклинали на глубине отодвигается под более пологое крыло. Но бывает и наоборот.

При большой ширине крыльев складки или купола или при большой ширине газоносной моноклинали требуется несколько последовательных рядов скважин. Ряды вытянуты по простиранию слоев. Каждый ряд стоит на одной изогипсе пласта.

Если мы хотим разработать обширное месторождение, имеющее газовый режим, и не вводим искусственно гидравлического режима, в расстановке скважин нужно итти обратно тому, как было выше показано для гидравлического режима. Нужно итти от наиболее поднятого места структуры по падению пласта к нижней окраине газоносной площади, переходя на все более и более низкие изогипсы пласта. Но в обеих системах, и гидравлической и пневматической, газ при эксплоатации одинаково должен итти вверх по восстанию пласта.

СИСТЕМЫ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ

Изложение систем

Мы рассмотрели расположение скважин по газоносной площади. Теперь рассмотрим выработку месторождения в вертикальном направлении. В этом отношении можно наметить следующие системы.

I. Система одновременной выработки всех пластов
II. Системы последовательной выработки
  1) Система «сверху вниз», начиная с самого верхнего пласта и кончая самым нижним
  2) Система «снизу вверх»
  3) Выборочная система

Во многих месторождениях газоносным пластом является только один пласт или одна газоносная зона. Но есть много месторождений, содержащих два или несколько отдельных газоносных пластов или зон. Разработка многопластовых месторождений — дело сложное и ответственное. Для такой разработки нужен основательно продуманный план. Главным вопросом является вопрос о давлениях. Если месторождение имеет два или несколько пластов и во всех пластах

давление одинаковое и состав газа одинаковый, вопрос разрешается просто. Но если давление одинаковое, а состав газа разный, вопрос несколько осложняется. Особенно сложен он в отношении многопластовых месторождений, имеющих разное давление в пластах. В скважине неправильной конструкции газ из пласта высокого давления может пойти в пласт низкого давления, и мы будем заниматься перепусканием газа из одного пласта в другой. Во многих случаях это недопустимо.

Если в многопластовом месторождении в разных пластах имеется газ разного состава, то и при одинаковом давлении иногда приходится каждый отдельный газ добывать, транспортировать, хранить и применять отдельно. Есть месторождения, в которых газ одного пласта содержит сероводород, а газ другого пласта сероводорода не содержит. Недопустимо сероводородный газ перепускать в пласт с чистым газом. Добывать, транспортировать и хранить чистый газ следует отдельно от сероводородного. Газ, содержащий сероводород, тотчас по его выходе из скважин нужно направить на сероочистку.

Есть месторождения, где газ одного пласта не содержит бензина или содержит бензин в таких ничтожных количествах, что нет расчета извлекать бензин, а газ другого пласта содержит бензин; этот газ следует добывать отдельно и направлять на газо-бензиновый завод.

В некоторых месторождениях разные пласты содержат газ, сильно отличающийся по калорийности и т. д.

Для многих многопластовых месторождений требуются изоляция отдельных пластов и отдельные пути для газа разных пластов по скважине или же отдельные скважины на каждый пласт.

В многопластовом месторождении обычно в каждом следующем, т. е. нижележащем пласте, давление выше, чем в предыдущем. Но бывает и иначе.

К числу исключений относится месторождение Верц, в котором первоначальные давления были:

в	I	пласте	— 60	*ата*	у	устья	закрытой скважины
во	II	„	— 125,6	„	„	„	„ „
в	III	„	— 94,2	„	„	„	„ „
в	IV	„	— 94,2	„	„	„	„ „
	V	„	— 106	„	„	„	„ „

III и IV пласты разделены пластом глины мощности только 1,5 *м*, имеют одинаковое давление и эксплоатируются совместно. На остальные пласты на каждый пласт проведены отдельные скважины, и перепускания газа из одного пласта в другой нет. Бурение скважин велось последовательно. Сначала были пробурены скважины на 1 пласт. Потом другие скважины на II пласт и т. д. По окончании всего бурения пласты эксплоатировались одновременно, но раздельно. Однако, в таких случаях, когда бурение идет на какой-нибудь нижний пласт, трудно разобщить и вполне обезопасить верхние пласты, и для этого нужны особые мероприятия.

Система одновременной выработки всех пластов

Система одновременной выработки всех пластов тем труднее осуществима, чем больше пластов содержит месторождение. Для нее особенно важно:

1) при бурении на нижние пласты обезопасить проходимые пласты от порчи, обводнения, утечки газа и пр.;

2) дать рациональную конструкцию скважинам.

Возможны два варианта одновременной эксплоатации нескольких пластов:

1. На каждый пласт отдельные скважины и каждая скважина эксплоатирует только один пласт.

2. Скважина может брать газ одновременно из двух или трех пластов, но пласты должны быть изолированы друг от друга, и газ каждого пласта имеет в скважине отдельный путь. Изоляцию пластов можно осуществлять пакерами или цементом. Такие скважины называются двухпластовыми и трехпластовыми.

Четырехпластовых пока в практике не было. В трехпластовых скважинах возможна, например, такая конструкция.

Газ из нижнего пласта идет внутри насосных труб диаметра 2″, из среднего пласта в кольцевом пространстве между насосными трубами 2″ и 4″ и из верхнего пласта в кольцевом пространстве между насосными трубами 4″ и обсадными трубами 6″.

Применяются и другие комбинации диаметров, как например: сифонные трубы 1″, насосные трубы 2,5″ и обсадные трубы 5″ или 4,5″.

На устье скважины устанавливается сложная елка с шестью отводами, из которых три запасные. Дальше газ трех пластов идет по отдельным газопроводам разного давления.

Мнения специалистов в США о трехпластовых скважинах разные. Некоторые специалисты находят эти скважины выгодными и рациональными. Другие с этим несогласны и предпочитают трехпластовым скважинами отдельные скважины на каждый пласт. Некоторое распространение двухпластовые скважины получили на газово-конденсатных месторождениях южной Луизианы и в юго-западном Тексасе. Их много на крупном месторождении Вилль-Плетт, где положили много труда на введение трехпластовых скважин и от них отказались, оставив лишь двухпластовые. В литературе США есть описания, в которых охарактеризованы многочисленные затруднения, возникающие при эксплоатации трехпластовых скважин. Газово-конденсатные пласты лежат на большой глубине. Доведенные до них скважины обходятся очень дорого. Поэтому понятно стремление добиться, чтобы такая скважина могла эксплоатировать одновременно несколько пластов, и не бурить лишние скважины. Газовые месторождения в сравнении с газово-конденсатными лежат на малой глубине, и скважины стоят во много раз дешевле. Такие скважины можно бурить отдельно на каждый пласт или на два пласта. В США многопластовые газовые месторождения многочисленны. Но по отношению к общему числу скважин на них процент двухпластовых скважин очень малый, а трехпластовых — ничтожный.

Вопрос о перепускании газа из одного пласта в другой

Из трехпластовых скважин трудно удалять скапливающуюся воду. В кольцевые пространства нельзя спустить сифонные трубы, да и последняя колонна насосных обычно имеет слишком малый диаметр. Иногда над пакерами скапливаются грязь, соль или песок. Приходится чистить скважины. Иногда приходится вынимать насосные трубы и пакеры. Во время ремонта или чистки трехпластовой скважины по ней возникает сообщение между пластами, и газ из пластов высокого давления идет в пласты меньшего давления. Есть мнение, что такое перепускание газа особенного вреда не представляет. Защитники этого мнения говорят, что во многих местах США истощенные газовые месторождения служат для хранения избытков газа, добываемого летом на других месторождениях. Летом в истощенный пласт компрессорами нагнетается газ, а зимой его обратно добывают в тех же количествах.

Действительно, такое хранение газа в истощенных газовых и даже нефтяных пластах в США широко практикуется, и истощенные пласты прекрасно служат в качестве громадных подземных газгольдеров. Обычно весь накачанный в истощенный газовый пласт газ в тех же количествах, при тех же изменениях давления можно получить обратно, а газ, накачанный в истощенный нефтяной пласт, иногда получается обратно с некоторой прибавкой. Но дело в том, что при этом нагнетании никогда не превышают первоначального давления в пласте и даже не доводят до него.

Предположим, что в каком-нибудь месторождении первоначальное давление в пласте было 50 *ата*. При эксплоатации оно понизилось, например, до 3 *ата*. Пользуясь этим месторождением для хранения газа, обычно нагнетают в него газ с давлением в несколько атмосфер, редко доводят до 20 *ата* и очень редко до 30 *ата*, так как во-первых, нагнетание под большим давлением дорого стоит: требуются трехступенчатые компрессоры. Во-вторых, обычно большое давление и не требуется; для тех количеств газа, которые нужно поместить на хранение, хватает вместимости пласта и при малых давлениях. В-третьих, не желают рисковать, делая необычные эксперименты над пластом.

Предположим, однако, что в такой пласт, имевший первоначальное давление 50 *ата*, мы накачали газ под давлением 70 *ата*. Мы не знаем, что произойдет. Может просто порваться непроницаемая оболочка пласта: весь газ уйдет по трещинам в вышележащие пористые пласты и где-нибудь прорвется на поверхность там, где эти пласты подходят близко к поверхности. Аналогичный случай прорыва газа был в 1 *км* от скв. № 277 на Журавлевско-Степановской площади Бугуруслана. Может быть первоначальное давление и было то, при котором газ держался в пласте, а все, что накапливалось сверх этого давления, уходило. Каждый сосуд, рассчитанный на большое внутреннее давление, имеет предохранительный клапан, автоматически открывающийся, когда давление доходит до предела. Может быть некоторые газовые пласты имели и имеют такие предохранительные клапаны в виде открывающихся и закрывающихся трещин в породе над пластом.

Они открываются, когда давление превысит первоначальное, и закрываются когда оно упадет.

Первоначальное давление в газовом месторождении сложилось геологически и соответствует сложному комплексу физических, химических и геологических явлений и сил. Неизвестно, что произойдет, если мы накачаем в пласт газ намного выше первоначального давления. Может быть газ не просто сожмется в том же объёме по закону Бойля с обычным отклонением, а найдет себе новый объём, откуда мы его не получим. Он может уйти на адсорбцию в мелких порах соседних пород. Он может раствориться в воде или других жидкостях. Он может уйти на образование пленки сгущенного газа вокруг зерен пород, вновь занятых этим газом, и т. д.

Вообще различные месторождения при нагнетании в них газа для хранения ведут себя по-разному. Некоторые, как например, обширные месторождения в Кентукки, ведут себя по закону Бойля с обычным отклонением и на каждую атмосферу повышения давления принимают в себя одинаковое количество газа и столько же отдают его обратно при понижении давления на каждую атмосферу. Словом, месторождение ведет себя по формуле $P=kY$, где Y — накаченный или взятый обратно объём. Очевидно, здесь есть «постоянство объёма резервуара».

Месторождение Дзоар в штате Нью-Йорк ведет себя по уравнению $P=k\sqrt{Y}$. Увеличили давление вдвое, а газа поместилось в 4 раза больше и т. д. Очевидно, здесь нет постоянства объёма резервуара. При повышении давления газ находит новый объём.

Месторождения в штате Арканзас ведут себя еще иначе и также не имеют постоянства объёма резервуара.

В результате вышеизложенного мы устанавливаем принцип:

Если при одновременной разработке в одной скважине нескольких пластов происходит временное перепускание газа из пласта высокого давления в истощенный пласт, имеющий меньшее давление, против такого перепускания нет возражений при следующих трех условиях:

1. Давление в том пласте, в который перепускается газ, не следует доводить до первоначального давления этого пласта, т. е. до того давления, которое этот пласт имел в самом начале его разработки.

2. Перепускание возможно только в определенные, хорошо известные пласты, предназначенные для эксплоатации в недалеком будущем.

3. Не должно быть перепускания газа в пласты, малоизвестные и считающиеся непромышленными. Между промышленными пластами или выше их могут быть, например, прослойки песчаника в глинах. Они могут поглотить много газа.

Первое из этих условий весьма трудно выполнимо. Чтобы его выполнить и проследить за его выполнением, надо замерять давление в том пласте, куда перепускается газ. А как замерять это давление? Если перепускание идет по-за трубам, мы это давление узнать не можем. Если пропускание идет по открытому забою или внутри труб, имеющих отверстия против пласта, в который пропускается газ, мы можем определить лишь давление внутри скважины, а в пласте оно может быть иным.

Нельзя ли давление вычислить теоретически?

Назовем пласт, откуда идет газ, нижним, а пласт, в который он идет, верхним, потому что в большинстве случаев так и бывает.

Если нам точно известны вместимость нижнего пласта, которую назовем v_1; вместимость верхнего пласта, которую назовем v_2; давление в нижнем пласте до начала перепускания, назовем это давление P_1; и давление в верхнем пласте до начала перепускания, назовем это давление P_2, то по окончании перепускания оба пласта и скважина составят один общий резервуар, в котором установится новое давление. Назовем его $P_{ср}$. Оно будет:

$$P_{ср}=\frac{v_1P_1+v_2P_2}{v_1+v_2}.$$

Здесь все три давления выражены в *ата*, а объёмы в $м^3$. Не учтено отклонение от закона Бойля, которое для нижнего пласта будет значительно выше, чем для верхнего. Если учесть отклонение, то $P_{ср}$ будет несколько выше, чем по указанной формуле.

Не учтено влияние изменения температуры. Войдя в верхний, более холодный пласт, газ уменьшится в объёме. Но и от закона Гей-Люссака есть отклонение. Все это можно было бы подсчитать, но нам неизвестна вместимость пластов.

Система последовательной выработки пластов, начиная с верхнего

Последовательная выработка пластов, начиная с самого верхнего и кончая самым нижним, есть наиболее простая, легкая, удобная, надежная и безопасная для месторождения. Мы считаем ее рациональной системой разработки месторождений.

Разработка начинается с самых дешевых скважин, имеющих малую глубину. Эта дешевизна начала эксплоатации имеет большое значение для предприятия, когда капитальные затраты на разведку и прочее еще не начали окупаться. Вторая выгода — быстрота выдачи газа на потребление и получение за него денег. Эта быстрота достигается малой глубиной первых скважин и большой скоростью их пробуривания. На нижние пласты бурение требует гораздо больше времени. Важно скорее дать газ окрестному району, который еще не имел газа и ждет его. Потом, когда предприятие окрепнет и первая нужда в газе будет удовлетворена, можно бурить и глубокие дорогие скважины на нижние пласты.

Когда в данное время разрабатывается только один пласт, а не несколько пластов самой различной глубины залегания, все скважины имеют, приблизительно одинаковый тип. Для них в массовом масштабе заготовляется однотипное стандартное взаимозаменяемое оборудование. Достигается простота в работе. Избегаются ошибки, связанные с бурением самых разнокалиберных скважин на разные пласты, еще недостаточно изученные. При эксплоатации одного пласта все скважины имеют приблизительно одинаковое давление и одинаковое оборудование. Газ идет в одну собирательную сеть, тогда как при

одновременной эксплоатации, и верхних, и нижних пластов пришлось бы иметь две или несколько газосборных сетей разного давления. При разработке одного пласта можно правильно покрывать его газоносную площадь скважинами по той или иной системе. При одновременной разработке нескольких пластов может оказаться, что один пласт надо покрывать по одной системе, а другие пласты по другой. Например, есть месторождения, где верхние пласты имеют газовый режим, а нижние — гидравлический, и фронты воды в них не находятся один под другим. Получается очень сложное покрывание скважинами газоносных площадей разных пластов, причем легко впасть в ошибку.

Итак, по излагаемой системе начинать надо с I пласта. Но это не значит, что в каждом году можно эксплоатировать только один какой-нибудь пласт. Если нужна добыча больше той, которую может давать I пласт, одновременно эксплоатируются два пласта: I и II. Если и этой добычи не хватает, добавляется эксплоатация III пласта и т. д. Важен лишь порядок, так что возражений против этой системы, заключающихся в том, что, проводя эту систему, мы лишаемся добычи какого-нибудь богатого нижнего пласта, не должно быть. По этой системе добывается именно столько, сколько нужно. Если нужно, можно пустить в эксплоатацию все пласты и это совместимо с указанной системой. С ней несовместимы пропуск пластов и преждевременное залезание вглубь с оставлением без эксплоатации каких-нибудь верхних или промежуточных пластов. С ней несовместимо бурение на нижние пласты раньше, чем на верхние. Можно начинать бурение на II пласт только после того, как покрыта скважинами вся газоносная площадь I пласта. Можно начинать бурение на III пласт только после того, как покрыты скважинами газоносные площади I и II пласта, и так далее.

Так как эксплоатация каждого отдельного пласта — очень длительное дело, бурение на II пласт идет по окончании бурения на I пласт, но во время эксплоатации I пласта и так далее. Постепенно наращиваются категории скважин. Каждый пласт может потребовать отдельную категорию скважин по конструкции, оборудованию, проценту отбора, размеру противодавления и пр. Но пласты, мало отличающиеся друг от друга, могут объединяться и в общие категории. Многопластовое месторождение надо рассматривать как серию отдельных месторождений, наложенных друг на друга. При бурении и при эксплоатации пласты должны быть изолированы друг от друга. Перепускание газа из одного пласта в другой с излагаемой системой несовместимо.

Вопрос об углублении скважин при излагаемой системе для большинства месторождений на ближайшее время не имеет большого значения. При длительной эксплоатации каждого пласта углубление скважин, закончивших эксплоатацию на каком-нибудь пласте, на следующий пласт может потребоваться не скоро. Однако есть быстро истощающиеся пласты. В штатах Огайо, Пенсильвания и Нью-Йорк есть месторождения, в которых некоторые пласты даже при рациональном начальном проценте отбора быстро снижают дебит и давление, и скважины на них уже через 1,5 или 2 года переходят на эксплo-

атацию без чок-ниппеля, давая очень малый дебит. Такие скважины приходится углублять, если есть пласты, лежащие ниже.

Скважинам, проектируемым на быстро истощающийся пласт, нужно давать конструкцию, предусматривающую возможность углубления.

Система «снизу вверх»

Система «снизу вверх» взята в СССР из нефтяного дела. В США этой системы, именно, как «системы» нет, и никто ее в виде системы не предлагал. Есть лишь отдельные редкие случаи бурения на нижние богатые пласты с пропуском верхних.

В нефтяном деле развитие систем разработки месторождений имело свою историю. Первая система была построена нами[1]. В общем эта система аналогична вышеописанной системе последовательной выработки пластов, начиная с верхнего, но предусматривает и систему расположения скважин по структуре. Ее отличие от описанных систем разработки газовых месторождений обусловлено различием характера газовых и нефтяных месторождений и глубоким различием в физических свойствах газа и нефти. Немалое значение в построении систем имело и различие в длительности жизни газовой и нефтяной скважины. Жизнь нефтяной скважины вследствие высокой вязкости нефти (в 200 раз больше вязкости газа) в среднем намного короче жизни газовой скважины.

В 1925 г. на «Съезде по разработке недр» в г. Москве были доложены сгущающаяся система горного инж. Н. Н. Смирнова и ползущая система геолога М. В. Абрамовича. В США долго не было никаких систем. В 1930 г. в «Petroleum Development» была напечатана система инж. Корбетта, но не нашла практического применения.

В 1930 г. в г. Баку была введена и широко рекламировалась система «снизу — вверх». Теперь некоторые специалисты предлагают принять ее и для разработки газовых месторождений. Сущность этой системы, как указано в книге И. М. Муравьева и Ф. А. Требина [2], заключается в следующем:

«На основании данных предварительной разведки продуктивной толщи месторождения отбирается пачка возможных эксплоатационных объектов, подлежащих разработке. Самый нижний из этих горизонтов, получающий название базисного, разбуривается в первую очередь, причем вначале на него бурится ряд «стволовых» скважин по редкой сетке, назначение которых — детальная разведка базисного горизонта в отношении его строения, насыщенности, тектонических нарушений и пр. и освещение при проходке, при помощи каротажа, всех вышезалегающих и пропускаемых пока эксплоатационных объектов.

По окончании разбуривания базисного горизонта разбуриваются вышезалегающие горизонты в последовательном порядке снизу вверх

---

[1] Описана кратко в журнале «Грозненский нефтяник» в 1923 г., более подробно в 1924 г. в журнале «Нефтяное и сланцевое хозяйство» и в 1928 г. в журнале «The Oil and Gas Journal».

[2] «Курс эксплоатации нефтяных месторождений», ч. I, 1937, стр. 321 — 322.

(фиг. 61). Один-два менее мощных и насыщенных горизонта из пачки оставляются в качестве возвратных горизонтов для возврата на них путем сверления дыр с ликвидацией прежних забоев неудачных или истощившихся скважин с основных горизонтов».

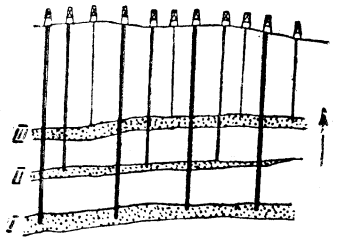
Эту систему мы не считаем рациональной.

Неясно, какой горизонт должен быть признан «базисным». Что это — самый богатый или самый нижний?

В Баку это совпало, так как в то время, когда вводилась система «снизу—вверх», самый нижний горизонт считался самым богатым. Но могут быть районы, где самый богатый пласт находится в середине или вверху.

Системе «снизу вверх» приписывалось универсальное значение.

Разработка месторождений по системе «снизу вверх» отличается излишней сложностью, невыгодна и сопряжена с большими опасностями порчи месторождения. Разработка начинается с бурения на самый нижний пласт, т. е. с наиболее долговременного бурения самых глубоких и дорогих скважин. В сравнении с бурением на верхние пласты начало реализации продукции сильно оттягивается. В то время как бурение глубоких скважин еще не освоено и имеется мало знаний о месторождении, сразу бурятся самые глубокие скважины. Такое бурение даст большой процент неудачных скважин. При системе «сверху вниз» освоение глубокого бурения идет постепенно, начиная с малых глубин.



Фиг. 61. Схема разработки месторождения по системе «снизу — вверх». Очереди скважин показаны в порядке убывания толщины линий.

При бурении на самый нижний пласт с пропуском всех верхних и промежуточных пластов очень важное значение имеет предохранение всех проходимых пластов от обводнения верхними и промежуточными водами, от порчи пластов глинистым раствором и от выпуска из них газа. Все это трудно выполнимо, требует больших знаний и дорого стоит.

Проходимые пласты должны тщательно изучаться. По определенной методике должны отбираться керны и производиться замеры. Должна определяться их продуктивность, чтобы иметь все нужные сведения для возврата в будущем на эти пласты.

При разработке снизу вверх очень важным является вопрос о выборе горизонтов для закрытия воды, о способах этого закрытия и о его испытании.

В связи с этим мы не рекомендуем эту систему для газовых месторождений.

Не сплошное проведение системы «снизу вверх», а бурение некоторых отдельных скважин на какой-либо богатый газом нижний пласт мы считаем возможным и до окончания бурения на верхние пласты. Но при этом должны быть соблюдены следующие условия:

1. Все вышележащие газоносные пласты должны быть выявлены и изучены.

2. Все вышележащие газоносные пласты должны быть предохранены:

а) от порчи их глинистым раствором,

б) от обводнения верхними и промежуточными водами,

в) от выпуска из них газа и

г) от перепускания в них газа высокого давления из нижнего пласта.

3. При эксплоатации нижнего пласта вышележащие газоносные пласты должны быть изолированы. Выполнить все это не легко.

Возникает вопрос о «консервации пласта». Пласт должен быть законсервирован в первоначальном природном виде, чтобы можно было потом к нему вернуться и установить рациональную эксплоатацию. Этот вопрос о консервации пластов, вскрытых бурением, должен быть изучен. На первый взгляд представляется, что надежная и полная консервация пробуренного пласта есть дело трудное, рискованное и малоизвестное.

В литературе США нет изложения какой-либо системы разработки газовых месторождений. Мы рассмотрели все многопластовые месторождения США и Канады. Везде работа идет так: сначала покрывают скважинами I пласт, потом II и т. д., последовательно, идя вглубь. Но эксплоатация производится одновременно. Когда есть скважины на всех пластах, все пласты эксплоатируются одновременно. На каждый пласт бурятся отдельные скважины. Если некоторые пласты имеют одинаковое давление, они эксплоатируются совместно одними и теми же скважинами. Это есть описанная нами выше «система последовательной выработки пластов сверху вниз», которую мы и рекомендуем.

Выборочная система

Эту систему мы излагаем только потому, что может быть кто-нибудь будет ее предлагать. Мы ее не рекомендуем, и нам неизвестны месторождения, где бы она применялась.

Сущность этой системы состоит в следующем.

Выбирается наиболее богатый пласт и с него начинается эксплоатация. Затем переходят к наиболее богатому из остальных пластов и так далее. Наиболее бедный пласт вводится в эксплоатацию последним.

В горном деле есть термин «хищническая разработка». В досоветское время местами она широко применялась при разработке месторождений руд и золота. Хищническая разработка заключается в том, что из месторождения выбираются определенные наиболее богатые целики, а остальное или временно оставляется без выработки или совсем бросается, заваливается отвалами, заливается водой и т. д. Впоследствии многие такие места вторично вырабатывались, а многие погибли.

Выборочную систему разработки газовых месторождений мы можем приравнять к описанной «хищнической разработке».

Конечно, если выполнить три условия, изложенные в конце предыдущей главы, мы и выборочную систему считаем возможной. Но выполнить их при этой системе особенно трудно.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

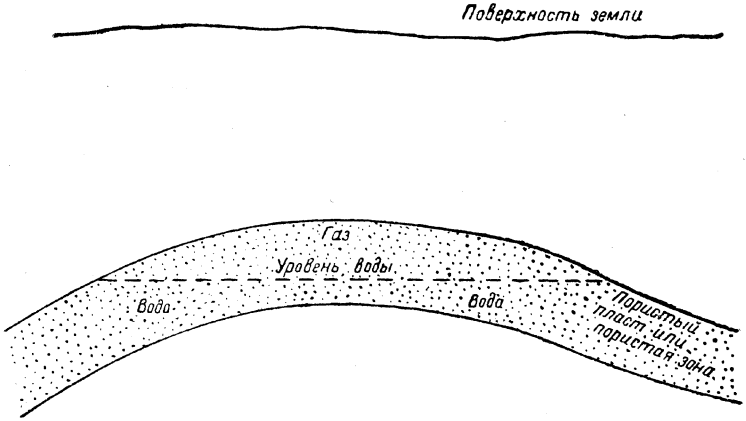
ДЕГИДРАЦИЯ ГАЗА

Глава XV

СОДЕРЖАНИЕ ВОДЫ В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ

Газовое месторождение, не содержащее нефти, есть газовая шапка над водой. Газ такого месторождения насыщен парами воды. Ранее дана классификация газовых месторождений по размерам контакта газ—вода. На фиг. 62 изображена схема месторождения, имеющего 100% площади контакта газ—вода.



Фиг. 62. Разрез месторождения, имеющего 100 % контакта газ—вода.

Если площадь контакта газ—вода составляет менее 100% газоносной площади, в течение длительного геологического времени вследствие диффузии газ всего месторождения насыщается парами воды.

Содержание воды в природном газе можно приравнять к содержанию воды в воздухе. Оба явления управляются одинаковыми законами физики.

Содержание воды в газе зависит от давления и от температуры. До последнего времени считалось, что это содержание не зависит от состава газа над водой и что в природном газе, насыщенным водой, содержится столько же воды, сколько ее содержится при том же давлении и при той же температуре в воздухе, насыщенном парами воды.

Также считалось, что количество насыщенного водяного пара в единице объёма воздуха при постоянной температуре обратно пропорционально абсолютному давлению. Совместное влияние давления и температуры выражается цифрами таблиц, имеющихся в технических справочниках, в курсах физики и термодинамики, в книгах по паровым котлам и т. д. [1].

Таблица 62 показывает содержание воды в *г* в 1 $м^3$ воздуха, насыщенного парами воды, при разных температурах и разном давлении[2].

Таблица 62

Содержание воды в *г* в 1 $м^3$ газа, насыщенного парами воды (или *кг* воды в 1000 $м^3$ газа)

Температура °С	Давление в *ата* (метрические *ата*)										
	1	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
0	4,9	0,98	0,49	0,327	0,245	0,20	0,16	0,14	0,12	0,11	0,098
5	6,8	1,36	0,68	0,453	0,34	0,27	0,23	0,20	0,17	0,15	0,136
10	9,4	1,88	0,94	0,627	0,47	0,38	0,31	0,27	0,24	0,21	0,188
15	12,9	2,58	1,29	0,86	0,65	0,52	0,43	0,37	0,32	0,29	0,258
20	17,4	3,48	1,74	1,16	0,87	0,70	0,58	0,50	0,44	0,39	0,348
25	23,1	4,62	2,31	1,54	1,16	0,92	0,77	0,66	0,58	0,51	0,462

Из таблицы видно, что при температуре 0° С при абсолютном давлении в 1 метрическую атмосферу насыщенный воздух содержит 4,9 *г* воды, при давлении в 10 *ата* — 0,49, при давлении в 50 *ата* — 0,098 и т. д. Получается точная обратная пропорциональность.

Но все таблицы, аналогичные табл. 62, оказались неверными. В них верны лишь цифры, относящиеся к малым давлениям.

В нефтяных и газовых месторождениях воздуха нет, но в них есть природные газы, состоящие, главным образом, из метана и содержащие, кроме метана, различные другие углеводороды, а также некоторое количество азота и углекислоты.

Газы известняковых пластов обычно содержат небольшое количество сероводорода. Кроме того, в нефтеносных и газоносных пла-

[1] Например: определенные цифры даны в известном издании «International Critical Tables», изд. Mac. Graw Hill Book Company, New-York, N. Y. U. S. A. 1930, т. 3, стр. 201—212.

[2] К числу таких же таблиц относятся: табл. 10 на стр. 39 и номограмма фиг. 5 на стр. 37 книги М. Х. Шахназарова «Справочник по газобензину», Баку, 1939. табл. 61 на стр. 171 «Справочника по естественному нефтяному газу» М. Х. Шахназарова и В. Н. Раабен, Москва, 1939; таблицы в «Hutte» и пр.

стах всегда есть вода, и выходящие из скважин газы содержат тот или иной процент воды в виде пара. Из очень многих скважин выходят углеводородные газы, насыщенные водой. Изучение содержания воды в газах нефтяных и газовых месторождений оказалось необходимым для правильной эксплоатации месторождений.

При транспорте и хранении добытого природного газа, при получении из него бензина, при различной другой переработке газа, при очистке газа от H_2S и CO_2, при эксплоатации газопроводов и т. д. детальное и точное изучение содержания воды в газе также оказалось необходимым.

Иногда вода, содержащаяся в газе, приносила большие затруднения при добыче газа и при перекачке его по газопроводам. При снижении давления газ охлаждался и выделял воду в жидком состоянии, которая иногда превращалась в лед и закупоривала газопроводы, счетчики газа, регуляторы давления и разные другие приборы. В присутствии воды в газопроводах возникали гидраты углеводородов, закупоривавшие газопроводы.

ИССЛЕДОВАНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ГАЗАХ

В 1927 г. Э. П. Бартлет напечатал статью [1], в которой помещены результаты его опытов над поглощением воды водородом, азотом и смесью водорода и азота при высоких давлениях. Оказалось, что водород и азот при высоких давлениях поглощают воду в количествах на 200% больше, чем это указано в таблицах, принятых в технике и промышленности.

В 1939 г. Б. М. Лаулхир и Ч. Ф. Брайско в докладе, представленном в «Газовую ассоциацию Тихоокеанского побережья», изложили свои исследования по вопросу о содержании воды в природных газах Калифорнии. Оказалось, что при давлении 35 *ата* газ содержит на 30% больше воды, чем полагается по таблицам.

В 1941 г. Р. Вибе и В. Л. Гэдди исследовали поглощение воды углекислым газом (CO_2) при давлениях до 700 *ати*. При больших давлениях содержание воды сильно превосходило цифры таблиц.

Детальное изучение вопроса о содержании воды в природных газах предприняло Горное бюро США. Это изучение еще не закончено. Часть исследований опубликована [2].

Точные данные о содержании воды в природных газах потребовались для правильной постановки работ на гелиевом заводе Горного бюро США в г. Амарилло в северо-западном Техасе. Этот город находится около крупного газового и нефтяного месторождения Панхандль, залегающего в слоях пермской системы. На гелиевый завод идет газ из купола Клифсайд, содержащий около 1,7% гелия. Большое содержание воды сильно мешало выделению гелия из газа.

Воду надо было удалять до переработки газа. Инженеры этого завода В. М. Дитон и Э. М. Фрост произвели в лаборатории гелиевого

---

[1] Bartlett E. P. The Concentration of Water Vapor in Gases. «Journ. of Amer. Chemic. Soc.».

[2] Bureau of Mines Report of Investigations, № 3399, май 1938, Washington. U. S. A.

завода исследования по вопросу о содержании воды в природных газах, в воздухе и в гелии.

Результаты этих исследований были представлены в виде доклада[1] на съезде «Американской газовой ассоциации» 5—8 мая 1941 г. в г. Даллас в Техасе.

Исследования имели достаточную точность. При разной температуре и различном давлении было определено содержание воды в трех газах, насыщенных водой. Состав этих газов указан в табл. 63.

В этой таблице газ *A* есть природный газ главного газового поля месторождения Панхандль, газ *B* — газ из купола Клифсайд Панхандльского района и газ *C* — калифорнийский природный газ, исследованный Ляулхиром и Брайско.

ТОЧКА РОСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА

На фиг. 63 изображена диаграмма точек росы природного газа *A* для различных давлений. На оси ординат нанесены $\lg P_1$, а на оси абсцисс $\frac{1}{T}$, где T — абсолютная температура.

После построения диаграммы на оси абсцисс против соответствующих делений были написаны цифры температуры в обычном обозначении.

Во время опытов, послуживших основанием для составления фиг. 63, для каждой кривой чертежа температура и давление воды (или водяного пара) удерживались постоянными. Вода не прибавлялась к газу и не отбиралась из него.

Мольная концентрация воды была постоянной для каждой отдельной кривой.

Таблица 63

Состав газов в % по объему

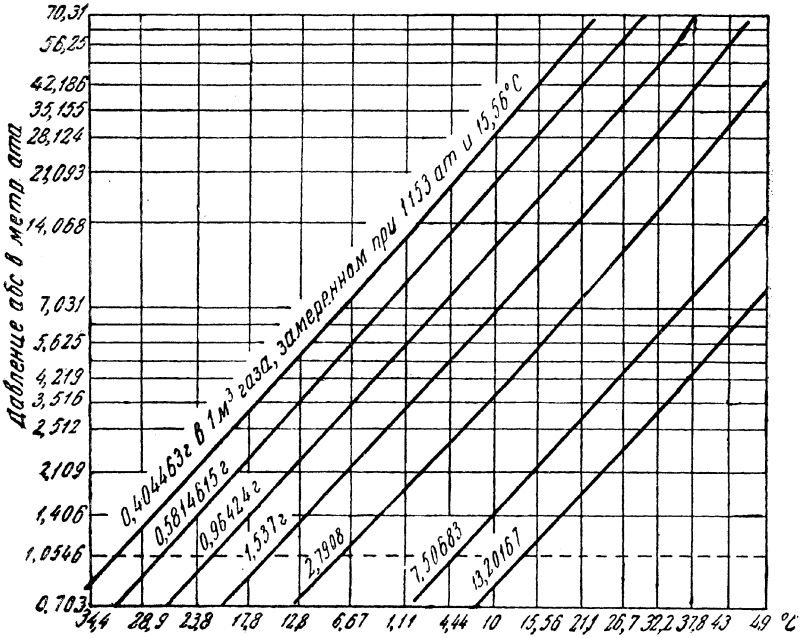
Составные части газа	Природный газ			Воздух	Гелий
	A	B	C		
Воздух	—	—	—	100	—
Углекислота	0,3	0,8	0,2	—	—
Азот	9,4	25,0	1,1	—	2,0
Гелий	—	—	—	—	98,0
Метан	79,4	67,4	87,9	—	—
Этан	5,9	3,7	4,4	—	—
Пропан	3,3	1,9	4,9	—	—
Бутан и более тяжелые углеводороды	1,7	1,2	1,5	—	—
Итого	100	100	100	100	100

Рассмотрение получившихся диаграмм показало, что при малых давлениях кривые точек росы природного газа соответствуют цифрам, полученным из таблиц давления водяного пара.

[1] «American Gas Journal», октябрь, т. 115, № 4, 1941.

При повышенных давлениях они начинают отклоняться от цифр таблиц. При малых давлениях это есть прямые линии. С увеличением давления они загибаются кверху.

Отклонение от закона Бойля при больших давлениях еще более увеличивает расхождение фактических данных и общепринятых таблиц.



Фиг. 63. Кривые точек росы природного газа.

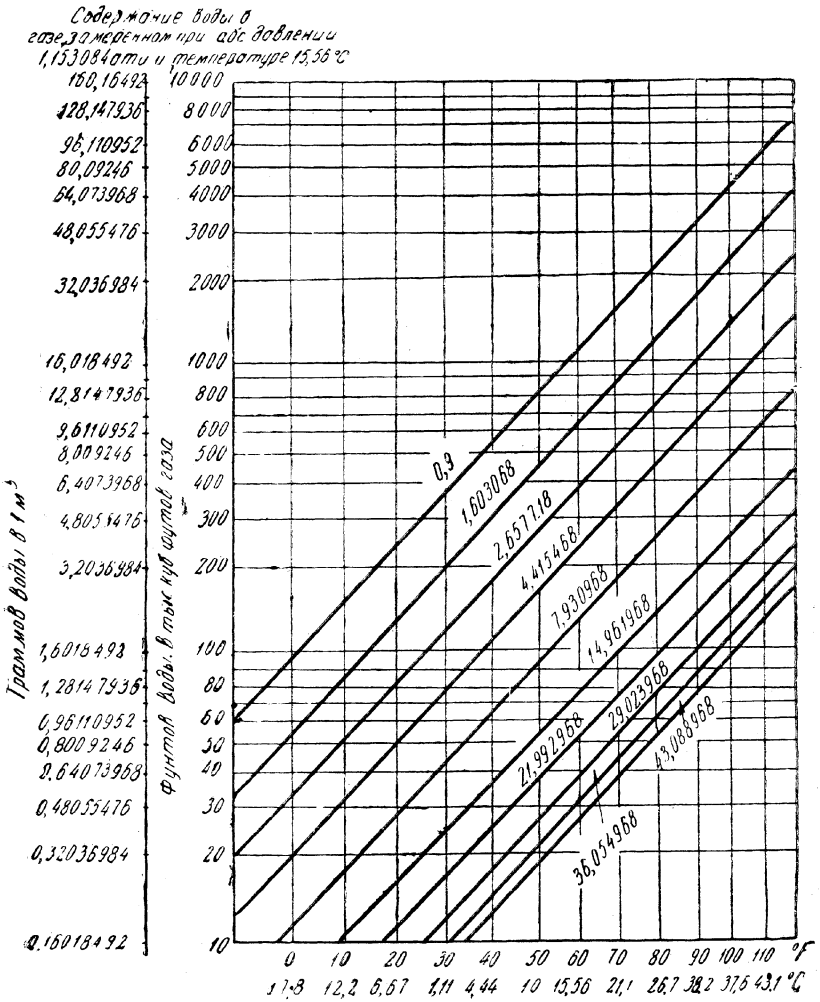
Цифры на кривых обозначают количество воды в *г* в 1 *м*³ газа.

ФАКТИЧЕСКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ВОДЫ В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Для промышленности природного газа более удобно пользование диаграммой, на которой непосредственно нанесены кривые содержания воды в газе при том или ином давлении и при той или иной температуре. Такая диаграмма изображена на фиг. 64. Она была построена следующим образом.

На оси абсцисс деления соответствуют $\frac{1}{T}$, где T — абсолютная температура (по Кельвину). На оси ординат деления соответствуют $\lg w$, где w — вес воды в определенном объёме газа. После построения диаграммы на оси абсцисс поставлены цифры температуры в обычном обозначении (по Цельсию).

Каждая кривая дана для определенного постоянного давления, и видно, как при данном давлении на максимальное возможное содержание воды влияет температура.

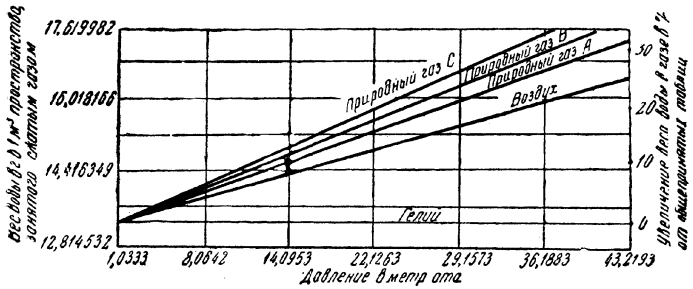


Фиг. 64. Содержание воды (в виде пара) в природном газе.

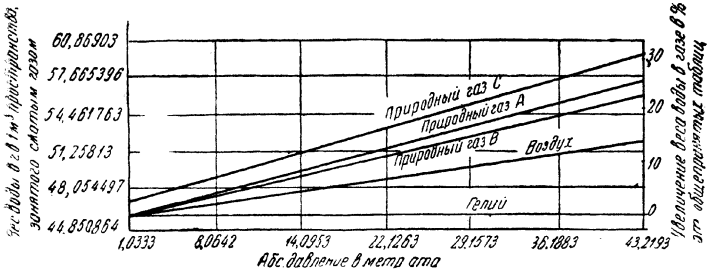
А. Цифры на кривых обозначают абс. давление в *метр. ата*.

Чем выше температура, тем больше воды может содержаться в газе. Влияние давления видно из сопоставления нескольких кривых по вертикальной линии, т. е. при одной и той же температуре. Чем

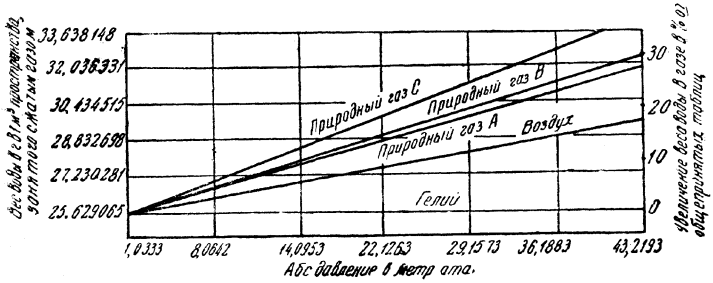
выше давление, тем меньше воды может содержаться в данном газе. При больших давлениях и низких температурах кривые начали загибаться кверху, но при малом масштабе чертежа это на диаграмме не видно.



Фиг. 65. Содержание воды в газах при температуре 37,8° С.



Фиг. 65а. Содержание воды в газах при температуре 26,7° С.



Фиг. 65б. Содержание воды в сжатых газах при температуре 15,56° С.

Фиг. 64 дана для природного газа *А*, который близок к бугурусланскому газу из газовых скважин. На фиг. 65 даны диаграммы содержания воды в трех природных газах, в воздухе и в гелии. При высоких давлениях содержание воды в газах отклоняется от обычных газовых

законов и от общепринятых таблиц в сторону увеличения. В отношении высоких давлений цифры общепринятых таблиц не годятся ни для воздуха, ни для природных газов.

Под давлением 43 *ата* воздух, насыщенный водой, при температуре 37,8° С содержит на 15% больше воды, чем указано в обычных таблицах, а при температуре 15,56° С — на 24% больше.

Природные углеводородные газы, насыщенные водой, содержат воды больше, чем воздух при тех же условиях, причем разные газы в состоянии насыщения содержат различное количество воды. Сухие углеводородные газы поглощают меньше воды, чем газы, богатые бензином.

Увеличение содержания азота в газе уменьшает способность газа поглощать воду. Природный газ *А* при 37,8° С в состоянии насыщения водой при 43 *ата* содержит на 25% больше, а при температуре 15,56° С на 35% больше воды, чем сказано в общепринятых таблицах.

Калифорнийский газ С дает в сторону увеличения еще более значительное расхождение с таблицами. Только гелий не дает больших расхождений.

В природе газ в газовых или нефтяных пластах обычно насыщен водой, так как в каждом газовом и в каждом нефтяном пласте есть вода и, находясь в контакте с водой, газ рано или поздно делается насыщенным водой. При выходе из пласта через скважину имеет место снижение давления, и газ из насыщенного водой может перейти в ненасыщенный. Понижение давления увеличивает способность газа держать в себе воду в парообразном состоянии.

Но понижение температуры, вызываемое расширением газа, обычно пересиливает это благоприятное действие снижения давления, и из газа может осесть жидкая вода, образуя при этом гидраты углеводородов.

Ненасыщенный водою газ перекачивается по газопроводу и в холодное время, например, зимой или весной. Понижение температуры газа может перевести газ из ненасыщенного состояния в насыщенное; из газа выделятся жидкая вода и гидраты углеводородов, которые могут закупорить газопровод, счетчики, регуляторы давления и пр.

Бугурусланский газ из газовой шапки близок к газу А вышеприведенных таблиц, и этими диаграммами можно руководствоваться при определении температуры и давления, сообщающих газу насыщенность водой, и при определении количеств воды, которые могут содержаться в газе при разных условиях.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В каждом месторождении при начале его разработки газ насыщен водой, находящейся в парообразном состоянии. Эта вода занимает часть объёма в порах пласта. При подсчете запасов газа по объёмному методу этот объём воды надо вычесть из объёма газа. В большинстве месторождений объём воды в газе составляет малую часть объёма газа. Но при большом давлении в глубоко залегающих месторождениях вода занимает существенную часть объёма. Для определения количества парообразной воды в газе следует руководствоваться вышепри-

веденными кривыми. Но есть газы, где содержание бензина значительно выше, чем в газах, для которых даны кривые. В них содержание воды будет еще выше. Его надо сосчитать, исходя из данных кривых и увеличив содержание воды пропорционально среднему молекулярному весу газа.

Таблицы и кривые доведены лишь до 43 *ати*. Для более значительных давлений эти кривые можно продолжить. Но когда они дойдут до «давления максимальной конденсации», которое имеет место в различных газах соответственно их среднему молекулярному весу, при 60—91 *ати* кривые содержания воды резко загнутся кверху и содержание воды возрастет. При давлениях в пласте выше «давления максимальной конденсации» вода, залегающая в пласте в жидком состоянии, будет переходить в пар и примешиваться к газу. На какой-то значительной глубине вся пластовая вода будет в парообразном состоянии находиться в смеси с газом. Газ газово-конденсатных месторождений выходит из скважин, неся громадное количество воды в виде пара. К такому типу месторождений относилось месторождение Кала до начала разработки. Неумеренное снижение давления при эксплоатации перевело большую часть этой воды из газообразного состояния в жидкое и, кроме того, осадило в пласте конденсаты из газа. Но подсчитывать первоначальные запасы газа и вычитать из них воду мы должны для месторождений, еще не затронутых разработкой. Конденсаты должны включаться в запасы газа.

Глава XVI

ДЕГИДРАЦИЯ ГАЗА НА ПРОМЫСЛАХ

Для правильной постановки дегидрации газа необходимы точные сведения о содержании воды в газе.

Анализы газов разных месторождений не указывают содержания воды в газе. Это — пробел. Необходимы анализы с указанием содержания воды. Для таких анализов пробы газа надо брать со дна скважин против пласта специальными пробоотборниками с сохранением давления. Если при понижении температуры во время транспорта пробы до лаборатории в таком пробоотборнике осела из газа часть воды в жидком виде, эту воду надо учесть.

Для бугурусланского газа можно руководствоваться кривыми для газа А и таблицами Дитона и Фроста. Для других месторождений надо выполнить научно-исследовательскую работу по методу Дитона и Фроста.

Для дегидрации газа, выходящего из скважин, с давних пор применялся хлористый кальций, но он имеет ряд недостатков. Его можно применять только для мелких установок. На многих газовых промыслах необходимо хотя бы частично дегидрировать газ тотчас по выходе его из скважины. В противном случае при перепаде давления, в особенности зимой, вода, присутствующая в газе в парообразном состоянии, образует с метаном, этаном и пропаном гидраты углеводородов, оседающие в газопроводе в виде льда или снега, и газопровод закупо-

ривается. Еще раньше закупориваются приборы: счетчики, регуляторы давления, манометры и пр. Чаще всего образуется гидрат метана, имеющий химическую формулу $CH_4+7\,H_2O$. Кроме воды в газе почти всегда есть примесь углекислоты. Она также образует гидрат состава $CO_2+6\,H_2O$.

Гидраты углеводородов изучались многими исследователями[1]. Гидраты углеводородов — белые кристалические твердые вещества, похожие на снег, а при уплотнении похожие на лед. Карсон и Катц рассматривали процессы образования гидратов, как явления, происходящие в четырехфазной системе, причем одна из этих фаз есть гидрат. Получены данные для следующих систем:

1. Метан — пропан — вода — гидрат
2. Метан — пентан — вода — гидрат
3. Метан — гексан — вода — гидрат

Получены кривые образования гидратов при разных соотношениях температуры и давления. Кривые для систем метан—пентан—вода—гидрат и метан—нормальный гексан—вода—гидрат совпали с кривыми системы метан—вода—гидрат, а система метан—пропан—вода—гидрат дала кривую иного вида. Карсон и Катц заключили, что в системах метан—пентан—вода—гидрат и метан—гексан—вода—гидрат в образовании гидратов пентан и гексан не участвуют, и гидрат дается только метаном и водой. Повидимому, углеводороды парафинового ряда тяжелее бутана не дают гидратов.

Карсон и Катц полагают, что гидраты, возникающие из природного газа, насыщенного водой, есть твердые растворы и имеют определенные константы равновесия системы пар—твердое вещество.

Для образования гидратов углеводородов в газопроводе нужна температура не выше 11,1° С и давление не меньше 28,1 *ати*, а такие условия очень часто бывают в газопроводах не только зимой, но и осенью и весной.

Чтобы избегнуть образования гидратов, нужно дегидрировать газ. Если в газе нет воды, то и гидраты не образуются, и даже нет надобности удалять всю воду. При малом содержании воды, далеком от точки насыщения, гидраты также не образуются.

Ставить у каждой скважины дорогостоящие стационарные установки немыслимо. Ставят дешевые «конденсационные горшки» (Pots), содержащие водный концентрированный раствор хлористого кальция, сквозь который и пропускается газ, выходящий из скважины. Их ставят «до штуцера», т. е. до снижения давления. В противном случае штуцер в первую очередь обмерзнет, так как именно в нем и происходит перепад давления.

Но газ, выйдя из горшка, уносит с собой некоторое количество хлористого кальция, являющегося летучим продуктом. Этот увлеченный хлористый кальций необходимо улавливать. Он разъедает металлическое оборудование. Для улавливания хлористого кальция после горшка ставят небольшой сепаратор. Это увеличивает затраты на

---

[1] Don B. Carson and Donald L. Katz. «Гидраты углеводородов», «The Oil and Gas Journal», 1941, 23 октября, т. 40, № 24, стр. 56.

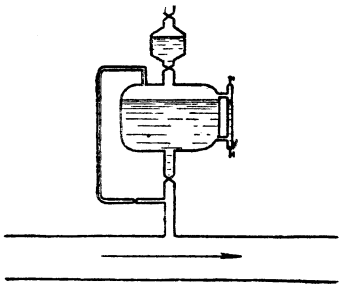
дегидрацию газа на промыслах. Хлористый кальций в «горшках» недостаточно дегидрирует газ. Приходится в конечном пункте промысловой собирательной сети или на первой станции магистрального газопровода сооружать крупную центральную дегидрационную установку. Обслуживание большого количества мелких «горшков» и сепараторов на промыслах требует большого количества человеческого труда. Нужно собирать из горшков раствор, насыщенный водой, и регенерировать его, а если обходиться без этой регенерации, расход хлористого кальция будет очень велик. Описанные мелкие установки для дегидрации хлористым кальцием можно применять только при следующих условиях:

1) если газ выходит из скважины с не очень большим давлением и

2) если давление, с которым выходит газ из скважины, не очень сильно колеблется.

Задача экономной и удобной дегидрации газа у скважин еще не разрешена.

На некоторых промыслах для дегидрации газа применяли не раствор хлористого кальция, а твердый или сухой хлористый кальций. В таких случаях он помещался в вертикальный цилиндрический сосуд на сетках слоями, состоящими из кусочков хлористого кальция. Поперечные размеры кусков — от 2 до 5 *см*. Сетка с 20—30 отверстиями на линейный дюйм. Газ сквозь эти сетки и куски пропускался снизу. Вода из газа удерживалась хлористым кальцием. Этот способ — весьма неудобен, и мы рекомендовать его не можем.



Фиг. 66. Метаноловый инжектор для предупреждения образования гидратов углеводородов в газопроводе.

Применялся иногда и такой способ. Концентрированный раствор хлористого кальция вводился в газопровод и шел вместе с газом. Насытившись водой из газа, он собирался в дрипах, откуда и извлекался. Этот способ вызывал большую коррозию газопроводов, и его также нельзя рекомендовать.

На некоторых промыслах для борьбы с обмерзанием газопроводов применяют паллиативы:

1) подогрев газа или

2) введение в газ метанола или аммиака или других веществ, предупреждающих замерзание.

Второй способ в некоторых случаях дает эффект, а в некоторых не дает. Первый способ более эффективен, но обходится не дешево и требует значительного обслуживания.

На фиг. 66 изображен инжектор для введения в газопровод метанола.

Введение в газопровод спирта применялось на многих газопроводах при перекачке газа под невысоким давлением. При высоких давлениях спирт сам иногда образует гидраты.

Аммиак — дорог. Если в газе есть углекислота, аммиак образует

с ней углекислый аммоний, который также может закупорить газопровод.

Для дегидрации крупных количеств газа есть рациональные установки, в которых капитальные затраты и операционные расходы ложатся на 1 $м^3$ газа очень малой цифрой. Применяется процесс абсорбции или адсорбции.

Было испытано много способов дегидрации газа. Концентрированная серная кислота прекрасно удаляет влагу из газа, но неудобна в применении и ее трудно регенерировать.

Фосфорный ангидрид, тройной алкогольный глицерин, тиоцианистый натрий, тиосульфат натрия, активированный древесный уголь, силикагель и многие другие вещества применялись для дегидрации небольших количеств газа. На основании практических данных работы всевозможных дегидрационных установок техника и промышленность газового дела в США остановилась на двух дегидраторах, которые теперь и получили широкое применение для дегидрации больших количеств газа. Это — диэтиленгликоль и активированная окись алюминия, причем диэтиленгликолевые установки для дегидрации газа перед его перекачкой по магистральным газопроводам распространены в больших количествах, чем алюминиевые.

При дегидрации газа перед перекачкой по магистральному газопроводу не следует удалять всю воду из газа. Некоторое определенное количество воды надо оставить. Чрезмерно обезвоженный газ высушивает газопровод. Сухая пыль несется по газопроводу вместе с газом со скоростью иногда до 160 *км/час*. Возникают «пылевые штормы». В пыли есть мелкие частицы распавшейся окалины, частицы металла, кварцевые песчинки из высушенной грязи и т. д. Эта пыль шлифует внутреннюю поверхность газопровода. Она летит прямолинейно, на поворотах ударяется в стенку газопровода и может проесть ее. Она забивается в приборы и портит их.

Дегидрация газа ведется по расчету. Основаниями расчета служат сведения:

а) о температуре и давлении газопровода в различные месяцы года;

б) о количестве воды, с каким газ приходит с промысла;

в) о том, при какой температуре газ данного состава дойдет до точки росы, при давлении в той или иной точке газопровода.

Содержание воды при точке росы является недопустимым максимальным пределом содержания воды в газе. Надо оставлять в газе воду ниже этого предела. Иногда приходится удалять 80% воды и оставлять 20%.

На различных станциях газопровода ставятся автоматические рекордеры точки росы[1], и по их показаниям даются распоряжения дегидрационной установке усилить или уменьшить дегидрацию.

На некоторых газопроводах на юге США летом газ не дегидрируют.

---

[1] Такой рекордер точки росы описан в журнале «The Oil Weekly», 1942 5 января, т. 104, № 5, стр. 33.

Интересные наблюдения были произведены осенью над высушивающим действием дегидрированного газа. Летом шел газ, содержавший пары воды, и внутренность газопроводной сети была влажная. Осенью дегидрированный газ высушивал газопровод в течение месяца.

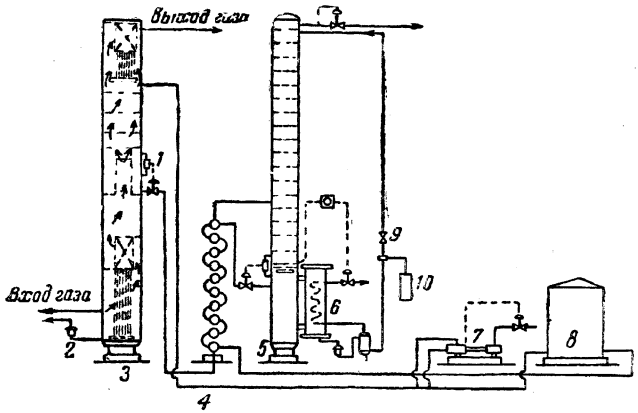
Если газопровод должен круглый год работать напряженно и подавать максимальные количества газа, дегидрацию нужно вести круглый год. Помимо увеличения пропускной способности это уменьшает внутреннюю коррозию газопровода и приборов. Увеличивается теплотворная способность газа.

Глава XVII

УСТАНОВКИ ДЛЯ ДЕГИДРАЦИИ ГАЗА

ДЕГИДРАЦИЯ ЖИДКИМИ ПОГЛОТИТЕЛЯМИ

На фиг. 67 показана схема установки для дегидрации газа жидкими поглотителями. В качестве поглотителя на этих установках применяется, главным образом, диэтиленгликоль, но можно применять и раствор хлористого кальция.



Фиг. 67. Установка для дегидрации газа жидким поглотителем.

1 — автоматический регулятор уровня; *2* — трап; *3* — контактор (поглотитель влаги); *4* — теплообменный аппарат; *5* — испарительная колонна; *6* — рибойлер (подогреватель); *7* — насос для перекачки раствора; *8* — резервуар для раствора; *9* — дроссельный клапан; *10* — манометр

Диэтиленгликоль — это бесцветная жидкость уд. веса 1,132 при температуре 4° С. Его химическая формула $O(CH_2—CH_2.OH)_2$. При минус 6,5° С он замерзает, а при +244,5° С испаряется. Он хорошо растворим в воде, спирте и эфире. Для дегидрации газа применяется его водный раствор. Он хорошо поглощает влагу из газа. Насыщенный

водой раствор легко регенерируется простым испарением лишней воды. В общих чертах абсорбционная установка для поглощения воды из газа диэтиленгликолем походит на обычную абсорбционную установку газобензинового завода. Газ входит в нижнюю часть абсорбционной колонны. Это есть колпачковая башня с небольшим числом тарелок. Большею частью бывает достаточно 4 тарелок. Нижняя часть колонны представляет скруббер, служащий для улавливания из сырого газа капелек нефти, капелек воды, грязи, пыли и т. п. Навстречу подымающемуся в колонне (в области тарелок) газу спускается водный раствор диэтиленгликоля, входящий в колонну выше верхней тарелки и выходящий из середины колонны. Перед выходом он скапливается в кольцевом пространстве ниже нижней тарелки. В область скруббера диэтиленгликоль не попадает. Выпуск гликоля регулируется автоматическим поплавковым регулятором уровня. Жидкость, оседающая в нижнем скруббере, выпускается через трап, где может разделяться по удельному весу.

В верхней части абсорбционной колонны выше верхней тарелки находится второй скруббер меньших размеров. Он предназначен для удержания капелек поглотительной жидкости, увлекаемых газом. Пройдя верхний скруббер, осушенный газ выходит из колонны.

Раствор диэтиленгликоля, поглотивший из газа воду, идет на регенерацию. Сначала он проходит через теплообменный аппарат, где навстречу ему идет горячий диэтиленгликоль, вышедший из испарительной колонны. В теплообменном аппарате диэтиленгликоль, содержащий воду, нагревается и идет в испарительную колонну, в которой происходит испарение воды из этого диэтиленгликоля. Испарительной колонной служит также колпачковая башня, но в ней число тарелок намного больше, чем в абсорбционной колонне. На чертеже показано 17 тарелок. Диэтиленгликоль входит в эту колонну немного выше 4-й тарелки, считая снизу, медленно стекает и скапливается в нижней части колонны. Эта нижняя часть двумя патрубками, вверху и внизу, соединена с рибойлером. Рибойлер снабжается водяным паром, циркулирующим через змеевик. Часть водяного пара в змеевике может перейти в воду. Она собирается в аккумуляторе рядом с рибойлером и большая часть ее выпускается через трап, а некоторая часть ее применяется в качестве рефлюкса для охлаждения верхней части испарительной колонны и удержания диэтиленгликоля, могущего увлекаться водяным паром колонны. Для этого вода из аккумулятора в нужных количествах нагнетается в верхнюю часть испарительной колонны тотчас выше верхней тарелки. Количество нагнетаемой воды регулируется вручную при помощи задвижки, показанной на чертеже цифрой *10*. Перед задвижкой на водопроводе установлен манометр. Вода идет под давлением пара в змеевике. Отопление рибойлера регулируется автоматически при помощи температурного контроллера, действующего в зависимости от температуры в нижней части испарительной колонны ниже самой нижней тарелки.

В некоторых установках подогрев рибойлера производится не водяным паром, а специальной жидкостью, передающей тепло. Для этой цели, например, применяется жидкость «Доутерм», изготовляе-

мая химической фирмой «Доуэлл Инкорпоретд». Эта жидкость имеет температуру испарения при атмосферном давлении намного выше 100° С. Есть и такие установки, в которых рибойлер отапливается голым огнем при помощи газовых горелок. В них диэтиленгликоль циркулирует внутри змеевика.

Выпуск концентрированного раствора диэтиленгликоля из испарительной колонны автоматически регулируется поплавковым регулятором уровня. Концентрированный раствор диэтиленгликоля по выходе из испарительной колонны проходит через теплообменный аппарат и поступает в резервуар, из которого насосом накачивается в дегидрационную абсорбционную колонну на новое поглощение. Таким образом раствор диэтиленгликоля все время циркулирует через дегидратор, испаритель и резервуар.

Некоторые операторы считают недостаточным то охлаждение концентрированного раствора диэтиленгликоля, которое достигается в теплообменном аппарате, и между этим аппаратом и резервуаром или между резервуаром и дегидратором ставят специальный холодильник, через который и пропускают раствор диэтиленгликоля. В качестве такового, например, применяется обычный оросительный холодильник. Но особенной необходимости в этом холодильнике нет. Можно пускать в дегидратор и теплый раствор. Теплосодержание накачиваемых в дегидратор сравнительно небольших количеств раствора намного меньше суммарной теплоёмкости больших количеств дегидрируемого газа, так что даже, если в дегидратор будет входить раствор температуры 50 или 55° С, он очень мало нагреет газ и повысит точку росы дегидрированного газа не более, как на 1° С. Скорее газ охлаждает раствор, чем раствор нагревает газ. Важнее было бы охлаждать газ перед входом в дегидратор.

В дегидраторе повышение давления желательно. Некоторые дегидраторы работают под высоким давлением. На многих промыслах дегидрируется газ, вышедший из скважин с высоким давлением. Есть установки, где дегидрируется газ после сжатия его в компрессорах перед впуском в магистральный газопровод.

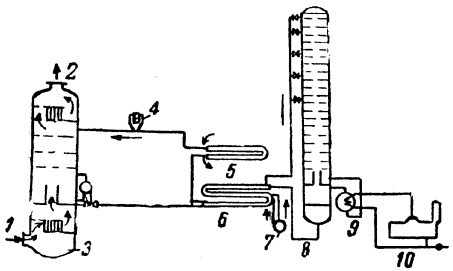
Если в качестве поглотителя вместо диэтиленгликоля применяется раствор хлористого кальция, нет надобности ставить высокую испарительную колонну с большим числом тарелок, так как унос хлористого кальция водяным паром незначителен. Хлористый кальций имеет летучесть значительно ниже диэтиленгликоля. Применяется простой испаритель, представляющий змеевик в трубе или в резервуаре. Хлористый кальций стоит дешевле диэтиленгликоля и требует меньших капитальных затрат, но в сравнении с диэтиленгликолем он невыгоден по двум причинам:

1. Хлористый кальций менее эффективен. Он понижает точку росы дегидрируемого газа на 14° С ниже температуры в дегидраторе а диэтиленгликоль — на 28°.

2. Хлористый кальций разъедает металлическое оборудование.

Почти все дегидрационные установки, сооруженные за последние 7 лет и применяющие жидкий поглотитель, пользуются в качестве поглотителя диэтиленгликолем. Но имеется в эксплоатации много хлоркальциевых дегидрационных установок, сооруженных до 1938 г.

Некоторые работают в трудных условиях. Так например, есть одна установка, дегидрирующая газ, вышедший с завода, на котором производится очистка газа от больших количеств сероводорода с получением серы и извлечение из этого газа бензина. Газ выходит с завода с давлением 35 *ати* и под этим давлением дегидрируется хлористым кальцием. После этого он идет в магистральный газопровод в количестве 2.100 тыс. *м³/сутки*. Эксплоатационные расходы, включая зарплату, воду, силу, расход материалов и управление и не включая налоги и амортизацию капитальных затрат, падают в размере 0,00077 цента на 1 *м³* дегидрированного газа. Дегидрация понизила точку росы газа только на 11° С, но этого оказалось достаточным, чтобы в газопроводе, проходящем по югу США, не образовывались гидраты. При дегидрации хлористым кальцием есть много неполадок и затруднений, вызываемых разъеданием металлического дегидрационного оборудования.



Фиг. 68. Диэтиленгликолевая дегидрационная установка в Панхандле.

1 — вход газа; *2* — выход газа; *3* — контактор; *4* — счетчик для замера количества диэтилен гликоля; *5* — водяной холодильник; *6* — теплообменный аппарат; *7* — насос для накачивания диэтиленгликоля; *8* — колпачковая колонна; *9* — рибойлер (подогреватель); *10* — паровой котел.

Одно крупное газопромышленное общество, снабжающее газом города Оклахомы и Северного Тексаса, для ликвидации образования гидратов углеводородов соорудило на начальной станции магистрального газопровода в Панхандле диэтиленгликолевую дегидрационную установку, схема которой изображена на фиг. 68.

Дегидратор имеет 3 тарелки, а испаритель 21. Эта установка работает вполне удовлетворительно. Замерзание газопровода и приборов ликвидировано. Ежегодно дегидрационная установка начинала действовать в октябре и работала до весны. Летом в дегидрации газа надобности не было. Точка росы осушенного газа зимой была — 10° С, тогда как газ, не прошедший дегидрацию, имел (при давлении в газопроводе) точку росы плюс 18° С, т. е. обмерзание было неизбежно. Для того теплого климата, в котором расположена газопроводная сеть этого предприятия, понижение точки росы газа до—10° было вполне достаточно, так как в самое холодное время года температура газа в закрытых газопроводах была от —4° до —1° С.

Обслуживание крупной диэтиленгликолевой установки требует лишь одного оператора в смену. Три небольшие диэтиленгликолевые установки на некоторых промыслах обходятся без отдельного штата. Наблюдение за ними поручается человеку, наблюдающему за давлением в скважинах и газопроводах. Этот человек в США называется «прешшюрмэн» (человек давления). Он обязан изредка заходить на диэтиленовую установку и смотреть, все ли в порядке. Процесс на установке идет автоматически.

Иногда наблюдение над диэтиленгликолевой установкой поручается оператору газобензинового завода. На многих промыслах и на начальных станциях магистральных газопроводов дегидрационные установки расположены рядом с газобензиновыми заводами.

Дегидрацию газа диэтиленгликолем можно соединять с очисткой газа от сероводорода и углекислоты, добавляя в раствор диэтиленгликоля амины. Обычно в этих случаях пользуются моноэтаноламином, но применяют иногда и другие амины, как, например, диэтаноламин и триэтаноламин. Такой раствор содержит больший процент воды, чем обычный концентрированный дегидрационный раствор диэтиленгликоля, и это несколько понижает его дегидрационную способность, но для большинства случаев ею можно удовлетвориться.

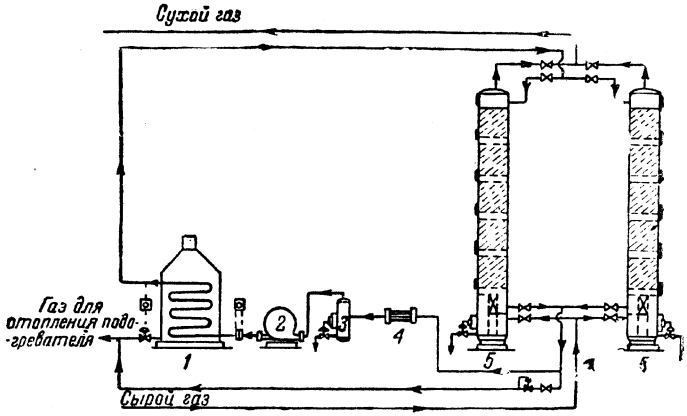
ДЕГИДРАЦИЯ ТВЕРДЫМИ ПОГЛОТИТЕЛЯМИ

В качестве твердого поглотителя влаги применяется, главным образом, активированная окись алюминия. Схема дегидрации газа окисью алюминия изображена на фиг. 69. Процесс в общем походит на получение бензина из газа активированным древесным углем. Процесс — периодический, но соединением двух установок он превращен в непрерывный. В то время, как в одной колонне дегидрируется газ, в другой происходит реактивация окиси алюминия, т. е. осушка её от поглощенной воды. Эти процессы в каждой колонне чередуются. Нужно лишь после каждой операции переключать поток газа из одной колонны на другую. Для дегидрации больших количеств газа ставится несколько пар таких колонн, и каждая пара работает замкнутым циклом. Сырой газ входит в нижнюю часть колонны и проходит по ней кверху. Из верхней части колонны выходит дегидрированный газ. В нижней части колонны находится скруббер, очищающий газ от посторонних примесей, например, от капелек нефти, воды, смазочного масла, парафина, грязи и пыли. Газ сначала проходит через этот скруббер и потом уже идет через слои зернистой окиси алюминия, насыпанной на тарелки. Скруббер необходим, так как загрязненную такими посторонними веществами окись алюминия очень трудно чистить.

Толщина слоя окиси алюминия, лежащего на каждой отдельной тарелке, не должна быть особенно большой, чтобы верхние слои своим весом не раздавливали нижние, и чтобы газ мог иметь сквозь окись алюминия незатруднённый проход. Тарелки имеют большое число мелких отверстий для прохода газа. На фиг. 69 в каждой колонне показано 5 тарелок. Против каждой тарелки в стенке

колонн имеются герметически закрываемые лазы. Через них можно производить насыпание, или добавление, или удаление окиси алюминия и можно даже, в случае надобности, вынимать тарелки. Есть и другие конструкции колонн. Так, например, есть колонны, состоящие из отдельных звеньев, и каждое звено навинчивается на расположенное ниже. Каждое звено содержит тарелку.

После того, как окись алюминия поглотила достаточно воды, нужно её высушить. Это делается горячим газом. Прекращается пропускание сырого газа, и через колонну в обратном направлении, т. е. сверху вниз пропускается газ, нагретый в подогревателе, представляющем обычную печь, в которой заложен змеевик. Нагреваемый газ идёт внутри змеевика. Отопление печи — газовое.

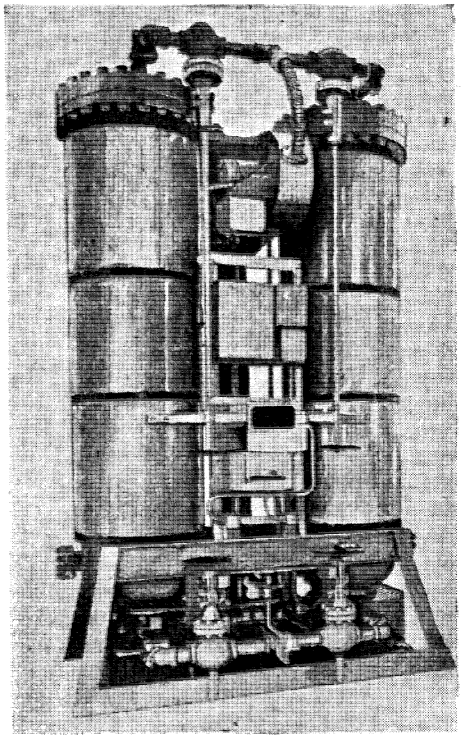


Фиг. 69. Установка для дегидрации газа твердым поглотителем.
1 — подогреватель; *2* — вентилятор для газа; *3* — сепаратор; *4* — конденсатор; *5* — осушительная колонна.

Через змеевик и через колонну газ нагнетается при помощи небольшого компрессора или вентилятора типа воздуходувки. Горячий газ испаряет из окиси алюминия воду и уносит с собой в виде пара. По выходе из колонны он проходит через холодильник, где вода оседает в жидком виде. Газ и вода поступают в сепаратор, где вода отделяется от газа и выпускается при помощи автоматического поплавкого регулятора уровня, а газ из верхней части сепаратора забирается компрессором или вентилятором и нагнетается через подогреватель на новый цикл. Эта операция продолжается до полной осушки окиси алюминия. Для неё требуется небольшое количество газа, так как это количество циркулирует неоднократно. Его можно взять из дегидрируемого газа или из того газа малого давления, который в данном производственном пункте применяется для отопления, т. е. из обычной распределительной газопроводной топливной сети.

Для дегидрации газа желательно повышение давления, а для осушки окиси алюминия наоборот, понижение давления. Обычно при просушке окиси алюминия держат в колонне давление не бо-

лее 3,5 *ат* и, чем ниже, тем лучше. Но алюминиевые установки иногда дегидрируют газ высокого давления, и это давление снижать нельзя, так как оно нужно для дальнейшего направления газа, например для перекачки по магистральному газопроводу. Поэтому, если для осушки окиси алюминия горячим газом не возможно взять газ малого давления из другого источника, заранее берут



Фиг. 70. Дегидрационная установка Лектро-Драйер.

небольшую часть дегидрированного газа высокого давления, снижают регулятором давления или редукционным клапаном давление этого количества газа и помещают его в газгольдер, откуда и берут по мере надобности для нагрева в подогревателе и для осушки окиси алюминия. Эта часть газа и циркулирует для осушки той или иной колонны поочереди. Иногда обходятся без компрессора или вентилятора, пользуясь оставленной в газе для этой цели частью давления.

На фиг. 70 изображён внешний вид[1] переносной дегидрационной

[1] Установка сооружается и продается фирмой «Питтсбург Лектродрайер Корпорэшн» в г. Питтербурге (№ 1962, Gulf Building, Pittsburg, Pennsulwania, U. S. A.). Эта фирма является подсобным предприятием наиболее крупной алюминиевой фирмы США «Алорко» («Алюминум ОР Компани»).

установки, имеющей название «Лектродрайер». В ней можно производить дегидрацию природного газа, пропана, бутана и паров бензина. Дегидрация выполняется при помощи зернистой окиси алюминия. В этой установке можно дегидрировать газ с давлением, доходящим до 42,2 *ати*. Установка понижает точку росы газа до —79° С.[1]

В США уже распределено среди газопромышленных предприятий более 20 установок Лектродрайер. На недавней химической выставке в Нью-Йорке эта установка возбудила большой интерес.

Р. А. Картер в статье о дегидрации газа описал алюминиевую установку на 130 тыс. $м^3$ газа в сутки при давлении 6 *ати* и температуре 20° С[1]. Установка состоит из двух колонн, работающих поочереди. Каждая колонна содержит 1800 *кг* окиси алюминия. При дегидрации газ входит в колонну снизу и выходит вверху. Осушка алюминия производится горячим газом. Для этого он в печи Dutch нагревается до 205° С. При выходе из осушаемой колонны газ имеет температуру 121° С. После регенерации алюминия колонна охлаждается холодным газом до 20—38° (в зависимости от атмосферных условий).

Рандольф описал дегидрацию газа в районе Лоуден в штате Иллинойс[2]. Имеются две компрессорные станции, на которые поступает газ из 320 скважин и сжимается для получения бензина и для перекачки по газопроводам. Компрессоры — трёхступенчатые. Первое сжатие от 0,72 до 2,91 *ати*, второе — до 15,06 *ата* и третье — до 46,7 *ата*. После второго сжатия газ идёт на абсорбционную установку, где из него извлекаются пропан, бутан и бензин. Затем остаточный газ поступает на третье сжатие, после чего поступает в газопроводы для перекачки дальше.

Первое время зимой в газопроводах происходило замерзание воды и гидратов углеводородов. Особенно забивались льдом регуляторы и регулирующие задвижки. Введение в газопроводы спирта не помогло. Введение аммиака также не ликвидировало обмерзания. Тогда были сооружены две установки для выделения из газа паров воды, по одной установке у каждого компрессорного здания.

Одна из этих установок перерабатывала около 200 тыс. $м^3$ газа в сутки. На неё газ поступал из абсорбера газобензинового завода с давлением 14,06 *ати*. Сначала он проходил через скруббер для удаления капелек солярового масла, увлечённых газом из абсорбера. Скруббер имел диаметр 0,508 *м* и высоту 6,1 *м* и содержал зернистую окись алюминия. Но потом оказалось, что этот материал плохо задерживает тяжёлые углеводороды, увлечённые газом из абсорбера, и зернистый алюминий в скруббере был заменён активированным древесным углём. По выходе из скруббера газ проходит через холодильник, ко-

---

[1] Помещена в журнале «The Oil Weekly», 1941, 21 июля т. 102, № 7, стр. 29. О ней дан реферат № 9 проф. А. С. Смирновым в «Реферативном сборнике по нефтепромысловому делу», 1942, вып. 1.

[2] См. «The Oil and Gas Journal» 1941, 25 сентября, т. 40, № 20, стр. 46—55

торым служит трубчатый теплообменный аппарат, где навстречу газу идёт холодная вода. Здесь из газа оседает в жидком виде небольшое количество воды, удаляемое в конденсационном аккумуляторе.

Затем газ поступает в абсорбер, имеющий диаметр 1,22 *м* и высоту 5,2 *м* и содержащий 2722 *кг* активированного зернистого алюминия. Газ в этом абсорбере идёт сверху вниз. Затем газ поступает в компрессоры на третье сжатие. На описанную осушительную установку поступает газ, насыщенный водой и имеющий точку росы при температуре 21,1° С, а уходит с точкой росы —17,8° С. Такой газ при транспорте не причиняет обмерзания газопроводов и приборов.

Активированный алюминий ежедневно осушается от поглощённой воды пропусканием в течение 2 час. сухого газа, имеющего температуру 182° С и давление 14,06 *ати*. Для этого сухой газ предварительно нагревается в трубчатом теплообменном аппарате, где навстречу ему по отдельным трубкам пропускается водяной пар. Вторая установка имеет два абсорбера, загруженные не алюминием, а зернистым материалом, имеющим название «Hi-florite». Это есть особый сорт высококачественной высушенной и обожжённой в печах Хересгофа зернистой фуллеровой земли (флоридина). Этот материал пропитан хлористым марганцем.

Изучался вопрос о применении вместо активированного алюминия многих других твёрдых поглотителей. Силикагель хорошо поглощает воду из газа, но он при постоянных переменах температуры в колоннах дезинтегрируется и превращается в порошок. Обожжённый и частично обезвоженный гипс (алебастр) в поглощении воды менее эффективен, чем окись алюминия и при многократных изменениях температуры также дезинтегрируется, как и силикагель.

ВЫБОР СПОСОБА

Дегидрацию газа нужно ставить в том месте, куда собран газ со всего промысла. Для такой центральной дегидрации приходится выбирать один из двух способов: или диэтиленгликоль, или активированную окись алюминия. Этот выбор зависит от качества и количества газа, от возможности не очень дорого получать диэтиленгликоль или окись алюминия, от местных условий и от требуемой степени очистки газа от воды, т. е. от того, куда пойдёт дегидрированный газ. Если требуется полное или почти полное удаление воды, нужно ставить алюминиевую дегидрацию. Для перекачки газа по магистральному газопроводу полное удаление воды не нужно. Для этой цели в большинстве случаев ставят диэтиленгликолевую установку. Но есть начальные станции магистральных газопроводов, где установлена алюминиевая дегидрация. Приведём решение этого вопроса в 1942 г. крупной газопромышленной фирмой «Оклахома Нэчурол Газ Компани» летом 1942 г., которая оборудовала промысел на одном новом газовом месторождении и должна была поставить дегидрацию для перекачки газа по магистральному газопроводу. У каждой эксплоатационной скважины был поставлен подогрев газа, и этим была предупреждена закупорка собирательной газопроводной сети. Все промысловые газопроводы сходились в центральном пункте, который

служил начальным пунктом магистрального газопровода, имеющего длину 154,5 *км*. Промежуточных станций не было. При транспорте газа по этому газопроводу давление в начальном пункте было 70,3 *ати* и в конечном пункте 26,4 *ати*. Проходило 1700 тыс. $м^3$ газа в сутки. Диаметр газопровода 12″. Газ, приходящий к начальному пункту газопровода, имел при давлении 70,3 *ати*, точку росы 16,70° С, т. е. была неизбежна периодическая закупорка газопровода. Для транспорта газа по коротким промысловым ветвям можно было обходиться подогревом. Для транспорта на расстояние 154,5 *км* однократный подогрев не будет действителен. Для дегидрации газа был выбран алюминиевый способ по следующим соображениям:

1. Окись алюминия полнее удаляет воду, чем диэтиленгликоль.
2. Окись алюминия легче получить, чем диэтиленгликоль. В соседнем штате (в Арканзасе) есть крупная добыча боксита и большое алюминиевое производство.
3. Алюминиевый процесс дегидрации проще диэтиленгликолевого.
4. Уходящий газ не уносит с собой алюминия, но может уносить малые количества диэтиленгликоля.
5. Стоимость дегидрации активированным алюминием ниже, чем диэтиленгликолем.

Иначе решило этот вопрос не менее крупное газовое общество «Лон Стар Газ Компани», предпочитавшее диэтиленгликолевые установки алюминиевым.

В СССР, повидимому, будет легче достать окись алюминия, чем диэтиленгликоль. Надлежит принять меры к организации в СССР производства диэтиленгликоля для дегидрации газа и моноэтаноламина для очистки газа от сероводорода. Оба эти продукта можно производить из газов нефтяных и газовых месторождений и из крекинговых газов.

О сравнении алюминиевого и диэтиленгликолевого способов Картер говорит:

«Эксплоатационные расходы обоих способов дегидрации весьма низки. Первоначальные затраты на диэтиленгликолевый способ сравнительно высоки. При малых количествах дегидрируемого газа предпочитаются алюминиевые установки, при больших количествах — диэтиленгликолевые».

Некоторую дегидрацию газа можно осуществлять и на компрессорных станциях. Если сжать газ и затем его охладить, из него выделится часть воды. Такая дегидрация недостаточна. В газе останется вода в количествах, которые зимой будут создавать выделение гидратов и закупорку газопровода.

«Бюро стандартов» США произвело работу по выяснению поглотительной способности различных твёрдых поглотителей. Результаты описаны в статье Джона Бауэра «Dehydrating agents used for drying gases», by John H. Bower, «Jurnal of Research of National Bureau of Standards», 1944, IX, т. 33, № 3, стр. 199. Исследования производились в дегидрационной колонне лабораторных размеров. Колонна наполнялась испытуемым пористым веществом и сквозь него пропускалось определенное количество воздуха, содержавшего определённое количество воды в парообразном состоянии. Затем определялось

количество воды, оставшейся в воздухе после дегидрации. Было испытано 15 различных поглотителей.

Зернистый силикагель марки № 6956—160 был получен от фирмы «Дэвисон Кэмикол Корпорэшн», г. Балтимора. Зёрна силикагеля проходили через сито в 6 меш. (6 отверстий на линейный дюйм) и не проходили через сито в 16 меш. Перед испытанием силикагель был при температуре от 175 до 190° С высушен в дегидрационной колонне пропусканием в течение 4 час. воздуха, высушенного пятиокисью фосфора. После просушки колонне дали остыть, но при остывании и сокращении объёма воздуха в колонне недостающий до атмосферного давления воздух впускался также будучи предварительно пропущен через пятиокись фосфора. Когда колонна и силикагель остыли до комнатной температуры и в колонне установилось атмосферное давление, вход в колонну был закрыт, и было начато испытание силикагеля пропусканием воздуха, содержавшего определённое количество воды в парообразном состоянии.

Активированный алюминий (окись алюминия) был получен от фирмы «Алиминум Ор Компани» (сокращённое название Алорко), г. Ист-Сент-Люис, Иллинойс. Он имел зернистый вид. Зёрна проходили через сито в 8 меш. и не проходили через сито в 14 меш. Перед испытанием он был высушен в открытом сосуде в течение 4 час. при температуре от 175 до 200°С и затем быстро перенесён в дегидрационную колонну, которая предварительно в течение нескольких часов была нагрета до 105° С. Верхний выход из колонны был немедленно закрыт, а нижний на время остывания колонны и алюминия был оставлен открытым, но входивший воздух предварительно проходил через пятиокись фосфора. Когда колонна и алюминий остыли до комнатной температуры, нижний вход был закрыт, и колонна была помещена в шкаф постоянной температуры. Испытание производилось при постоянной комнатной температуре и при атмосферном давлении.

Результаты испытаний изложены в табл. 63а.

Наиболее эффективным поглотителем воды оказалась окись бария. За ней идёт окись алюминия. Были испытаны три сорта хлористого кальция. Два из них — товарные сорта, применяемые в больших количествах в промышленности. Третий — химически чистый безводный хлористый кальций, применяемый в лабораториях. Первые два сорта оказались малоэффективными.

Как известно, воздух, насыщенный парами воды, при комнатной температуре и атмосферном давлении содержит около 15 *г* воды в 1 $м^3$. Хлористый кальций, указанный в табл. под № 2, поглотил 90% этого количества, а 10% осталось в воздухе.

Сернокислый кальций оказался намного эффективнее хлористого кальция. В природе он встречается в виде минерала ангидрита. Кроме того, его можно получить обжигом гипса или алебастра до полного удаления воды.

Весьма эффективна окись кальция.

Кроме эффективности дегидрации, имеет значение количество поглотителя, требуемое для дегидрации определенного количества газа. В этом отношении выше всех стоит окись бария. Малое количество окиси бария может дегидрировать большое количество газа.

В условиях СССР наиболее удобно будет применять активированный алюминий.

Таблица 63а

Дегидрация газа

Поглотительная способность различных твердых поглотителей

№ по пор.	Поглотитель	Пропускалось литров воздуха на 1 л поглотителя в час от—до	Суммарный объем пропущенного воздуха, $м^3$ на 1 л поглотителя	Осталось воды в дегидрированном воздухе, $г/м^3$		
				минимум	максимум	среднее
1	$CuSO_4$ безводная . . .	36—50	0,45— 0,7	2,7	2,9	2,8
2	$CaCl_2$ зернистый . . .	66—165	6,1 —24,2	1,4	1.6	1,5
3	$CaCl_2$ технический безводный	115—150	4 — 5,8	1,23	1,27	1,25
4	$ZnCl_2$ в палочках . . .	120—335	0,8 — 2,1	0 94	1,02	0,98
5	$Ba(ClO_4)_2$ безводный . .	26—36	2,3 — 3,7	0,76	0,88	0,82
6	NaOH в палочках . . .	75—170	2,3 — 8,9	0,78	0,83	0,8
7	$CaCl_2$ лабораторный, безводный	75—240	1,2 — 7,8	0,33	0,38	0,36
8	$Mg(ClO_4)_2 \cdot 3H_2O$ . . .	65—160	4 — 7,2	0,028	0,033	0,031
9	KOH в палочках . . .	55—65	3,2 — 7,2	0,01	0,017	0,014
10	Силикагель	43—59	2,1 — 5,2	0.002	0,01	0,006
11	$CaSO_4$ безводный . . .	75—150	1,2 —18,5	0,004	0,006	0,005
12	CaO	60 90	7,6 —10,1	0,003	0,004	0,0035
13	$Mg(ClO_4)_2$ безводный .	43—53	2,8 — 5,9	0,0016	0,0024	0,002
14	Al_2O_3	36—63	5,6 — 6,2	0,0008	0,0012	0,001
15	BaO	64—66	10,6 — 25	0,0006	0,0008	0,00065

АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕКОРДЕР ТОЧКИ РОСЫ

Недостатком дегидрационных установок долгое время было отсутствие надежных, удобных и хорошо действующих «автоматических рекордеров точки росы». Такие рекордеры нужны также и на дальнейшем пути газа по газопроводу. Рекордер изображен на фиг. 71.

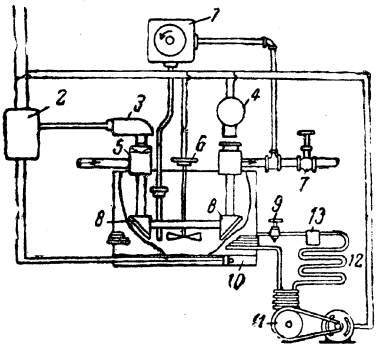
Газопромышленное общество, снабжающее техасским природным газом г. Дэнвер и другие города штата Колорадо, установило на измерительной газовой станции около г. Дэнвер новый аппарат, сконструированный инженерами этого общества Бэрдли и Картером. Это есть «рекордер (показатель) точки росы», действующий автоматически от фотоэлектрического реле. Он дает непрерывные показания температуры, при которой из газа начинает выделяться жидкая вода. Когда аппарат показывает близость точки росы, посылаются телеграммы или телефонные сообщения дегидрационным станциям с распоряжением усилить дегидрацию. Это предупреждает замерзание газопроводов и обмерзание приборов.

«Рекордер точки росы» состоит из небольшого резервуара, наполненного незамерзающим раствором, в который погружена изогнутая в виде V трубка, хорошо отполированная и выложенная внутри блестящим тонколистовым золотом. Внутри этой трубки все время проходит газ, выходящий по трубке малого диаметра из газопровода и

затем снова входящий в газопровод. Оба конца полированной трубки снабжены «гляделками», т. е. стеклянными окнами. Над этими окнами и выше их в стороне от них находятся источник света и фотоэлектрическое реле. Свет проходит внутри блестящей трубки и отражается в фотоэлектрической трубе над окном.

Для контролирования температуры раствора в резервуаре имеются охладитель и подогреватель. Охладителем служит маленький метилхлоридовый рефрижератор комнатного типа, приводимый в действие электромотором в 0,25 *л. с.* Змеевик от этого рефрижератора обвивает нижнюю часть резервуара. Электрический нагреватель в 1500 W находится под дном резервуара.

Когда холодильная система охлаждает раствор в резервуаре, газ доходит до точки росы, и на внутренних стенках полированной трубы оседает тонкая пленка жидкого конденсата. Свет перестает отражаться в фотоэлектрической трубе, автоматически выключается действие холодильной системы, и включается электронагреватель. Раствор и газ нагреваются, и пленка конденсата исчезает, после чего процесс повторяется. Небольшой вращающийся пропеллер, помещенный внутри резервуара и приводимый в действие небольшим мотором, перемешивает раствор и выравнивает его температуру.



Фиг. 71. Автоматический рекордер точки росы.

1 — автоматический аппарат, записывающий температуру и давление газа; *2*— фотоэлектрическое реле; *3* — фотоэлектрическая трубка; *4* — электролампа в 60 W и 110 V; *5* — восприниматели света; *6* — телефонный мотор 860 об/мин. и пропеллер, перемешивающий жидкость; *7* — редукционный клапан; *8* — ящики с зеркалами, отражающими свет; *9* — расширительный клапан холодильной установки; *10* — электронагреватель в 1500 W; *11* — метилхлоридовая установка с электромотором в 0,25 *л. с.*; *12* — змеевик холодильной установки; *13* — резервуар для конденсации холодильной жидкости.

Автоматический самозаписывающий аппарат, помещенный над резервуаром, на бумажных кругах записывает температуру и давление газа. По показаниям этого аппарата вычисляется точка росы для данного газа. Температурная линия на этих бумажных кругах идет волнисто. Изгибы занимают 2 или 3° по кругу. Промежутки времени для каждого изгиба занимают от 10 до 15 мин. в зависимости от состава газа, его давления и той температуры, с которой он приходит в аппарат.

Если для предупреждения образования гидратов производится не дегидрация, а подогрев газа около скважины на промысле и газ имеет длинный путь по промысловому газопроводу, автоматический рекордер точки росы устанавливается где-нибудь на этом пути в наиболее удобном месте, и на основании его показаний можно давать распоряжения на подогревательную установку — увеличить или уменьшить подогрев.

Глава XVIII

ПОДОГРЕВ ГАЗА ДЛЯ ТРАНСПОРТА ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ГАЗОПРОВОДАМ

ОГНЕВОЙ ПОДОГРЕВ

Для предупреждения обмерзания промысловых газопроводов приходится выбирать какой-либо из следующих способов:

1. Подогрев газа у скважин.
2. Хлоркальциевые конденсационные горшки.
3. Введение в газопровод метанола или аммиака или иного антифриза.

В США в громадном большинстве случаев этот вопрос решается в пользу подогрева. Повидимому, и на промыслах в СССР в большинстве случаев придётся ставить подогрев.

Есть два главных вида подогрева:

1) непосредственно голым огнём;

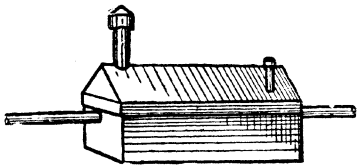
2) через посредство горячей воды или водяного пара или специальной жидкости, например жидкости «Доутерм», имеющей температуру кипения при атмосферном давлении выше 100° С.

Против подогрева голым огнём есть много возражений. Его считают опасным в пожарном отношении. Но он гораздо выгоднее подогрева горячей водой, так как расход топлива при непосредственном подогреве намного меньше и требуется меньше труда на обслуживание. Меньше и капитальные затраты. В США подогрев газопроводов голым огнём применяется широко, но не менее широко применяется и подогрев горячей водой.

В районе Монро мы видели такую картину:

Среди поля, частично заросшего кустарником, торчит из земли короткая вертикальная труба. Это —высокодебитная газовая скважина. Труба сверху герметически закрыта. От нее в стороны отходят две горизонтальные трубки; одна—короткая и другая—длинная. Конец короткой трубки закрыт глухой пробкой. Длинная труба есть начало газопровода. Она лежит невысоко над землей на подставках. Под ней лежит почти над самой землей на низких подкладках труба диаметром 1 дюйм, имеющая вверху продольный ряд малых отверстий. Из них выходит газ. Весь он зажжен и горит невысокими огоньками, подогревающими снизу газопровод. Ближайший к скважине огонёк находится от неё на расстоянии 6 *м*. Газ для этой дюймовой трубки взят из того же газопровода после чок-ниппеля, который вставлен в газопровод немного дальше последнего огонька. Длина линии огоньков — около 6 *м*. После чок-ниппеля газопровод уходит в землю. В том месте, где дюймовая трубка отходит от газопровода, в неё вставлена пластинка с малым отверстием для снижения давления в трубке. Обслуживания никакого. Ни одного человека у скважины и у подогревателя нет. Давление в скважине — около 70 *ати*. Такое же устройство мы видели и на многих других скважинах этого района. На вопрос — не боятся ли они подогревать газопроводы голым огнём, ответили, что опасности нет, так как в скважинах и газопроводах высокое давление и воздуха нет. Внутрь газопровода

огонь не проникнет, а если есть где-нибудь утечка газа, выходящий газ будет гореть в атмосфере небольшим пламенем. Это рано или поздно заметят, потушат и исправят утечку. Действительно, многолетняя практика описанного подогрева в районе Монро показала, что никаких взрывов газа и пожаров от такого подогрева не было. Оборудовать описанный подогрев стоит очень дешево. Он применялся в те времена, когда газа в Монро было очень много, и газ стоил чрезвычайно дешево. Теперь даже при огневом подогреве применяется более сложное устройство, расходующее минимальные количества газа. Сооружается печь, внутри которой заложен змеевик. Подогреваемый газ идёт внутри змеевика, омываемого горячими топочными газами. В нижней части печи газовые горелки. Змеевик из толстостенных труб. Нет надобности весь газ, идущий по газопроводу, пропускать через этот змеевик. Пропускается часть газа. Возвратившись в газопровод, она нагревает остальной газ, смешиваясь с ним.



Фиг. 72. Газовая печь для подогрева газопровода голым огнем.

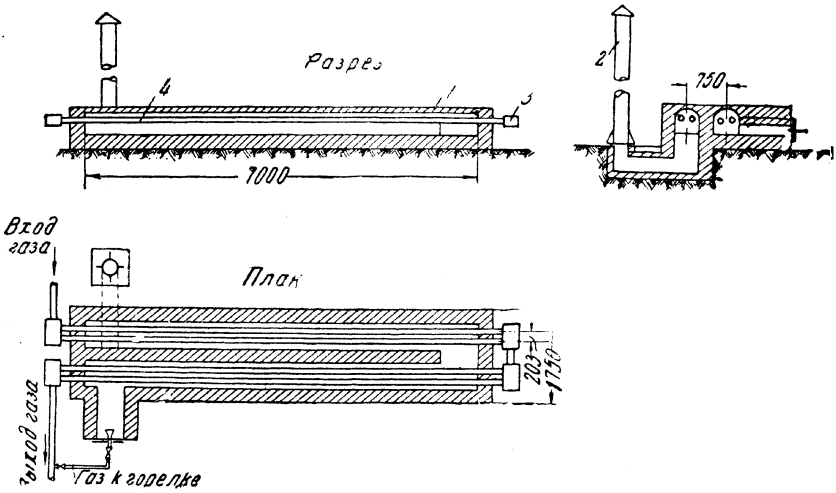
Более широко, нежели кирпичные, распространены на газопроводах печи, сделанные из листового железа, но они теряют тепло в атмосферу больше, чем кирпичные. Такая печь имеет вид домика. Она изображена на фиг. 72[1]. Сквозь печь проходит газопровод и нагревается снизу огоньками газовой горелки бунзеновского типа. Газ взят из того же газопровода. Сквозь крышку домика проходят две трубы. Одна имеет диаметр и высоту больше, чем другая. По ней выходят газообразные продукты горения. Сверху над ней колпак, чтобы в неё не попадал дождь или снег. По другой трубе в домик входит воздух, нужный для горения газа. Он подводится к смесителю горелки, там, где газ смешивается с первичным воздухом. Приток воздуха отрегулирован так, что воздух медленно в нужных количествах идёт в горелку и на это не влияет ветер. Горелка имеет длинную линию огоньков под газопроводом. Длина огневой линии, а следовательно, и длина домика зависят от климата местности и от температуры, до которой надо нагреть газ.

Есть и другие, более сложные и более усовершенствованные типы газовых печей для подогрева газопроводов голым огнём. В наших условиях, повидимому, будут достаточно пригодны кирпичные печи, покрытые сверху кровельным железом и имеющие форму, показанную на фиг. 72, но более длинные. В лесистых местностях возможно и дро-

[1] Этот рисунок взят из книги Д. Дил «Natural Gas Handbook», 1927, стр. 396.

вяное отопление таких печей. Отрегулированное газовое отопление не требует обслуживания, а дровяное отопление будет требовать обслуживания. Там, где газа не хватает и газ дорог, на это есть расчёт пойти.

Очень хороший проект огневого подогревателя составлен ст. инженерами треста Гипрогаз А. И. Тарановым и А. С. Фандеевым для подогрева газа Елшанского промысла. Схема этого подогревателя показана на фиг. 73.



Фиг. 73. Печной подогреватель для елшанского газа.

1 — кирпичная двухходовая печь; *2* — дымовая труба ∅ ≅200 *мм*; *3* — соединительный канал (ретурбенд), изготовляется из кованого 4-трубного ретурбенда; *4* — крекинговые трубы ∅ 102×14, длиной *l*=800.

Примечание. Газоподогревательная печь устанавливается у каждой скважины на расстоянии 75 *м* от ёлки газовой скважины. Газоподогреватель устанавливается под навесом.

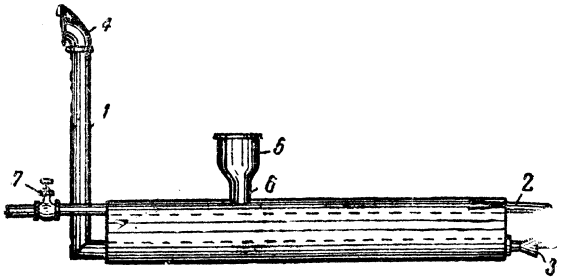
ПОДОГРЕВ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ

Есть много типов водяных подогревателей. На фиг. 74 изображён подогреватель простого устройства[1].

Газопровод проходит в горизонтальной трубе, имеющей диаметр больше, чем газопровод. В этой же трубе ниже газопровода проходит труба малого диаметра. В ней происходит горение газа. В правую часть этой трубы вставлена газовая горелка бунзеновского типа. В горелку справа вводятся газ и воздух, нужный для горения. Имеется смесительная камера. Продукты горения идут по этой нижней трубе дальше. По выходе из трубы большого диаметра отопительная труба переходит в вертикальную дымовую трубу, служащую для вывода газообразных продуктов горения в атмосферу. Горение газа можно регулировать, т. е. уменьшать или увеличивать. Труба большого

[1] Взят из книги Кляуда, стр. 538.

диаметра закрыта с обоих концов поперечными стенками, которые приварены ко всем трём трубам. Труба большого диаметра содержит воду вокруг обеих внутренних труб. Лишь небольшая самая верхняя часть трубы большого диаметра не наполнена водой. Нижняя труба нагревает эту воду, а вода нагревает газопровод. Температуру воды держат в пределах между 80 и 90° С, но, конечно, всё же часть воды испаряется. По мере испарения воды нужно в трубу большого диаметра подливать новую воду. Для этого над трубой есть воронка, входящая в трубу. Через эту же воронку уходит на воздух и пар, образующийся от испарения воды. Проф. Кляуд, описавший этот подогреватель, говорит:



Фиг. 74. Водяной подогреватель по книге Кляуда.

1 — дымовая труба диаметром 4″; *2* — газопровод диаметром 2″ от скважины; *3* — газ для горения и газовая горелка; *4* — поворачиваемый ветром дефлектор, чтоб ветер не попадал в трубы; *5* — воронка диаметром 8″ для наливания воды и для выпуска водяного пара; *6* — диаметр 4″; *7* — задвижка.

«Водяной подогреватель требует постоянного наблюдения, так как вода быстро испаряется. При испарении части воды остаётся более минерализованная вода, дающая накипь на трубах и причиняющая коррозию. Водяной подогрев доставляет много хлопот и обходится дорого».

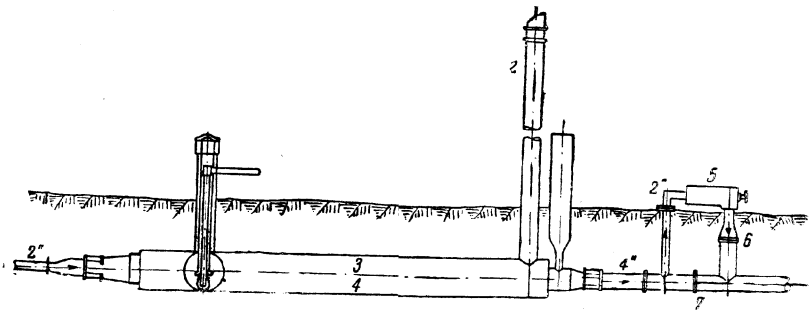
Таким образом, проф. Кляуд предпочитает подогрев газопроводов голым огнём. Другой вид водяного подогревателя изображён на фиг. 75[1].

Водяной подогреватель, иногда применяемый на промыслах для подогрева небольших количеств газа, идущего по газопроводу, изображён на фиг. 76[2]. Подогреватель имеет вид вертикального цилиндра. Размеры зависят от количества проходящего газа. Цилиндр можно сделать из отрезка обсадной стальной трубы, недостаточно годной для спуска в скважину. Можно взять трубу, например, диаметра 12 или 10″. Высота цилиндра — около 1 м. Цилиндр имеет крышку и дно. В нижней части цилиндра расположена газовая горелка бунзеновского типа с регулируемым впуском газа и воздуха. Продукты горения идут в дымовую трубу, стоящую вертикально и выходящую

[1] По книге У. Ф. Хейслера «Natural Gas», 1937.

[2] Описан в декабрьском номере журнала «Gas», Los Angeles, Cal, за 1941 г., т. XVII, № 12, стр. 27.

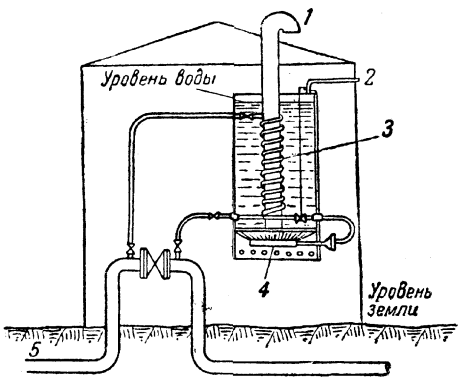
из цилиндра. Камера горения от остальной, находящейся выше, части цилиндра отделена непроницаемой горизонтальной перегородкой, служащей дном водяного резервуара. Часть цилиндра выше этой перегородки наполнена водой, окружающей дымовую трубу. Над



Фиг. 75. Водяной подогреватель газа.

1 — поверхность земли; *2* — дымовая труба; *3* — горячая вода; *4* — подогреватель газа; *5* — регулируемый штуцер; *6* — переводник с 2″ на 4″; *7* — стальная пластинка (перегородка), вставленная в фланцы.

уровнем воды в верхней части цилиндра оставлено небольшое пространство, где может собираться водяной пар. Газопровод, лежащий в земле, около подогревателя, выведен на поверхность и имеет задвиж-



Фиг. 76. Водяной подогреватель газа.

1 — дымовая труба; *2* — предохранительный клапан; *3* — змеевик из медных труб; *4* — газовая горелка; *5* — газопровод.

ку. По обе стороны от задвижки отходят от газопровода две трубки небольшого диаметра. По одной из них газ идёт в подогреватель. По другой он возвращается в газопровод. Если задвижку закрыть, весь газ будет проходить через подогреватель, но в таком случае

диаметр трубок должен быть равен диаметру газопровода. Это не требуется, так как можно нагревать лишь часть газа. Трубка, отходящая от газопровода, входит в подогреватель, где её продолжением служит медный змеевик, погружённый в горячую воду вокруг дымовой трубы. Подогреватель имеет 4 задвижки или крана, показанные на чертеже. Горение регулируется таким образом, чтобы не доводить воду до кипения, но конечно часть воды будет понемногу испаряться. На крышке цилиндра есть предохранительный клапан, открывающийся и выпускающий часть пара, когда давление в цилиндре дойдёт до недопустимого предела. При выходе пара раздаётся свисток, и люди, находящиеся по соседству, могут притти и уменьшить горение. Но регулирование горения в этом подогревателе происходит автоматически. При повышении давления в цилиндре впуск газа на горение автоматически уменьшается. Этот подогреватель не требует постоянного надзора. Если по соседству есть водопровод, снабжение подогревателя водой из водопровода происходит автоматически. Вода идёт лишь тогда, когда её уровень в цилиндре понизился до определённого предела. Установлен поплавковый регулятор уровня, подымающий или опускающий задвижку на ветви, идущей от водопровода. Если водопровода нет, рядом с подогревателем ставится деревянный чан, в который доставляется вода бочками или автомобильной цистерной. Отвод пара из цилиндра идёт в чан, где пар конденсируется.

В северных широтах описанный подогреватель вместе с водяным чаном и частью газопровода, выведенной на поверхность, заключается в небольшое здание («отопительный домик»). На юге всё это может находиться под открытым небом.

В том же номере журнала «Gas», на той же странице есть описание и изображение более крупного и более сложного подогревателя трубчатой системы. Пучок трубок малого диаметра находится внутри цилиндра. Внутри трубок идёт нагреваемый газ. В цилиндре вокруг трубок горячая вода. Под цилиндром газовые горелки. Газообразные продукты горения идут сквозь воду по другим трубкам. Есть также установки, в которых давление воды и пара в цилиндре равно 1,05 *ати*.

Водяной пар редко применяется для подогрева газа в газопроводах. Паровые подогреватели устраивают там, где есть отработанный водяной пар, выходящий из постоянно действующих паровых машин или паровых насосов.

Наиболее экономным подогревом было бы применение рациональных теплообменных аппаратов, в которых навстречу подогреваемому газу идут горячие топочные газы. Хорошие теплообменные аппараты в США сооружаются и продаются многими фирмами, в числе которых можно назвать Фостер-Хвилер, Росс, Гриском-Рэшель, Баджер и др.

Водяной подогреватель был спроектирован летом 1942 г. инженером треста Гипрогаз И. М. Лапкиным с сотрудниками для подогрева бугурусланского газа. Вода нагревается до 80° С, а газ до 25°. Но на подогрев, согласно проекту, был предусмотрен расход газа более 1 500 тыс. *м*³/*год* при годовой добыче 225 млн. *м*³.

ТЕМПЕРАТУРА ПОДОГРЕВА

Вопрос о том, до какой температуры нужно нагреть газ, вышедший из скважины, зависит от многих условий, в числе которых назовём:

1. Размер перепада давления в чок-ниппеле или орифайсе после подогрева. Чем больше перепад давления, тем сильнее охлаждается газ.

2. Диаметр и длина газопровода от подогревателя до конечного пункта промыслового сбора газа, например, до первой станции магистрального газопровода, где должна находиться дегидрационная установка. Чем меньше диаметр, тем скорее остывает нагретый газ. Чем больше длина газопровода, тем сильнее надо нагреть газ.

3. Скорость движения газа в газопроводе. Чем быстрее идёт газ, тем меньше он успевает остыть.

4. Глубина зарытия газопровода. Климат местности. Температура грунта в разное время года.

5. Состав газа. Содержание воды в газе. Точка росы газа в разных пунктах газопровода при том давлении, под которым газ будет находиться в этих пунктах.

Нагревать газ нужно до такой температуры, чтобы в самый холодный день температура газа нигде в газопроводе не понизилась до точки росы этого газа при давлении в том или ином пункте газопровода. Давление в разных пунктах газопровода определяется точно и всегда известно во время перекачки газа. Точные сведения о температуре обычно отсутствуют. Если и есть приблизительные сведения о температуре грунта на разных глубинах, то сведения о температуре самого газа в разных пунктах газопровода отсутствуют сполна. Температура газа может совпадать, но может и не совпадать с температурой грунта, окружающего газопровод. Горное бюро США и Американская газовая ассоциация совместно организовали изучение образования гидратов в газопроводах. Частью этого изучения явились определения температуры газа в газопроводах, температуры грунтов на разных глубинах, температуры поверхности земли, температуры воздуха и отношений между четырьмя указанными температурами. Эти определения температур производились в течение 4 лет. Дитон и Фрост обработали результаты наблюдений, составили диаграммы и сделали выводы[1].

В докладе описаны приборы и методика исследований. Желательно по этому методу произвести исследования вдоль линий газопроводов Саратов—Москва и Бугуруслан—Куйбышев.

В докладе Дитона и Фроста освещён также вопрос об остывании газа в газопроводе. Даны кривые этого остывания в различных газопроводах. Приведём один пример.

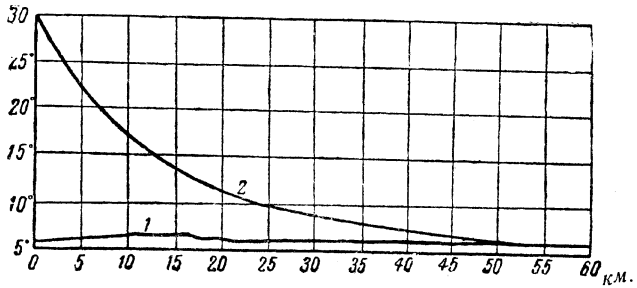
Газопровод Панхандль — Дэнвер имеет диаметр 22″ дюйма и длину 547 *км*. На начальной станции газ, вышедший из компрессоров, охлаждается не сполна. С температурой 30° С он входит в газопровод. Фиг. 77 показывает, как газ остывает в газопроводе. На расстоянии 51,5 *км* он принимает температуру грунта, которая с

[1] Доклад Дитона и Фроста напечатан в 1942 г. в издании «Bureau of Mines» Report of Investigation № 3590. Government Printing Office, Washington, U. S. A.

малыми колебаниями держится около цифры 6,2° С. Осевая линия газопровода лежит на глубине 127 *см*.

Кривая остывания газа в газопроводе диаметра 16″ падает круче.

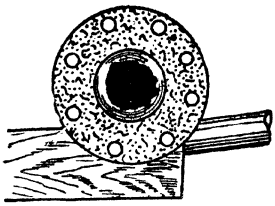
Термические процессы в газопроводе имеют сложный характер. Трение газа о стенки труб и внутренняя турбулентность повышают



Фиг. 77. Кривая остывания газа в газопроводе диаметром 22″.

1 — температура грунта; *2* — температура газа.

температуру газа. Но одновременно в газопроводе по течению газа падает давление, газ расширяется, и это расширение газа сопровождается понижением его температуры. Второй процесс пересиливает первый. Одновременно идёт передача тепла в грунт. Все три вида энергии по теореме Бернулли постепенно переходят в тепло, уходящее в грунт. В конце концов газ принимает температуру грунта, но она сама испытывает колебания. В конце газопровода сильно расширившийся газ иногда может иметь температуру ниже температуры грунта.



Фиг. 78. Газопровод, частично закупоренный отложениями гидратов углеводородов.

Понижение давления при течении газа в газопроводе увеличивает способность газа держать в себе воду в парообразном состоянии, но понижение температуры, вызываемое расширением газа, пересиливает это благоприятное действие снижения давления, и из газа, охладившегося до точки росы, выделяются гидраты углеводородов, закупоривающие газопровод. На фиг. 78 показан газопровод, внутри которого осели гидраты. Он ещё не совсем закупорился, но пропускная способность его сильно снижена.

ГИДРАТЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В СКВАЖИНЕ И В ПЛАСТЕ

Гидраты углеводородов оседают в газопроводах. Могут ли они оседать в скважине и в пласте?

В американской литературе этот вопрос не поставлен и по нему не имеется никаких сведений.

Газовые месторождения в США в большинстве случаев находятся значительно южнее месторождений СССР и температура в пластах большею частью превышает температуру образования гидратов. Может быть во многих случаях временно оседали гидраты в скважинах или в пласте около скважины, но операторы газовых промыслов не заметили этого оседания. Для газовых промыслов СССР этот вопрос может иметь большое практическое значение, и чем севернее расположено месторождение, тем большее значение будет иметь оседание гидратов в скважинах и в пластах. Температура и давление, при которых происходит оседание твёрдых гидратов из газа, насыщенного водой, могут быть во многих случаях при добыче газа из скважин Уральско-Волжского и Камского районов. Калифорнийский газ выделяет гидраты, если температура не выше 11,1° С, а давление не ниже 28,1 *ати*. Эти условия могут возникнуть во многих скважинах месторождений СССР. Это возможно даже в Баку при расширении газа, вызванном большим перепадом давления в скважине, а расширение газа может его охладить до температуры ниже 11° С. В этом отношении неблагоприятны глубинные штуцеры. Чок-ниппель, вставленный в газопровод у скважины, создаёт перепад давления, и гидраты могут оседать в чок-ниппеле и в газопроводе после чок-ниппеля. Глубинный штуцер, установленный в скважине над пластом, создаёт перепад давления в нижней части скважины, и гидраты могут оседать в этом штуцере и в трубах над штуцером. Борьба с таким оседанием не трудна. Если проход для газа ещё не сполна закупорился, нужно уменьшить выпуск газа из скважины. Уменьшится перепад давления. В скважине восстановится прежняя температура. Окружающая порода нагреет гидраты, и они разложатся на газ и воду.

В более северных местностях этот вопрос связан с более значительными затруднениями. Температура пород вокруг скважины может оказаться недостаточной для нагрева и разложения осевших в скважине гидратов, и придётся применять введение в скважину водяного пара или горячей воды, причём следует предпочесть водяной пар. Возможно и введение горячего газа. Поэтому глубинные штуцеры для северных мест нежелательны. Но и без глубинных штуцеров на севере возможно оседание гидратов в скважине и в пласте, если скважина эксплоатируется с чрезмерным процентом отбора, создающим в скважине и в пласте около скважины большой перепад давления, охлаждающий газ ниже температуры образования гидратов. В книге «Урало-Волжская нефтеносная область», 1941 г., написано, что в некоторых скважинах Ишимбайского района на дне скважин был обнаружен лёд. Конечно, это не лёд, а гидраты углеводородов. Если пласт вокруг скважины закупорился гидратами, прекращение выпуска газа из скважины может восстановить положение; пласт примет прежнюю нормальную температуру и гидраты разложатся. Но если нормальная температура пласта ниже температуры образования гидратов, достичь таяния этих гидратов будет трудно. Может быть придётся долгое время вводить в скважину водяной пар или горячий газ. Возможны и другие способы нагрева пласта около скважины, из которых назовём:

1. Торпедирование нитроглицерином.

2. Спуск электрической грелки.

3. Спуск кальция-карбида с небольшим количеством воды, если на дне скважины нет своей воды.

4. Спуск других химических веществ и создание на дне скважины сильной экзотермической реакции.

Эксплоатировать газовые скважины на севере нужно весьма осторожно, чтобы не вызвать оседание гидратов в скважине и пласте. В этих процессах особенное значение имеет температура. Она вообще пересиливает влияние давления. Поэтому регулировать процессы борьбы с образованием гидратов надо, главным образом, регулируя температуру. Хотя при малом давлении гидраты не образуются, не следует для этой цели сильно понижать давление. Нужно сохранять малый перепад давления.

В деле образования гидратов в скважинах или газопроводах на севере есть одно благоприятное обстоятельство, которого нет на юге. Это — очень малое содержание воды в холодном газе. На юге пласты имеют температуру намного выше, чем на севере. Из них выходит тёплый газ. Если пласт лежит глубоко, газ может иметь довольно высокую температуру. Такой газ содержит много воды в виде пара и при охлаждении может выделить большое количество гидрата. На севере при очень низкой температуре пласта количество гидрата, выделяемого газом, во много раз меньше, чем на юге.

На севере СССР есть обширные площади, где на глубинах до 400 *м* и даже до 600 *м* слои имеют температуру ниже 0° С и где могут быть газовые месторождения. Как будет обстоять вопрос о гидратах в таких местах? Не будут ли эти месторождения содержать даже до начала разработки большие количества гидрата? Не будет ли весь углеводородный газ находиться в составе гидрата, т. е. в твёрдом виде? Не придётся ли эти месторождения разрабатывать, как месторождения твёрдых ископаемых?

Это — не праздные вопросы. Север ещё не исследован. Большое количество газовых месторождений там может найтись. 10 млн. *км*^{2} площади СССР, т. е. 47% всей территории СССР покрыты вечной мерзлотой, и мощность этой мерзлоты во многих местах превосходит 400 *м*, а в некоторых 600 *м*. Температура слоев в этой замёрзшей зоне в верхних её частях ниже −6°С. Нижняя граница вечной мерзлоты имеет температуру около 0° С. Внутри вечной мерзлоты вода имеется только в виде льда.

Внутри зоны вечной мерзлоты могут найтись газовые месторождения, но более вероятно, что газовые месторождения залегают под вечной мерзлотой, и она местами может служить непроницаемой покрышкой для газа, подобно тому, как слой льда на озере или реке не пропускает воздух в воду и рыба, нуждающаяся для дыхания в кислороде воздуха, растворенного в воде, на сибирских реках под большим слоем льда иногда массами погибает. Это явление широко известно в Сибири, как «замор» рыбы.

В зоне вечной мерзлоты местами встречается на разных глубинах так называемая «сухая мерзлота», не содержащая льда и воды. Если в этой сухой мерзлоте есть пористые пласты, в них могут найтись и газовые месторождения.

Предположим, что мы имеем газовое месторождение на глубине свыше 400 *м*, лежащее под зоной вечной мерзлоты. Температура в пласте 0° С. Давление 40 *ата*. Неизбежно оседание гидратов углеводородов и гидрата углекислоты. Весь газ не может перейти в эти гидраты. Воды в нём будет очень мало. Если газ насыщён водой, он при этих условиях будет содержать не более 0,16 *г* воды в 1 $м^3$ газа, в то время как где-нибудь на юге газ глубокого пласта, имеющий температуру 30° С, содержал бы около 1,02 *г* в 1 $м^3$, т. е. в 6,4 раза больше. При образовании гидрата 1 молекула метана связывает 7 молекул парообразной воды. Небольшое количество метана свяжет всю воду в этом холодном газе. Над пластовой водой возникнет слой твёрдого гидрата, имеющий небольшую мощность. Много газа останется в газообразном состоянии. Слой плотного гидрата изолирует воду от газа и предотвратит дальнейшее насыщение газа водой даже при эксплоатации, т. е. при снижении давления, когда газ при понизившемся давлении мог бы принять в себя ещё некоторое количество воды. Мы будем иметь месторождение, в котором вода из газа как бы «вымерзла», как вымораживают воду из рассолов при добыче соли на севере. Добываться будет почти сухой, обезвоженный газ, который едва ли будет выделять гидраты в скважине и в газопроводах. Если же очень малое количество воды в этом газе всё же останется, больших затруднений с выделением гидратов в газопроводах он не причинит. Но, конечно, добывать газ надо будет с малым перепадом давления, т. е. с невысоким процентом отбора. В конце разработки месторождения давление в пласте понизится ниже той нормы, при которой возможно образование или существование гидратов и слой гидрата под газом растает. Из него выйдет газ, который и будет добыт. Если же почему-нибудь будет признано нужным добыть газ из этого слоя гидрата до снижения давления до указанной нормы, можно растопить гидраты водяным паром. Можно применить тот способ, которым в южном Техасе добывают серу. Бурят в залежи серы скважины, нагнетают в них водяной пар, который расплавляет серу, и её добывают в жидком виде, а мы из гидратов будем добывать газ в газообразном состоянии, что ещё легче. Для расплавления гидратов потребуется гораздо меньше пара, чем для расплавления серы, так как уже при 12,2° С гидраты растают. Но больших количеств газа из гидратов добыть не удастся, так как 1 *кг* гидрата содержит только 112,8 *г* метана.

Около устья Енисея неглубокими скважинами найден углеводородный газ, хотя вечная мерзлота там залегает до глубины, по всей вероятности, более 250 *м*.

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

ОЧИСТКА ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА

Глава XIX

ПРИРОДНЫЕ ГАЗЫ, СОДЕРЖАЩИЕ СЕРОВОДОРОД

Наличие сероводорода в естественных газах связано, повидимому, с генезисом нефти и газа и с теми процессами в месторождении и в подземных коллекторах, которые протекали и протекают в пластах различных пород, заполненных газом, нефтью и водой. Отмечается, что газы и нефти, приуроченные к песчаникам и пескам, содержат незначительные количества сероводорода или совершенно не содержат его (Баку, Грозный), в то время как нефти и газы, приуроченные к карбонатным породам (Ишимбай, Бугуруслан), имеют значительное содержание сернистых соединений и в том числе сероводорода.

Наибольшее количество сероводорода обнаружено в естественном газе одного из месторождений штата Техсас (США), а именно 23,5% по объёму. Обычно же содержание H_2S в естественном газе меньше этого процента. Так, максимальное количество сероводорода, найденное в ишимбайском и бугурусланском газах, составляет около 9—10%.

Среднее содержание сероводорода в газах отечественных газонефтяных месторождений колеблется в следующих пределах, в процентах по объёму:

1. Ишимбайские газы	4—6
2. Бугурусланские газы:	
а) попутный газ	2—4
б) газ из газовых скважин	0,8 —1,2
3. Туймазинский газ	1,0 —2,0
4. Андижанский газ	1,0 —3,0
5. Бакинские газы	0,02—0,5

Сероводород при нормальных условиях — бесцветный газ с неприятным специфическим запахом. Молекулярный вес его 34,08; плотность по отношению к воздуху 1,1763; вес 1 $м^3$ при 0° и 760 *мм* рт. столба 1,521 *кг*. При 18° С и 17 *ат* давления сероводород может быть сжижен в бесцветную жидкость.

Упругость паров в зависимости от температуры составляет:

Таблица 64

°C	—30	—20	—10	0	10	20	30	40	50	70	100
P, ат . . .	3,74	5,39	7,58	10,2	13,6	17,7	22,6	28,3	35,1	52,1	88,9

В воде сероводород растворим в следующих количествах на один объем воды:

при 0° С—4,670 объемов
20° С—2,582 „
40° С—1,660 „
60° С—1,190 „
100° С—0,810 „

С воздухом H_2S образует взрывчатую смесь, причём нижний предел составляет 4,3%, а верхний 45,5%.

Сероводород сильно ядовитый газ, даже в небольших концентрациях он чувствителен по запаху и действует раздражающе на слизистую оболочку, в больших же концентрациях он ядовит вплоть до смертельного исхода.

Запах сероводорода улавливается обонянием человека при содержании его в атмосфере 0,001—0,002% по объёму, а при содержании 0,01% он вызывает определённые симптомы отравления. Ниже даётся таблица действия сероводорода на человека в зависимости от концентрации его в атмосфере и времени пребывания человека в такой атмосфере (табл. 65).

Действие H_2S на людей вызывает прежде всего резкую, жгучую боль слизистых оболочек глаз, носа и зёва, а затем с течением времени и в зависимости от концентрации сероводорода в атмосфере появляется тошнота, одышка, сердцебиение, головная боль, головокружение.

На некоторых животных и птиц раздражающее действие сероводород оказывает ещё в меньших концентрациях, чем на человека, а именно начиная с 0,005%.

При содержании 0,010—0,014% H_2S вызывает у крыс раздражение носа и глаз; пребывание в такой атмосфере 8—18 час. вызывает усиленное дыхание, а через 18—48 часов—смерть.

Голубь погибает в первые же минуты, попав в атмосферу с 0,07% сероводорода. Особой чувствительностью к H_2S обладают канарейки. В атмосфере с 0,0035—0,0065% сероводорода при длительном пребывании (8—18 час.) канарейка делается безразличной, тяжело дышит, слабеет и погибает. После 1—2-минутного пребывания в атмосфере с 0,019—0,021% H_2S канарейка ведёт себя нервозно, возбуждённо и после 30- или 60-минутного пребывания в такой атмосфере погибает. При содержании H_2S 0,073% канарейка погибает в течение 18—20 сек.

При такой чувствительности к H_2S канарейки могли бы служить своеобразным индикатором, сигнализирующим опасность отправления в бытовых и производственных помещениях.

Таблица 65

% H_2S	От 0 до 2 мин.	От 2 до 15 мин.	От 15 до 30 мин.	От 30 до 60 мин	От 1 до 4 ч.	От 4 до 8 ч.
0,010—0,015	—	Кашель, раздражение глаз, потеря обоняния	Прерывистое дыхание, боль в глазах, сонливость	Раздражение горла	Слезотечение и выделение слизи, острая боль в глазах, кашель	Повышение симптомов отравления
0,015—0,020	—	Потеря обоняния	Раздражение глаз	Раздражение глаз и дыхательных путей	Трудность дыхания, представление видений, боязливость	То же в более резких проявлениях
0,025—0,035	—	Раздражение глаз, потеря обоняния	Раздражение глаз	Боль в глазах, усталость	Боязливость, катар носа, боль в глазах, головная боль, трудность дыхания	Головная боль и смерть
0,035—0,045	—	Раздражение глаз, потеря обоняния	Раздражение глаз, кашель, трудность дыхания	Повышенное раздражение глаз и дыхательных путей, головная боль, боязливость, усталость	Головокружение, слабость, увеличенные признаки раздражения смерть	Смерть
0,050—0,060	Кашель, изнеможение, обморок	Ненормальное дыхание, раздражение глаз, изнеможение	Сильное раздражение глаз, боязливость сердцебиение, смерть	Сильная боль в глазах и головокружение, дрожание конечностей, слабость, смерть	—	—
0,060—0,150	Изнеможение, обморок	Изнеможение, обморок, смерть	—	—	—	—

Примечание. Опыты со смертным исходом были проведены на собаках; действие сероводорода на собак и кошек аналогично действию на людей.

Химическим индикатором для обнаружения сероводорода служит индикаторная бумажка, смоченная в растворе уксуснокислого свинца.

При содержании H_2S в количествах:

3,5% — бумажка окрашивается мгновенно; резкий запах сероводорода;
0,35% — бумажка окрашивается быстро; сильный запах H_2S;
0,035% — бумажка окрашивается через 2 секунды, отчетливый запах;
0,0035% — бумажка окрашивается через 30 сек., запах сероводорода чувствителен.

При снабжении газом городского населения требуется полная очистка газа от сероводорода во избежание несчастных случаев.

Отравляющие действия сероводорода более сильные, чем действия окиси углерода.

Кроме ядовитых свойств, сказывающихся на живых организмах, сероводород также очень вредно действует на металл, являясь одним из активнейших коррозийных агентов. Сам по себе сухой сероводород при низкой температуре и низком давлении слабо действует на металл, но в присутствии других коррозийных агентов его действия на металл становятся весьма интенсивными.

Главнейшие факторы, способствующие сероводородной коррозии, следующие:

1. Содержание сероводорода в газе.
2. Содержание кислорода в газе.
3. Содержание углекислоты в газе.
4. Влажность газа.
5. Температура газа.
6. Давление газа.
7. Скорость движения газа.
8. Состояние поверхности металла к началу воздействия на него коррозийной газовой смеси.
9. Продолжительность воздействия на металл.

Отмечается коррозийное действие газа с содержанием 0,025% H_2S и выше; этот процент считается «порогом» коррозийной концентрации сероводорода, ниже которого присутствие H_2S считается «следами». Однако наличие других факторов (высокое давление, присутствие H_2O, O_2) могут повлечь серьезную коррозию и при меньшем содержании сероводорода.

Присутствие в газе кислорода значительно ускоряет процессы коррозии. Кислород может попасть в газ через газосборные вакуумные линии, или вакуумные газосборные аппараты, имеющие неплотности. Опытным путём было найдено, что наиболее коррозийным является такой газ, в котором отношение кислорода к сероводороду составляет 114:1. Это соотношение называется критическим. При других соотношениях коррозийный эффект меньше, чем при критическом.

Наличие одной влаги в газе влечёт коррозию металла, одновременное же присутствие H_2S, O_2 и H_2O является наиболее неблагоприятным с точки зрения коррозии.

Коррозийные действия на металл указанных примесей резко возрастают при увеличении давления. Некоторые исследователи считают, что скорость коррозии газопроводов прямо пропорциональна

давлению газа, проходящего через этот газопровод. При этом отмечается, что при давлении до 20 *ат* и влажном газе достаточно даже следов сероводорода—0,002—0,0002% по объёму, чтобы вызвать значительные коррозийные поражения металла труб, ограничивая срок службы газопровода 5—6 годами.

Влияние других отмеченных выше факторов хотя и не так значительно, но всё же в каждом отдельном случае они могут быть существенными. Вследствие коррозийных действий сероводорода, присутствующего в газах, значительно сокращается срок службы оборудования и аппаратуры при добыче, транспорте, переработке и использовании газа, причём степень использования такого газа ограничивается вредностью примеси сероводорода. В промысловых условиях особенно большому коррозийному воздействию подвергаются трубы, задвижки, счётчики газа, компрессоры, холодильники. Чтобы представить, с каким количеством сероводорода случается иметь дело, приведём следующий пример. При содержании 1% H_2S (Бугуруслан) и перекачке 500 тыс. м³ газа в сутки через компрессорную станцию пройдёт *в сутки* 7,5 *т* H_2S, а в месяц 225 *т*, при перекачке 1 млн. *м³/сутки* (что вполне реально) количество H_2S соответственно будет 15 *т/сутки* или 450 *т/месяц*. Значительная часть сероводорода прореагирует с металлом и может отложиться в виде продуктов коррозии на клапанах компрессоров, на внутренних стенках аппаратуры, коммуникации и магистрального газопровода. Анализ коррозийных отложений показывает на наличие в отложениях большого процента сернистого железа и элементарной серы, причём отложения отличаются пирофорностью и высокой химической активностью. В практике эксплоатации Ишимбайских промыслов отмечен целый ряд случаев самовозгорания коррозийных отложений, в результате чего имели место взрывы с человеческими жертвами.

Таким образом, очистка газа от сероводорода вызывается не только требованиями санитарно-гигиенического порядка, но и диктуется производственной необходимостью:

1) предохранить трубы, аппаратуру и оборудование от разъедания при транспорте, переработке и использовании газа;

2) получить путём переработки очищенных газов продукты надлежащей кондиции без примеси сернистых соединений. Отмечено, например, что присутствие сернистых соединений в бензинах ухудшает их антидетонационные свойства и приёмистость к тетраэтилсвинцу;

3) иметь газ, пригодный для бытового, энергетического и промышленного использования;

4) иметь выгоду в некоторых случаях от извлечения элементарной серы.

Глава XX

СПОСОБЫ ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА

В промышленности известно до 20 различных способов очистки газа от сероводорода. Все они могут быть отнесены к одной из двух групп.

Первая группа—«Сухие» способы очистки с применением очистных масс в твёрдом состоянии.

Вторая группа — Абсорбционные способы с применением жидких реагентов.

Сухие способы отличаются высокой степенью очистки газа (практически до 100%), но их существенный недостаток — небольшие скорости прохождения газа через очистительные аппараты и небольшое давление. Абсорбционные способы, наоборот, позволяют иметь большие скорости и большие давления, но степень очистки ими ниже.

Мы рассмотрим наиболее распространённые или перспективные способы очистки.

«СУХИЕ» СПОСОБЫ ОЧИСТКИ

По физико-химическому процессу эти способы очистки возможно подразделить на:

а) способы, основанные на непосредственном химическом взаимодействии сероводорода с твёрдыми реагентами;

б) способы, основанные на адсорбционных и каталитических свойствах поглотителя.

По первым способам в качестве очистительной массы, химически взаимодействующей с H_2S применяется гидрат окиси железа, называемый болотной рудой или лимонитом ($F_2O_3\ nH_2O$) и известь.

Процесс очистки сводится к реакции H_2S с гидратом окиси железа и регенерации поглотительной массы кислородом воздуха. Основные химические реакции при этом следующие:

1. Реакции поглощения H_2S:

$$Fe_2O_3 nH_2O + 3H_2S = Fe_2S_3 + (n+3)\,H_2O$$

$$Fe_2O_3\ nH_2O + 3H_2S = 2FeS + S + (n+3)H_2O$$

2. Реакции регенерации

$$2Fe_2S_3 + 6H_2O + 3O_2 = 4Fe(OH)_3 + 6S$$

$$4FeS + 6H_2O + 3O_2 = 4Fe(OH)_3 + 4S$$

Болотная руда перед загрузкой в газоочистители размалывается и смешивается с древесными опилками, чтобы разрыхлить реактивную массу и увеличить её поверхность и затем добавляют гашеной извести для создания щелочной среды, при которой процесс поглощения H_2S протекает наиболее эффективно. Соотношение этих компонентов в газоочистной массе следующее:

	Весовых %	Объёмных %
Болотной руды	95,5	75,5
Опилок	4,0	23,4
Извести	0,5	1,1
	100,0	100,0

Кроме этого, к очистной массе добавляется ещё вода в количестве от 25 до 40% по весу, которая активизирует очистную массу и в то же время несколько умеряет разогрев её вследствие экзотермического процесса поглощения. Увлажнение массы должно производиться с учётом влаги, вносимой в неё очищаемым газом.

Технологическая схема очистки газа по описываемому способу довольно проста. Газ пропускается через очистительные ящики, числом 4 и более, заполненные реактивной массой, в результате контакта сероводород поглощается, а очищенный газ отводится и направляется для использования по назначению. Включение ящиков параллельно-последовательное. После того как газоочистная масса, поглотив достаточное количество H_2S, начинает терять свою активность, её подвергают регенерации. Эта операция может быть произведена одним из трёх способов:

1. Регенерация очистной массы «вне ящика». Это значит, что время от времени очистная масса выгружается из газоочистителя, рассыпается по настилу слоем толщиной в 200—400 *мм*, периодически смачивается водой и перелопачивается. При действии воздуха сернистое железо превращается вновь в гидрат окиси, при этом цвет очистной массы изменяется от чёрного до бурого. Продолжительность регенерации до 4 дней, перелопачивание и увлажнение производится 1—2 раза в сутки. Регенерация считается законченной, когда вся масса приобретает красно-бурую окраску и перестаёт разогреваться. Тогда добавляют в неё необходимое количество гашеной извести и загружают обратно в очистной ящик. Операция регенерации очистной массы «вне ящика» весьма трудоёмкая.

2. Регенерация очистной массы внутри ящика, периодическим отключением его от газового потока и пропусканием через него воздуха.

3. Регенерация очистной массы внутри ящика непрерывно и одновременно с газоочисткой путём добавления к газу, поступающему на очистку, необходимого для регенерации количества воздуха.

Хотя такой способ регенерации распространён, однако, для естественных газов его следует рекомендовать только в тех случаях, когда газ после очистки направляется для использования как топливо. При условии же, если газ после очистки направляется на переработку, добавлять к нему воздух нельзя. В этом случае регенерацию массы следует вести по первому или второму способам. Когда в очистной массе накапливается 40—50% элементарной серы, она считается отработанной и для поглощения не годится. Такую отработанную массу часто используют для производства серной кислоты вместо серного колчедана.

Конструктивно газоочистные ящики представляют собой прямоугольную коробку—чугунную или железную с плотно закрывающейся

крышкой. Герметичность крышки создаётся либо гидравлическим затвором, либо сухим уплотнением.

Внутри ящика имеется 3—4 деревянных решётки, на которые рассыпается очистная масса равномерным слоем 150—120 *мм* толщиной, высота ящика 1,2—1,5 *м*.

Работу газоочистных установок болотной рудой характеризуют следующие показатели:

1. Скорость прохождения газа через очистную массу в ящиках 5—8 *мм/сек*.

2. Падение давления газа в результате сопротивления при проходе через очистительные ящики на 1 *м* высоты при скорости газа 5 *мм/сек*—15 — 30 *мм* вод. столба, при скорости газа 8 *мм/сек* — 25—50 *мм* вод. столба.

3. Продолжительность контактирования газа с массой 4—15 мин. в зависимости от содержания H_2S в газе.

4. Температура процесса очистки 20—30° С.

5. Поверхность очистной массы в ящике должна составлять на 100 $м^3$ газа в сутки 0,14—0,23 $м^2$.

6. Степень очистки газа 98—100%.

7. Количество потребного воздуха для регенерации очистной массы — на каждый 1% H_2S—$2^1/_2$% воздуха.

8. Площадь здания для размещения ящиков составляет 16,5 $м^2$ на 1000 $м^3$ газа в сутки. Кубатура всех очистных ящиков 18 $м^3$ на 1000 $м^3$ газа суточной производительности.

9. Количество регенераций очистной массы 25—40.

Основной недостаток болотнорудного способа очистки газа — это его громоздкость. Для очистки больших количеств газа и вследствие малой скорости прохождения газа через очистительные ящики требуется значительное количество таких ящиков, большая территория, значительный расход металла и сравнительно высокие капиталовложения.

Однако по степени очистки газа этот способ является вполне надежным, газ очищается от H_2S почти полностью.

Там, где требуется высокая степень очистки газа, указанный способ весьма эффективен.

Чтобы устранить указанные выше недостатки болотнорудного способа в некоторых странах введены башенные очистители. Эти очистители представляют собой башни высотой около 16 *м*, диаметром около 6 *м*, имеющие внутри по 12 и более вставных железных коробок с двумя слоями очистной массы в каждой коробке. Газ вводится в башню снизу и затем параллельными потоками отводится по всем коробкам. Очищенный газ собирается в круговом пространстве между кожухом башни и стенками коробок и выводится через боковой отвод. Перезарядка башен производится при помощи подвижного крана, который подаёт коробки с насыщенной массой в помещение для регенерации и затем обратно коробками с регенерированной массой загружает свободные башни.

Этот способ очистки позволил сократить капитальные и эксплоатационные расходы на 30% против ящичного, а занимаемую площадь в 4 раза.

Некоторые промышленники пошли ещё дальше в усовершенствовании сухого способа очистки, а именно применением обычной очистной массы в виде шариков диаметром 15—20 *мм*. Шарики эти достаточно прочные и имеют большую пористость, способ изготовления их засекречен фирмой. Очистная масса в таком виде засыпается в башни (количество башен две и более) диаметром около 4 *м* и высотой 6 *м*, засыпка производится сверху. Работа этих башен регулируется таким образом, что в то время как газ пропускается через одну башню, вторая находится в регенерации.

Газ поступает снизу башни и выходит сверху.

Когда нижние слои шариков обогатились серой на 45—50% и считаются уже отработанными, их удаляют, открывая внизу башни разгрузочную задвижку, а в то же время сверху засыпается свежая порция шариков.

Скорость прохождения газа через такие очистительные башни около 100 *мм/сек*. Эти установки более компактны.

Кроме болотно-рудной сухой очистки газа применяется также очистка гашеной известью.

При очистке газа гашеной известью происходит поглощение не только H_2S, но и CO_2, если он в газе присутствует, причём первым поглощается CO_2, а затем H_2S.

Химические реакции следующие:

$$Ca(OH)_2 + CO_2 = CaCO_3 + H_2O$$
$$Ca(OH)_2 + H_2S = CaS + 2H_2O$$

Способ этот устарел, однако, и сейчас ещё применяется для очистки небольших количеств газа.

Очистные ящики заполняются известью и окисью железа, причём сначала газ проходит ящики с известью, а затем — ящики с окисью железа.

Объём массы должен быть таким, чтобы обеспечить 10—15-минутное пребывание газа в очистителях.

Сера при этом способе не извлекается.

Вторым видом сухой очистки газа является адсорбция. В качестве адсорбента применяется активированный уголь. Впервые по этому способу была пущена в эксплоатацию установка в 1926 г. в Германии на 40 тыс. *м*³ газа в сутки, а затем на 5 млн. *м*³/*сутки*. Процесс состоит из трёх операций: а) поглощение H_2S, б) окисление H_2S до элементарной серы и в) экстрация серы из угля. Способ этот наиболее эффективен при содержании сероводорода в газе не более 1%. Технологическая схема очистки следующая. Газ при входе на очистную установку пропускается через фильтр для освобождения от нефтяных частиц, затем к нему подмешивается воздух (в количестве 3—4% от газа) и аммиак (в количестве 0,3—0,5 *г*/*м*³ газа) и направляется в адсорберы. Число адсорберов различно (от 2 до 4) в зависимости от пропускаемого количества газа. После того как будет установлено, что уголь в том или ином адсорбере насыщен H_2S этот адсорбер отключается, и уголь в нём подвергается регенерации. Обычно серу из пор угля извлекают промывкой его раствором сульфида аммония, но могут применяться и другие растворители (сероуглерод, хлористая

сера и т. д.). Таким образом, часть адсорберов находится в насыщении часть — в регенерации. Регенерация угля заканчивается пропуском через него водяного пара при температуре около 100° С, и вся операция требует времени 10—12 час.

Постепенно раствор сульфида аммония обогащается серой, когда содержание серы дойдёт до 200—300 *г/л* раствора последний подвергается регенерации, при этом получают чистую серу.

Основные показатели очистки по этому способу следующие:

1. Степень очистки газа от H_2S 100%.
2. Число адсорберов от 2 до 40 шт. Диаметр адсорбера 2,9 *м*, высота 1 *м*, высота загрузки углем 0,80 *м*, количество угля до 5 $м^3$ в каждом адсорбере.
3. Уголь до проскока сероводорода задерживает от 50 до 150% серы от собственного веса. В среднем 1 $м^3$ угля поглощает 400 *кг* серы.
4. 1 *л* раствора сульфида аммония извлекает до 0,3 *кг* серы. Концентрация раствора 15%.
5. Потеря давления в адсорбере 50—60 *мм* вод. столба.
6. Скорость газа, считая на полное сечение, 80 *мм/сек*.
7. Температура газа до адсорбера 35—40° С.
8. Возможное количество регенераций угля — 100.
9. Выход элементарной серы 95%.
10. Чистота серы 99—99,5%.
11. Расход активированного угля на 1 *т* серы 10 *кг*.
12. Расход пара на 1 *т* серы 5—6 *т*.

В применении к очистке естественных газов, содержащих газобензиновые углеводороды, этот способ нуждается еще в проведении дополнительных исследовательских работ по выявлению возможного совмещения очистки газа и его отбензинивания.

АБСОРБЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ОЧИСТКИ

Стремление исследователей и промышленников к устранению недостатков сухой очистки газов (громоздкость установок, периодичность процесса и др.) натолкнула их на применение жидких реагентов. Практика показала, что «мокрые» способы очистки (абсорбционные) выгодно отличаются от «сухих» своей компактностью, непрерывностью процесса, простотой обслуживания и дешевизной эксплоатации.

При этом некоторые способы очистки позволяют утилизировать элементарную серу, при других сера не утилизируется.

Степень очистки газа при абсорбционных способах несколько ниже сухих и составляет 90—99%.

Сиборд-процесс

Этот способ очистки впервые был применён американцами в 1920 г. Сущность его заключается в промывке газа водным раствором (концентрацией 1—3%) кальцинированной соды. Процесс поглощения H_2S протекает по следующей обратимой реакции:

$$Na_2CO_3 + H_2S \leftrightarrows NaHS + NaHCO_3.$$

После того как раствор насыщен сероводородом, его подвергают регенерации продувкой воздуха. Последний увлекает с собой H_2S

и раствор вновь приобретает свои первоначальные поглотительные свойства. Конструктивное оформление сиборд-процесса чрезвычайно простое: имеются два скрубера — один для абсорбции сероводорода и один для регенерации раствора, две ёмкости — для отработанного и для регенерированного раствора, два насоса для циркуляции раствора и воздуходувка для продувки воздухом отработанной жидкости.

Газ, подлежащий очистке, поступает в нижнюю часть абсорбера и направляется вверх, проходя через серию насадок (кольца Рашига, деревянные решетки, кокс и пр.) Навстречу газу сверху вниз подаётся раствор в количестве 6—8 *л*/*м*³ газа. Раствор поглощает H_2S, выводится из нижней части абсорбера и поступает в промежуточную ёмкость, очищенный от H_2S газ выходит из верха абсорбера и направляется по назначению.

Отработанный раствор из промежуточной ёмкости забирается насосом и подаётся на верхние насадки второго скрубера регенератора и стекает вниз навстречу потоку воздуха.

Воздух выдувает H_2S и увлекает с собой, а регенерированный раствор собирается в промежуточную ёмкость и затем насосом подаётся опять в абсорбер. Таким образом, цикл замыкается. Циркуляция раствора происходит непрерывно.

Воздух вместе с H_2S из регенератора выдувается в атмосферу. В этом один из существенных недостатков сиборд-процесса, так как выдуваемый в атмосферу сероводород загрязняет её. Чтобы частично устранить этот недостаток, рекомендуется выдуваемый H_2S сжигать или в крайнем случае выдувание производить через высокие стояки (до 80 *м* высотой). Элементарная сера при этом, конечно, не утилизируется.

Вторым недостатком этого процесса является сравнительно невысокая степень очистки газа—80—90%, правда, возможно применение двухступенчатой очистки, при которой возможно очистить газ на 95—98%, но это не всегда оправдывается экономически.

Однако, несмотря на эти недостатки сиборд-процесс распространён в США из-за простоты устройства аппаратуры, компактности установки, небольших капиталовложений и дешёвой эксплоатации.

В наших промысловых условиях для небольших количеств газа и небольшого содержания в них H_2S (до 1,5%) в случаях, не требующих высокой степени очистки, применение сиборд-процесса вполне целесообразно.

Основные показатели по сиборд-процессу следующие:

1. Степень очистки газа 80—90%.

2. Количество циркулируемого раствора крепостью 3%—6—8 *л* на 1 *м*³ газа.

3. Расход соды на восстановление потерь до 2 *г* на 1 *м*³ газа, содержащего 1% H_2S.

4. Расход воздуха для регенерации — 250% по отношению к общему количеству очищаемого газа или около 300 *м*³ на 1 *м*³ раствора.

Способ Пти

В попытке избежать недостатки сиборд-процесса Голландско-Бельгийское общество разработало процесс, который потом был назван способом Пти. Он состоит в комбинации мокрого и сухого методов очистки газа.

Для поглощения H_2S вместо содового раствора по способу Пти применяется концентрированный раствор (15—20%) поташа (K_2CO_3), а для регенерации раствора—вместо воздуха применяется углекислота, что придаёт известные преимущества этому способу в части более интенсивного поглощения H_2S концентрированным раствором и ликвидации побочных реакций окисления, вызываемых обычно присутствием воздуха.

При продувке отработанного циркулирующего раствора углекислотой, последняя вытесняет сероводород, химически взаимодействуя с раствором, образуя бикарбонат калия. Раствор далее направляется через теплообменник в подогреватель, где происходит разложение бикарбоната, восстановление поташа и выделение углекислоты. Полученные реагенты опять направляются в цикл. Химизм этих процессов следующий:

1. Абсорбция H_2S

$$K_2CO_3 + H_2S = KSH + KHCO_3$$

2. Взаимодействие CO_2 с отработанным раствором

$$KSH + CO_2 + H_2O = KHCO_3 + H_2S$$

3. Разложение бикарбоната

$$2KHCO_3 = K_2CO_3 + CO_2 + H_2O$$

Потери углекислоты при циркуляции в цикле ничтожны. Вытесненный из раствора сероводород вместе с небольшим количеством углекислоты отводится из скрубера и направляется на сухую очистку, описанную нами ранее. Таким образом, размеры сухой очистки очень небольшие, так как пропускается через неё только H_2S с небольшой примесью CO_2.

Из поглотительной массы элементарная сера извлекается раствором трихлорэтилена или сероуглеродом. Метод этот, обладая преимуществами сухой очистки и сиборд-процесса, всё же в целом является громоздким, требует наличия источника углекислоты для восполнения потерь и значительного рахода пара.

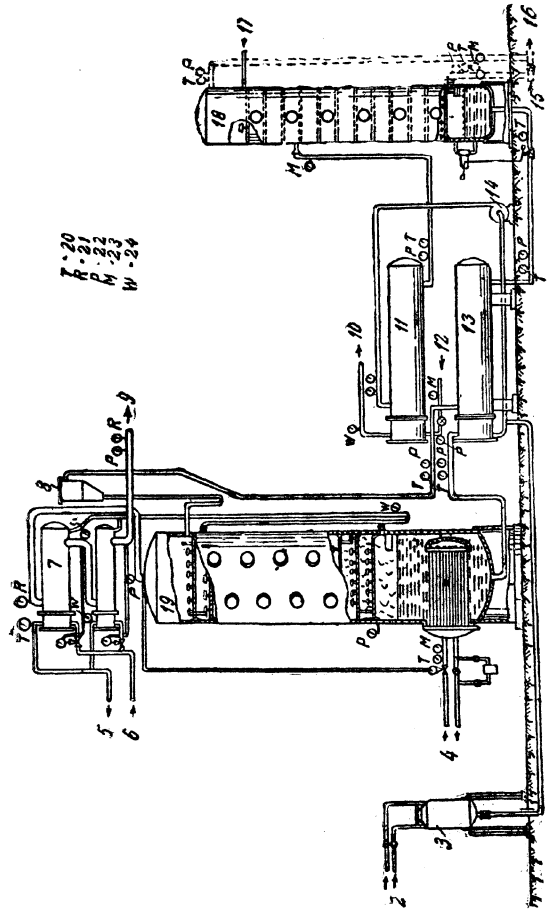
Фенолятный способ

Этот способ впервые был применен в 1936 г. в США фирмой Коперс. Рабочим реагентом здесь является водный раствор фенолята натрия. При контакте абсорбента с сероводородом имеет место следующая обратимая реакция:

$$C_5H_6ONa + H_2S \rightleftarrows NaHS + C_6H_5OH.$$

При абсорбции реакция протекает слева направо, при регенерации, наоборот, справа налево.

Наличие такого реагента, состоящего из двух компонентов, позволяет создать гибкую систему абсорбции, способную разрешить различные практические задачи. Например, если газы содержат небольшие количества сероводорода и требуется высокая степень очистки их, тогда готовят раствор с низкой концентрацией каустика



Фиг. 79. Схема одноступенчатой фенолятной установки.

1 — воздух; *2* — вода; *3* — ёмкость для содофенолятного раствора; *4* — пар; *5* — вода (отработанная); *6* — вода свежая; *7* — дефлегматор; *8* — рент-танк; *9* — пары сероводорода; *10* — вода; *11* — холодильник раствора; *12* — вода на охлаждение; *13* — теплообменник; *14* — насос; *15* — вход газа в абсорбер; *16* — выход газа; *17* — вода; *18* — абсорбер; *19* — регенератор; *20* — T-термометр; *21* — R — регистрирующий термометр; *22* — P-манометр; *23* — M-регистрирующий счетчик; *24* — W — колодец для термометра.

и высокой концентрацией фенола и, наоборот, при наличии газа с большим содержанием H_2S раствор принимается со сравнительно высокой концентрацией щелочи и низкой концентрацией фенола. 1 *л* раствора поглощает от 30 до 50 *г* серы. Процесс очистки производится в одну или в две ступени.

На фиг 79 показана схема одноступенчатой очистки.

Газ, подлежащий очистке от H_2S, входит в нижнюю часть абсорбера (см. схему), и, поднимаясь кверху, контактируется с фенолятным раствором, который подаётся в верхнюю часть абсорбера (на четвёртую тарелку, считая сверху) и стекает вниз с тарелки на тарелку. Верхние три тарелки абсорбера служат для улавливания паров фенола из газа, для чего на эти тарелки подаётся свежая вода. Пройдя абсорбер, очищенный газ направляется по назначению для использования, а насыщенный раствор под давлением в абсорбере проходит теплообменник и поступает на верхнюю тарелку десорбера (регенератора). Здесь происходит регенерация раствора водяным паром, который подаётся в нижнюю часть десорбера и нагревает раствор. Отогнанный сероводород из десорбера проходит дефлегматоры, охлаждается, отделяется от H_2O и направляется для использования. Чистота его 95—99%. Регенерированный фенолятный раствор из низа десорбера проходит теплообменник, где частично отдаёт тепло идущему навстречу насыщенному раствору, затем забирается насосом, прокачивается через холодильник и подаётся снова в абсорбер. Таким образом, фенолятный раствор непрерывно циркулирует между абсорбером и десорбером.

Режим работы очистительной установки поддерживается автоматически установленными контрольно-измерительными приборами. Степень очистки газа по этой схеме 95%.

Для получения более высокой степени очистки процесс ведут по схеме двухступенчатой очистки. Отличительные её особенности следующие. Подача раствора в абсорбер производится раздельно в две точки абсорбера—на средние и верхние тарелки, причём на средние тарелки подаётся наибольшая часть; этот раствор берётся от средних тарелок десорбера, а на верхние тарелки абсорбера подаётся сравнительно небольшая часть раствора, взятого из низа десорбера. Эта часть раствора, пройдя верхнюю половину абсорбера до серединных тарелок, вливается в основную массу раствора и дальше идёт как и в одноступенчатой очистке.

Таким путём достигается степень очистки 98—99,8%.

Ниже даются некоторые технические данные о фенолятной установке:

1. Производительность установки 467 000 *м³/сутки*
2. Содержание H_2S в газе 4—5%
3. Температура в абсорбере 30—40° С
4. Температура в десорбере 110—120° С
5. Количество циркулируемого реагента 25 *л* на 1 *кг* H_2S
6. Концентрация фенолята натрия в растворе 3 моля на 1 *л* раствора
7. Расход фенола на возобновление потерь 3 *кг* на 1 *т* H_2S
8. Расход щелочи 0,15 *кг* на 1 *т* H_2S
9. Расход пара 8—10 *кг* на 1 *кг* H_2S
10. Расход воды 5 *л* на 1 *м³* газа
11. Количество абсорберов зависит от количества газа, подлежащего очистке, в данном примере их 2 шт. Давление в абсорбере может быть различным, в нашем случае 8—10 *ат*. Абсорбер представляет стальную колонну диаметром 1—2 *м* и высотой 10 *м*. Внутри его размещены 12 тарелок с чугунными колпачками по 24 шт. на каждой тарелке.
12. Десорбер представляет собой также стальную колонну диаметром около 3 *м* и высотой 13 *м*; имеет 12 тарелок с 168 чугунными колпачками на каждой тарелке. Давление в десорбере около 1 *ат*.

Ввиду коррозийных условий, особенно в верхней части десорбера, вся верхняя часть его, включая верхние тарелки, трубопроводы и дефлегматоры, должна быть изготовлена из специальной стали, например хромоникелевой (18% хрома, 8% никеля).

Выделенный из газа сероводород в США на многих установках используется для производства серной кислоты.

Фенолятный способ очистки газов является простым, вполне осуществимым в промысловых условиях, реагенты доступные.

Раствор фенолята натрия поглощает не только H_2S, но и CO_2. Это обстоятельство несколько осложняет процесс регенерации раствора. Чтобы избежать этого, стремятся изменением режима работы установки добиться селективной абсорбции H_2S из газовой смеси. В частности понижают температуру в абсорбере до 20—25° С и снижают плотность орошения до 3—4 *л* на 1 *м*³ газа. При этом сероводород извлекается до 95%, а углекислота извлекается в небольшой степени (около 2%).

Этаноламиновый способ (Girbotol process)

Этот способ был разработан после того, как было установлено, что некоторые амины хорошо реагируют со слабокислотными газами, такими, как сероводород и углекислота.

Наиболее подходящими реагентами оказались моноэтаноламин, диэтаноламин и триэтаноламин. Основные свойства этих реагентов следующие (табл. 66)

Таблица 66

№ по пор.	Физические свойства	Моноэтаноламин	Диэтаноламин	Триэтаноламин
1	Химическая формула	$NH_2(C_2H_5O)$	$NH(C_2H_5O)_2$	$N(C_2H_5O)_3$
2	Удельный вес при 20° С	1,018	1,101	1,120
3	Молекулярный вес	61,06	105,1	149,15
4	Температура кипения °С	172	217 при 150 *мм* рт. ст.	277 при 150 *мм* рт. ст.
5	Упругость паров при 20° С, *мм* рт. столба	—	0,0002	<0,0001
6	Растворимость в воде	Полная		
7	Теплота реакции:			
	а) С CO_2	—	364 *кал*	350 *кал*
	б) С H_2S	—	284 „	222 „
8	Растворимость в углеводородах	Нерастворим		
9	Удельная теплоемкость 50%-ного водного раствора	—	0,800	0,787
10	Вязкость по Сейболту 50%-ного раствора при 37,8° С	—	41	48,6

Взаимодействие этаноламинов с сероводородом идёт по следующей обратимой реакции:

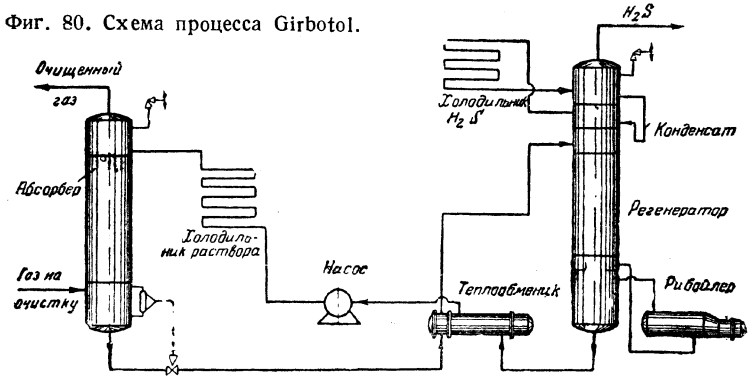
$$RNH_2 + H_2S \rightleftarrows RNH_3HS$$

Протекание реакции в ту или другую сторону происходит в зависимости от температуры и парциального давления.

Раствор способен поглощать также и CO_2.

На фиг. 80 показана схема процесса. Газ с содержанием H_2S поступает в нижнюю часть абсорбера, имеющего тарелки или насадки. Свежий или регенерированный раствор амина входит в абсорбер в верхней его части и стекает вниз противотоком поднимающемуся вверх газу. Температура абсорбции 30 — 40° С. Абсорбированный сероводород увлекается вниз вместе с раствором. Очищенный газ выходит через верх абсорбера и отводится для использования по назначению.

Фиг. 80. Схема процесса Girbotol.



Насыщенный раствор, содержащий H_2S под давлением в абсорбере (или при помощи насоса), выходит из низа абсорбера, проходит через теплообменник и подаётся в верхнюю часть реактиватора (десорбера). Если давление в абсорбере высокое и если требуется очень высокая очистка газа, то на линии насыщенного абсорбента, между абсорбером и теплообменником, устанавливается выветриватель, работающий при давлении более низком, чем в абсорбере для удаления углеводородных газов, растворенных вследствие высокого давления в абсорбере.

Реактиватор имеет тарелки или насадки, тарелки более эффективны. Внизу реактиватора помещён рибойлер, посредством которого производится подогрев раствора до температуры кипения для отгонки поглощённого сероводорода. Обычно эта температура немногим выше температуры воды при давлении в реактиваторе порядка 105—120°С.

Регенерированный раствор, свободный от H_2S, подаётся из низа реактиватора насосом через теплообменник, затем холодильник обратно в верхнюю часть абсорбера.

Сероводород вместе с парами воды из верха реактиватора проходит холодильник, где температура понижается до 25—35° С в зависимости от температуры и количества подаваемой охлаждающей воды. Пары воды конденсируются, и конденсат возвращается на верх реактиватора, а концентрированный сероводород выходит из холодильника и направляется для сернокислотного производства или получения элементарной серы. Этаноламиновый раствор не корродирует сталь или железо, более того вследствие щёлочности раствора коррозийное действие сероводорода снижается и практически незначительно, так что вполне возможно для всех частей установки применять низкоуглеродистую сталь и чугун. Специальных сплавов не требуется. Процесс очистки газа по этому способу возможно совместить с осушкой газа; для этого необходимо в качестве реагента иметь смесь водного раствора диэтиленгликоля и этаноламина. Практически такие растворы применяются и содержат: 11% моноэтаноламина, 72% диэтиленгликоля и 17% воды или 19% моноэтаноламина, 76% диэтиленгликоля и 5% воды.

Такие комбинированные установки по очистке и осушке газа устанавливаются Главгазтоппромом при Совете Министров СССР для обработки газа, подаваемого из района Саратова в Москву, и газа, подаваемого из Похвистнево в Куйбышев.

Ниже приводятся показатели работы очистительных установок по этаноламиновому методу (табл. 67),

Таблица 67

№ по пор.	Характеристика	Установка № 1	Установка № 2	Установка № 3	Установка № 4
1	Производительность установки, тыс. *м³/сут*	130	149	227	300
2	Источник газа	Нефтеперегонный з-д		Естественный газ	
3	Давление в абсорбере, *ат*	6,8	19,7	27	27
4	Содержание H_2S в сыром газе, *г/м³*	50,1	7,0	3,7	2,8
5	Содержание H_2S в очищенном газе	1,85	0,2	0	0
6	Количество циркулирующего раствора, *л/мин*	284	81	85	50,6
7	Концентрация аминов в растворе % (весовых)	9,5	13,5	5,6	11,1
8	Расход пара в *кг* на 1 *кг* выделенного H_2S	4,8	6,6	—	9,2
9	Давление пара в рибойлере, *ат*	0,47	6,8	0,47	25
10	Давление пара в десорбере, *ат*	0,14	4,1	0,07	0,07
11	Температура раствора перед абсорбером, °С	13	60	34	25,5
12	То же после абсорбера, °С	31,7	65	28	25,5
13	То же перед десорбером, °С	91,0	97	80	90
14	То же после десорбера, °С	106	111	102	129
15	Потери аминов, *кг/сутки*	3,15	6,75	—	0,45

Примечание. Установка № 4 является комбинированной по очистке и осушке газа.

Установки работают полностью автоматически, режим регулируется контрольно-измерительными приборами.

Степень очистки 99% и выше.

Основными достоинствами этого способа очистки являются:

а) высокая степень очистки благодаря большой поглотительной способности раствора;

б) возможность селективного извлечения сероводорода и углекислоты;

в) лёгкая регенерируемость раствора;

г) небольшие потери реагента, вследствие небольшой упругости паров раствора;

д) компактность установки;

е) небольшой расход воды и электроэнергии.

Недостатком этого процесса является сравнительно большой расход пара.

В наших условиях внедрение этого способа пока задерживается отсутствием промышленного производства этаноламинов. В 1946 году заводы министерств химической промышленности и резиновой промышленности начнут производить этот реагент.

Тэйлокс-процесс

Впервые по этому процессу очищать газ стала фирма Коперс (США) в 1927 г. Процесс был запатентован, и применяемые реагенты точно не были известны. Однако, впоследствии (1932 г.) было установлено, что поглотительным раствором при этом процессе служит или мышьяково-содовый или мышьяково-аммиачный растворы.

Основные химические реакции взаимодействия сероводорода с растворами следующие:

$$1.\ Na_3AsOS_3+H_2S=Na_3AsS_4+H_2O$$

$$2.\ (NH_4)_3AsOS_3+H_2S=(NH_4)_3AsS_4+H_2O$$

Реакция регенерации раствора происходит при продувке его воздухом и протекает с выделением элементарной серы:

$$1.\ 2Na_3AsS_4+O_2=2Na_3AsOS_3+2S$$

$$2.\ 2(NH_4)_3AsS_4+O_2=2(NH_4)_3AsOS_3+2S.$$

Чем концентрированнее раствор, тем больше поглотительная способность его и тем меньше требуется раствора на 1 $м^3$ газа. Исследованиями установлено, что оптимальной концентрацией мышьяка (в виде As_2O_3) в растворе считается 8—10 *г/л*, и кальцинированной соды 13—15 *г/л*.

Тэйлокс-процесс может быть одно- или двухступенчатым. Двухступенчатая очистка позволяет довести степень очистки газа до 99%.

На фиг. 81 показан процесс газа по способу Тэйлокс. Сущность этого способа аналогична фенолятному процессу.

Газ, очищенный от капелек нефти, подаётся снизу абсорбера и, поднимаясь вверх, контактируется с поглотительным раствором, который и поглощает сероводород. Абсорберов два—один орошается

полунасыщенным раствором, а второй — свежим, чем достигается высокая степень очистки. Температура в абсорбере около 30° С.

Насыщенный раствор насосом подаётся в регенератор, а оттуда регенерированный через напорный бак идёт на орошение абсорбера. Регенерация раствора производится сжатым воздухом, прокачиваемым через раствор снизу вверх.

В результате действия кислорода воздуха на раствор происходит регенерация последнего и выделение серной пены, которая самотёком отводится в пеносборники и далее в отстойники. Из отстойников серный шлак пропускают через серию нутч-фильтров, через автоклав, откуда и получают элементарную серу.

Следует отметить, что процесс происходит значительно сложнее, чем он показан на схематическом чертеже фиг. 81.

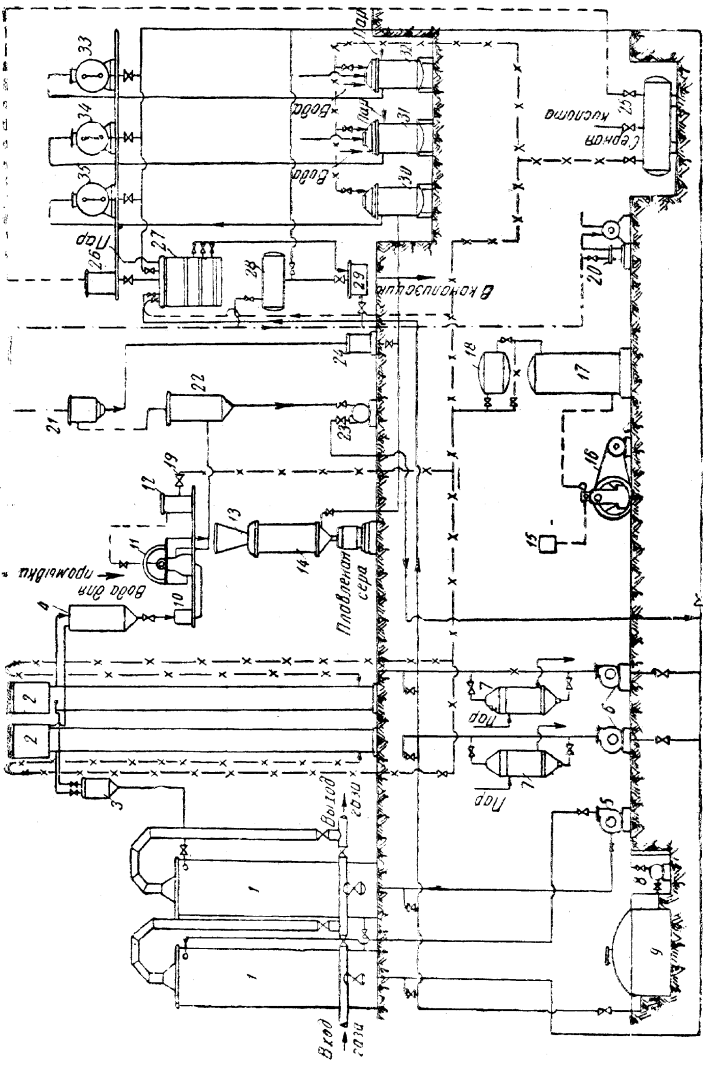
Процесс регенерации раствора успешно протекает при температуре 35° С; воздуха требуется 6—7 *м*³ на 1 *кг* поглощённой серы; потребное время контакта раствора с воздухом 30—40 *мин*.

Примерный расход реагентов составляет: мышьяка 5—6 *кг* на 1 *т* элементарной серы, или 0,5 % от веса полученной серы; соды — 0,3 *кг* на 1 *кг* серы, или 30 % от веса полученной серы; расход серной кислоты на разложение гипосульфита — 55 *кг* на 1 *т* серы.

По Тэйлокс-процессу в различных странах работают свыше 20 установок. Основные технические показатели работы установок по этому процессу следующие (табл. 68).

Таблица 68

№ по пор.	Основные показатели	Отечественные данные	Иностранные данные		
			Одноступенчатые	Двухступенчатые	
				1-я ступень	2-я ступень
1	Состав поглот. раствора, *г/л*:				
	AsO_3	5—10	3—10	3—10	10—20
	Na_2CO_3	8—15	8—15	—	—
	$Na_2S_2O_3$	200—250	200—300	200—400	Следы
2	Уд. вес раствора . . .	1,036	1,10—1,20	1,20	—
3	Расход реагентов:				
	Na_2CO_3 *кг/кг* серы	0,20—0,30	0,25—0,40	0,65	1,56 *г/м*³ газа
	As_2O_3	0,005—0,006	0,16	0,10	0,13 *г/м*³ газа
	H_2SO_4	0,055	—	—	—
	Воздух (сжатый) . . .	7,0—6,5 *м*³/*кг* серы	4—8 *м*³/*кг*	0,04	0,1 *м*³/*м*³ газа
4	Расход пара, *кг/кг* серы	10	4,0	0,06	0,08
5	Интенсивность орошения, *л/м*³ газа .	10—15	20	7—26	7
6	Степень очистки газа от H_2S, % . . .	95—99	97—98	94—95	100
7	Выход серы в % к поглощению	90—98	85—90	60—85	—


Вход газа
Вода для промывки
Пар
Пар
Пар

Недостатком процесса Тэйлокса является применение ядовитого реагента мышьяка. Однако опыт работы очистительных установок по этому способу свидетельствует, что несчастные случаи на установках от отравления мышьяком весьма редки. В то же время установки имеют значительные преимущества: компактны, хорошо очищают газ, позволяют получать элементарную серу, требуют сравнительно небольшого расхода реагентов, экономичны и могут быть рекомендованы для сооружения на промыслах.

Другие способы очистки газа

Кроме описанных, известен также целый ряд и других способов очистки. Технологически все они могут быть отнесены к тому или иному из рассмотренных уже способов и особенность их заключается только в применении других реагентов.

Для очистки газа коксо-химической промышленности применяются способы железо-содовый и железо-аммиачный (так называемые «феррокс-процессы», никелевый и др. Эти процессы по технологической схеме аналогичны тэйлокс-процессу. В качестве поглотительного раствора в феррокс-процессе принимается раствор кальцинированной соды или аммиачный раствор, в которых во взешенном состоянии находится гидрат окиси железа. С сероводородом химически взаимодействует сода (или аммиак) и гидроокись железа.

Технические показатели по этому способу следующие:

1. Содержание в растворе, *г/л*	Na_2CO_3	5—6
	$Fe(OH)_3$	3—4
2. Температура в абсорбере, °С		35—40
3. Интенсивность орошения, *л/м³* газа		7—15
4. Степень очистки, %		95—99
5. Расход на 1 *кг* поглощенной серы:		
	Na_2CO_3	0,3—0,7 *кг*
	$Fe(OH)_3$	0,2—0,3
	Воздуха	6—8 *м³*
6. Выход элем. серы в % от поглощенной		70—80

Никелевый способ очистки полностью аналогичен феррокс-процессу, только вместо гидроокиси железа здесь применяется сернокислый никель.

Степень очистки по этому способу 85—99,5%. Расход соды 2—2,5 *кг*, расход никелевой соли 0,32—0,46 *кг* на 1000 *м³* газа. Выход элементарной серы до 85% от поглощённой.

Способ Алкацид получил распространение в Германии. В качестве поглотительного раствора применяются растворы сульфидо-амминовых и амминокарбоновых кислот. Фирмой «Фарбен Индустри» применялись три марки растворов: «М», Дик и «S» для раздельного или одновремённого поглощения H_2S и CO_2. Этот способ дает высокую степень очистки, но процесс получения раствора весьма сложный.

Технологическая схема этого процесса аналогична схеме Girbotol process.

Калиево-фосфатный процесс В качестве реагента по этому способу применяется раствор, содержащий 40—50% по весу фосфата калия (K_3PO_4).

В США по этому способу работает 5 установок. Установки недорогие, экономичны в эксплоатации и дают высокую степень очистки (98% и выше).

Известковый способ. Для очистки небольших количеств газа (10—30 тыс. *м³/сутки*), содержащего значительное количество сероводорода (0,5% и выше), может быть рекомендован способ очистки известковым молоком. Основная реакция взаимодействия следующая:

$$Ca(OH)_2 + H_2S \rightleftarrows Ca(HS)_2 + 2H_2O.$$

Глава XXI

ВЫБОР СПОСОБА ОЧИСТКИ

Сравнение различных способов очистки показывает, что в отношении степени очистки преимущества остаются за «сухими» методами, однако, эти преимущества сохраняются для сравнительно небольших количеств газа, содержащих H_2S до 0,5%. При очистке больших количеств газа установки этого типа получаются громоздкими, возникают большие осложнения с регенерацией и удалением отработанной очистной массы, требующие значительных затрат ручного труда в тяжёлых условиях, периодичность процесса. Абсорбционные методы в этом отношении более выгодны, чем сухие способы, благодаря непрерывности процесса и благодаря возможности вести процесс под давлением, вследствие чего установки получаются простыми и компактными даже для большого количества газа. Возможность автоматизации процесса позволяет свести ручной труд к минимуму и установить более чёткий режим работы установки. Очистку газа от H_2S возможно сочетать с переработкой сероводорода для получения элементарной серы и серной кислоты. Для очистки больших количеств газа (500 тыс. *м³/сутки* и выше) абсорбционные методы дают более выгодный общий экономический эффект, чем методы сухие, но для небольших и средних количеств газа они значительно уступают сухим. Существенным недостатком мокрых способов является ограниченная степень очистки 85—99,9%; полностью очистить газ весьма трудно и стоит дорого. При выборе способа очистки следует учитывать:

а) количество очищаемого газа,
б) содержание в газе сероводорода,
в) наличие в газе CO_2 и O_2,
г) требуемую степень очистки газа,
д) давление газа, поступающего на установку,
е) общие экономические и технические условия, определяющие наличие реагентов, возможность утилизации сероводорода и пр.,
ж) местные условия.

Газоочистная установка на промыслах должна соответствовать общему тону других промысловых сооружений в части их срока действия, что в свою очередь зависит от разработки данного месторождения.

Для характеристики экономической стороны вопроса по отдельным способам очистки приведём следующие ориентировочные срав-

нительные показатели. Стоимость очистки 1 $м^3$ газа, содержащего 0,5% H_2S, на установке производительностью 500—900 тыс. $м^3/сутки$:

1. Сухой ящичный способ	1,4	коп.
2. Сухой башенный без экстрагирования серы	1,00	„
3. Сухой башенный с извлечением серы	0,34	„
4. Железо-содовый	1,42	„
5. Мышьяково-содовый	0,78	„
6. Мышьяково-аммиачный	0,82	„
7. Содовый (сиборд-процесс)	0,62	„
8. Фенолятный способ	0,86	„
9. Этанол-аминовый способ	0,74	„

Очистка газа с извлечением серы или с использованием сероводорода для сернокислотного производства является весьма рентабельной за счёт реализации серы и её фабрикатов.

ОГЛАВЛЕНИЕ Стр.

Предисловие ко второму изданию 3
Предисловие 4

РАЗДЕЛ I

ПРИРОДНЫЕ ГАЗЫ И ИХ СВОЙСТВА

Глава I. **Общие сведения** 5
Анализы газов нефтегазовых месторождений СССР и пути использования газа 6

Глава II. **Физические свойства газов и законы газового состояния** . . 11
Закон Бойля-Мариотта 20
Закон Гей-Люссака 21
Характеристическое уравнение газов 21
Закон Дальтона 23
Закон Авогадро 23
Закон Генри 24
Закон Рауля 24

Глава III. **Отклонение углеводородных газов от физических законов** . 25

РАЗДЕЛ II

ДОБЫЧА ГАЗА

Глава IV. **Регулирование дебита и давления газовых скважин** 30
Необходимость установления «процента отбора» 30
Разрушительные последствия чрезмерного дебита 31
Определение рационального процента отбора 39
Характер газоносного пласта 40
Режим месторождения 43
Добыча газа при определенном проценте отбора 54

Глава V. **Испытание газовых скважин** 72
Факторы, подлежащие выяснению 72
Оборудование газовой скважины для эксплоатации и для испытания 73
Метод Беннета и Пирса 79

Глава VI. **Замер дебита газа, выходящего из скважин** 108
Анемометр 108
Орифайс (шайбный измеритель) 109
Трубка Пито 114
Минутный способ замера дебита газа 121
Способ обратного давления 129
Способ Грэди и Виттера 132

Стр.

Сравнение замеров дебита по трем способам 143
Выбор способа замера дебита газовых скважин 145
Некоторые предосторожности 147

Глава VII. **Характеристика газовых скважин** 148

Первоначальная характеристика газовой скважины 148
Характеристика газовой скважины при эксплоатации 150
Характеристика скважины, в которой эксплоатация закончена . 151

Глава VIII **Индексы газовой скважины** 151

Индекс продуктивности 151
Темп понижения индекса продуктивности 158
О размерности индекса продуктивности 159
Удельный индекс продуктивности 161
Индекс максимальной продуктивности 162
Семь категорий газовых месторождений 163
Термины «пласт» и «горизонт» 167
Месторождения III категории 170
Индекс продуктивности скважин типов Б и В 181
Продуктивность скважин месторождений семи категорий 202
Качество стенок газоносных каналов 203
Индекс шероховатости и его влияние на форму индикаторных кривых 205
Индекс качества путей газа к скважине 209
Классификация газовых месторождений 217
Газоносные песчаные линзы и рукавообразные залежи 217
Индекс запасов 219
Индекс долговечности 220
Темп падения дебита и давления 227
Соотношение темпов падения дебита и давления 234
Индекс зависимости дебита от давления 240
Изменения индексов во времени 241
Два индекса стабилизации 243
Сводка индексов 247

Глава IX. **Характер движения газа по пласту к скважине** 248

Глава X. **Газовое месторождение как двухфазная система** 250

Глава XI. **Торпедирование скважин** 257

Истинное значение торпедирования 257
Выбор взрывчатого вещества 259
Оплавление стенок пласта 259
Планирование торпедирования 260
Торпедирование газоносных сланцеватых глин 261
Добыча адсорбированного газа 262

Глава XII. **Контакт газа и воды** 266

Глава XIII. **Пересыщенные растворы в природе до начала разработки месторождения** 271

Глава XIV. **Разработка газовых месторождений** 273

Расстояние между скважинами 273
Факторы, от которых зависит установление рациональных расстояний между скважинами 276
Метод подхода к вопросу о расстояниях между скважинами . . 290
Сетка расположения скважин 294
Очередность покрытия газоносной площади скважинами 296
Расположение скважин на структуре 303
Системы последовательной выработки пластов 305

РАЗДЕЛ III

ДЕГИДРАЦИЯ ГАЗА

Стр

Глава XV. **Содержание воды в природном газе** 315

Влияние температуры и давления 315
Исследования содержания воды в газах 317
Точка росы природного газа 318
Фактическое содержание воды в природном газе 319
Подсчет запасов газа в месторождениях 322

Глава XVI. **Дегидрация газа на промыслах** 323

Глава XVII. **Установки для дегидрации газа** 327

Дегидрация жидкими поглотителями 327
Дегидрация твердыми поглотителями 331
Выбор способа 335
Автоматический рекордер точки росы 338

Глава XVIII. **Подогрев газа для транспорта по промысловым газопроводам** 340

Огневой подогрев 340
Подогрев горячей водой 342
Температура подогрева 346
Гидраты углеводородов в скважине и в пласте 347

РАЗДЕЛ IV

ОЧИСТКА ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА

Глава XIX. **Природные газы, содержащие сероводород** 351

Глава XX. **Способы очистки газа от сероводорода** 356

Сухие способы очистки 356
Абсорбционные способы очистки 360

Глава XXI. **Выбор способа очистки** 372

И. Н. Стрижов, И. Е. Ходанович

ДОБЫЧА ГАЗА

Редактор А. С. Смирнов
Технический редактор А. С. Полосина

Подписано в печать 26.06.2003. Формат 60 × 84 1/16.
Усл. печ. л. 21,86. Уч. изд. л. 22,34. Бумага офсетная №1.
Гарнитура Таймс. Печать офсетная. Заказ №137.
АНО «Институт компьютерных исследований»
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.
Лицензия на издательскую деятельность ЛУ №084 от 03.04.00.
http://rcd.ru E–mail: borisov@rcd.ru