

Forest Gray

SECOND EDITION

Petroleum Production

in Nontechnical Language

PennWell Books
PennWell Publishing Company
Tulsa, Oklahoma

СЕРИЯ
«ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛОВ И СПЕЦИАЛИСТОВ»

Форест Грей

Добыча нефти



ЗАО «ОЛИМП—БИЗНЕС»
МОСКВА 2001

Грей Форест

179

Добыча нефти / Пер. с англ. — М.: ЗАО «Олимп—Бизнес», 2001. — 416 с.: ил. — (Серия «Для профессионалов и специалистов»).

ISBN 5-901028-38-4 (рус.)

Книга Ф. Грея знакомит читателя с основами нефтедобывающей промышленности и с опытом мировых нефтяных корпораций. Простым и доступным языком автор описывает методы оценки пласта, добычи и переработки нефти и газа, буровое оборудование. Обсуждаются новые технологии и перспективы развития отрасли.

Книга, несомненно, будет интересна работникам, начинающим свою деятельность в области нефтедобывающей промышленности, геологии нефти или в какой-либо смежной сфере, а также специалистам в области поставок, транспортировки, товарного обращения, связей с общественностью, рекламы, продажи или закупки в нефтяных или смежных компаниях.

УДК 622.32
ББК 26.343.1

ISBN 5-901028-38-4 (рус.)
ISBN 0-87814-450-1 (англ.)

© 1995 by PennWell Publishing Company
© ЗАО «Олимп—Бизнес»,
перевод на рус. яз., оформление, 2001

Оглавление

Предисловие к русскому изданию	7
Предисловие	9
Глава I. Общие сведения о нефтяной промышленности	11
Глава II. Структура нефтяной промышленности	45
Глава III. Продуктивный пласт	66
Глава IV. Разработка	79
Глава V. Буровое оборудование и методы бурения	101
Глава VI. Оценка пластов. Каротаж, отбор керна и опробование пластов	111
Глава VII. Заканчивание скважины	138
Глава VIII. Обсаживание и цементирование скважины	157
Глава IX. Выбор метода добычи	175
Глава X. Методы добычи — оборудование и опробование	182
Глава XI. Наземное оборудование	245
Глава XII. Осложнения при добыче и капитальный ремонт скважины	260
Глава XIII. Методы воздействия на пласт	270
Глава XIV. Повышение нефтеотдачи пластов	299
Глава XV. Переработка природного газа и комбинированное производство тепла и электроэнергии	315
Глава XVI. Новая технология	327
Глава XVII. Будущее	340
Упражнения	350
Словарь терминов	369
Предметный указатель	390

Предисловие к русскому изданию

Книга американского автора Фрейда Грея «Добыча нефти», которую вы держите в руках, дает возможность российскому читателю познакомиться с опытом мировых нефтяных корпораций и провести параллели с отечественными реалиями. Для чтения этой книги вовсе не нужно быть специалистом — она написана понятным каждому языком, без использования специальных терминов.

Бюджет нашей страны держится, прежде всего, на налоговых отчислениях крупных компаний, добывающих нефть и газ. Поэтому благосостояние всего народа зависит от того, насколько эффективно и умело работают нефтяники. В нефтегазовой отрасли заняты сотни тысяч людей. Десятки тысяч из них оказывают основному производству юридические, финансовые, консультационные, маркетинговые и многие другие услуги. Но такие не имеющие практики и образования в области нефтедобычи сотрудники часто весьма отдаленно представляют себе суть процесса извлечения нефти из земных недр.

Между тем знание характера производства для них имеет очень большое значение. Понимание особенностей нефтедобычи резко повышает качество работы всего сервисного блока и при этом сокращает время на поиск оптимального решения в условиях динамичного рынка.

Я наблюдаю значительный интерес к нефтяной промышленности в нашей стране. Миллионы рабочих получают зарплату на российских предприятиях, выполняющих заказы нефтяной отрасли. Бюджетная сфера, где заняты миллионы людей, финансируется за счет налогов, которые платит нефтяная промышленность. Миллионы пенсионеров получают пенсии, накопленные за счет отчислений нефтяников. К сожалению, до последнего времени отсутствовала популярная литература, которая могла бы в доступной и увлекательной форме приоткрыть завесу тайны над тем, как добывается нефть.

«Добыча нефти» — первое в наших книжных магазинах издание, которое заполнит этот пробел. Преиму-

ство книги в том, что она написана просто, с минимумом терминов, которые обычно встают непреодолимым барьером между автором и профессионально неподготовленным читателем.

В книге Фореста Грея, на мой взгляд, есть только один существенный недостаток. Рассказывая о структуре мировой отрасли, он почти полностью игнорирует российский топливно-энергетический комплекс и его основных представителей. Хотя это простительно. Книга появилась в те годы, когда крупные российские нефтяные компании только учились работать в условиях свободного рынка. Сегодня роль российских нефтегазовых корпораций в мире стремительно растет. Они уже готовы к конкурентной борьбе с лидерами международного нефтяного бизнеса.

Думаю, что традиции научно-популярной литературы у нас не утрачены. Надеюсь, что вскоре появятся книги и отечественных авторов, которые расскажут рядовому читателю об истории добычи нефти именно в России. Ведь нашей стране есть чем гордиться.

Председатель Правления НК ЮКОС
М. Ходорковский

Предисловие

Все время, которое я работал в области нефтяной промышленности — а это всего лишь 36 лет, — я обращал внимание на отсутствие технологий и методов, которые могли бы помочь человеку без специального образования повысить свою квалификацию в данной области. Складывалось впечатление, что существует заговор инженеров-нефтяников сохранить тайну технологии в среде профессионалов. Или, может быть, нефтяные компании построены в соответствии с кастовой системой. Специалисты, имеющим диплом инженера-нефтяника, нужны новички в деле, а те, у кого нет такого диплома, не стремятся получить информацию — в результате ни один из специалистов не делает попыток объяснить другим основные положения.

Мой опыт подсказывает, что обе причины в какой-то степени верны. Поэтому я взялся за перо, с тем чтобы сразиться с первой из причин и опровергнуть вторую. Данная книга задумана для удовлетворения потребностей молодых, сообразительных и честолюбивых работников, начинающих свою деятельность в области нефтедобывающей промышленности, геологии нефти или в какой-либо смежной области. Она может быть интересной для финансовых работников, а также занятых в области поставок, транспортировки, товарного обращения, связей с общественностью, рекламы, продажи или закупки в нефтяных или смежных компаниях.

Структура книги задумана так, чтобы понемногу знакомить читателя с новыми для него технологиями и понятиями, а для закрепления полученных знаний приводятся упражнения, основанные на прочитанном материале. По окончании работы с книгой читатель, как минимум, перестанет пугаться технического жаргона, будет понимать, что такое нефтедобыча, и сможет по крайней мере задавать более сложные вопросы. А это — основной смысл самосовершенствования в области техники.

Значительная часть материала, составившего основу данной книги, взята из публикаций общества инженеров-нефтяников Американского института инженеров горной, металлургической и нефтяной промышленности, отдела производства Американского нефтяного института, Американской ассоциации по производству газового бензина, Американской ассоциации геологов-нефтяников и Национального совета по нефти министерства энергетики США. Среди таких публикаций можно назвать, например, следующие книги: *Uren L. C. Oil Field Development* (Разработка месторождения нефти). McGraw-Hill, 1946; *Thomas C. Frick et al. Petroleum Production Engineering* (Технология добычи нефти). Vol. 1 & 2. Society of Petroleum Engineers, 1962.

Кроме того, автор признателен множеству специалистов — авторов других разнообразных публикаций, касающихся добычи нефти.

Глава I

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Английское слово *petroleum* (нефть) произошло от латинских слов *petra* (камень) и *oleum* (масло). Оно означает смесь жидких углеводородов — сырую нефть. Слово *petroleum* также часто употребляется, когда речь идет о природном газе. Термин «нефтяная промышленность» включает в себя как нефтяную, так и газовую промышленность, и именно в этом смысле он используется в данной книге. Таким образом, понятие *нефть* (*petroleum*) охватывает большую и сложную группу жидких, газообразных и твердых углеводородов, т.е. соединения углерода и водорода, содержащие в качестве «примесей» азот, кислород и серу.

Считается, что сложные углеводороды, образующие нефть и природный газ, произошли из остатков древних растений и животных, отложившихся на морском дне. Эти органические вещества изменялись под действием тепла и давления, создаваемых более поздними слоями осадочных материалов (см. главу III). С точки зрения геологии эти исходные отложения органических веществ являются сравнительно недавним событием. Период времени, в течение которого возникли все известные на настоящий момент нефтяные отложения, составляет от 2 до 400 млн лет назад (последние 10% времени существования Земли). Они относятся к Палеозойской и Мезозойской геологическим эрам и Третичному периоду Кайнозойской эры.

После этого краткого описания нефти мы можем перейти к истории и экономическим характеристикам нефтедобывающей промышленности.

Этапы исторического развития

В 1859 г. в США две нефтяные скважины с общей вычисленной стоимостью 40 тыс. дол. дали 2000 баррелей (бар.)* сырой нефти. Через сто с лишним лет в Соединенных Штатах функционировали сотни тысяч нефтяных скважин, и ежегодная добыча нефти составляла более 2,3 млрд бар. при вычисленной стоимости скважин, равной 35 млрд дол.

Естественно, между этими двумя веками в нефтедобывающей промышленности (и с нефтедобывающей промышленностью) произошло множество событий.

Историческое развитие нефтяной промышленности США четко делится на пять этапов.

I. Период нецелизированной разработки начался в 1859 г., когда полковник Эдвин Л. Дрейк пробурил около Титусвилла (Пенсильвания) первую нефтяную скважину, имевшую коммерческий успех. Этот период, продолжавшийся до середины 70-х годов XIX в., был временем дикой конкуренции и всеобщей экономической борьбы вокруг добычи нефти, характеризующейся сочетанием энергичности, алчности и невежества и напоминающей время калифорнийской золотой лихорадки.

II. Начиная с 1870 г., когда образовалась Standard Oil Company (Огайо), и до 1910 г. развитие добычи нефти определялось деятельностью компании Standard Oil Group. В течение 40 лет Standard Oil Group курировала переработку, транспортировку и сбыт и таким образом обеспечивала контроль цен в главной функции — добыче нефти. К началу 1980-х годов Standard Oil Group контролировала 80—90% нефтеперерабатывающих заводов. К 1904 г. система распределения Standard Oil Group — разветвленная сеть железных дорог, трубопроводов, нефтебаз и дочерних предприятий по сбыту — распространилась в большинстве штатов. Около 90% агентов по продаже нефти в то время покупали нефть у Standard Oil Group.

* Нефтяной баррель (США) составляет 159 дм³. — *Примеч. переводчика.*

Таблица 1.1. Этапы исторического развития нефтедобывающей промышленности

Этап 1	«Нецивилизованная» разработка (1859—1875)
Этап 2	Господство компании Standard Oil Group (1870—1910)
Этап 3	Новая эра — распад империи Standard Oil Group и появление новых компаний (1911—1928)
Этап 4	Великая депрессия 1930-х годов и первое государственное регулирование добычи нефти (1930—1945)
Этап 5	Период конкордного перераспределения и мирового роста нефтяной промышленности; быстрое развитие газовой промышленности (1945 г. — настоящее время)

Рост и установление могущества Standard Oil Group началось с горизонтальной интеграции на уровне нефтеперерабатывающих заводов, а затем появилась и вертикальная интеграция в виде множества дочерних компаний, в том числе железные дороги, трубопроводы, нефтедобывающие компании, потребители нефти и нефтепереработчики в других районах, а также нефтесборные и магистральные нефтепроводы и региональные и местные торговые фирмы других типов.

В то время как Standard Oil Group использовала вертикальную интеграцию для установления монополии, прочие участники рынка стали применять ее как оборонительное средство для выживания в конкурентной борьбе. Таким образом, интеграция, которая и теперь остается важным аспектом существования нефтедобывающей промышленности, возникла исторически как результат 40-летнего господства концерна Standard Oil.

III. Распад империи Standard Oil в период 1911—1915 гг. возродил конкуренцию, что привело к появлению многих новых компаний, а также к деятельности основных нефтяных компаний по обеспечению безопасности, что достигалось за счет интеграции. Этот третий период в ис-

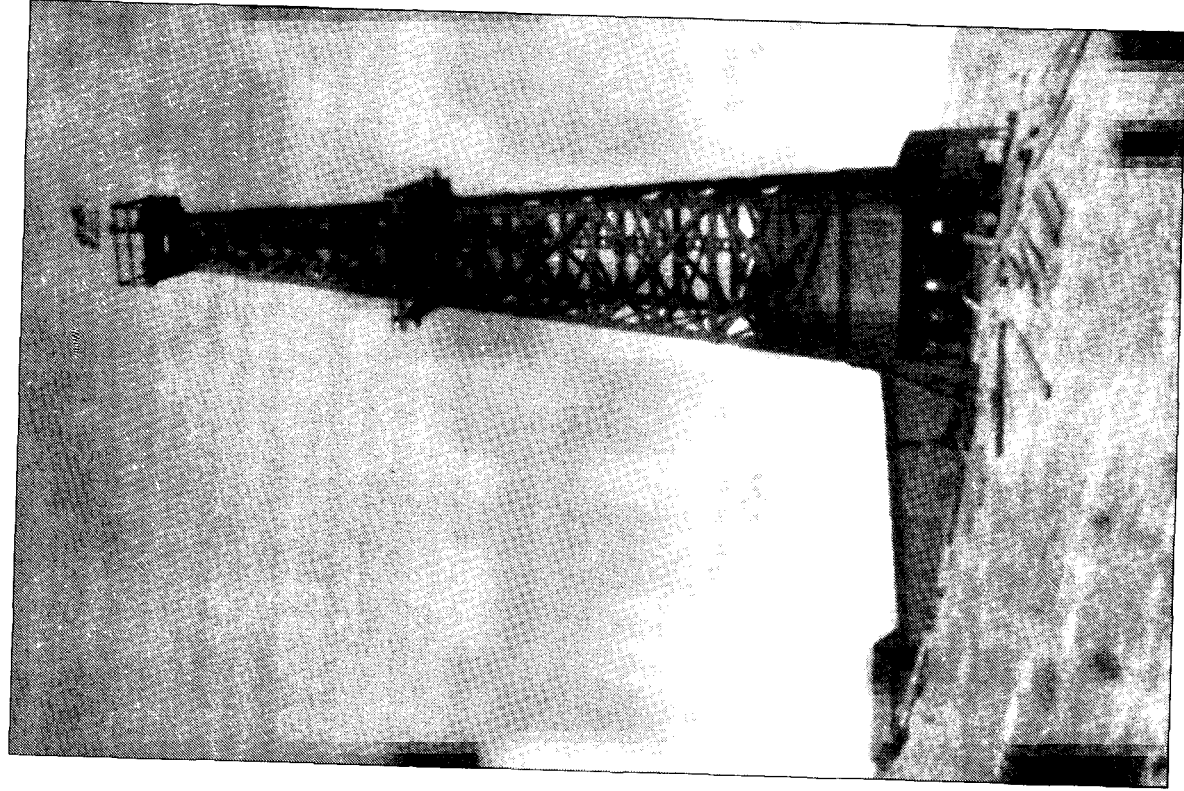


Рис. 1.1. Такие деревянные буровые вышки были широко распространены в начале XX в. (предоставлено музеем округа Керн)

тории развития нефтяной промышленности иногда называют новой эрой.

Когда конкуренция возобновилась и при этом спрос на нефть возрос в связи с Первой мировой войной, нефтяная промышленность стала расширяться, чтобы удовлетворить быстро растущие потребности промышленности США, а также появившихся средств передвижения по суше, по морю и по воздуху, которые полностью зависели от нефтепродуктов, являющихся источником топлива и смазочных масел. Период бурной активности привел к появлению развитой отрасли промышленности — от крупных нефтеотраслевых компаний, работающих по всему миру (включая наследников компании Standard Oil), до отдельных частных предприятий, специализирующихся на одном аспекте — разведке, добыче или продаже нефти.

IV. 1930-е годы стали началом Великой депрессии и государственного регулирования производства, которое сохранилось и поныне как важный политический и экономический аспект развития нефтяной промышленности.

Основные проблемы нефтяной промышленности обычно возникали в связи с перепроизводством — слишком большой объем производства при низком спросе, слишком низкие цены и слишком маленькая прибыль. Многие попытки сознательного ограничения добычи сырой нефти с целью восстановления благоприятной ценовой структуры по большей части терпели крах, так как нефтедобывающие фирмы (включая владельцев права на разработку недр) подавались давлению экономической необходимости или соблазнались высокими доходами. Еще одним фактором, обусловившим провал попыток саморегуляции, было периодически возникающее опасение, что «дно бочонка» с сырой нефтью уже близко, а в этом случае, естественно, расторопный делец должен проявлять бешеную активность и лихорадочно продолжать свое дело, пока не поздно. Эти опасения не были чужды даже некоторым крупнейшим компаниям, которые не могли удержаться от того, чтобы действовать подобно проворным дельцам. Результатом такой деятельности ста-

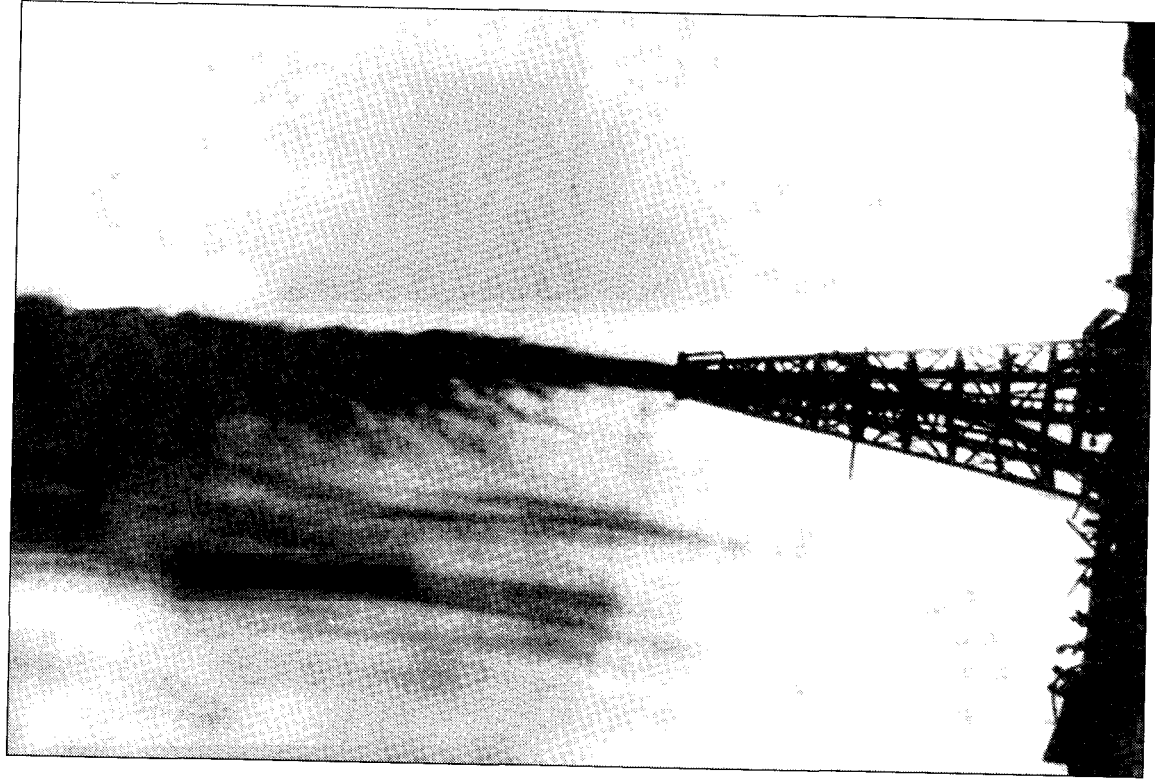


Рис. 1.2. Спиндлтоп, около Бомонта (Техас) — знаменитый нефтяной фонтан, который стал началом расцвета новой эры нефтяной промышленности

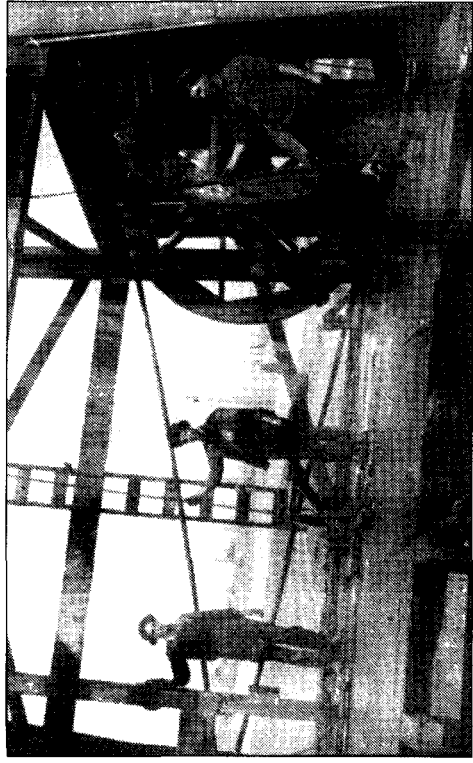


Рис. 1.3. Первые годы развития нефтяной промышленности характеризовались сменой периодов быстрого подъема и спада. На рубеже веков Калифорния переживала вторую золотую лихорадку (на этот раз в отношении «черного золота»), которая породила суровую категорию рискованных предпринимателей — они показаны на рисунке (нефтяное месторождение на реке Керн, приблизительно 1908—1910 гг., из коллекции первопроходцев нефтедобычи)

ли меры по государственному и федеральному регулированию, что было настоятельной потребностью. Эти меры вступили в силу к началу Первой мировой войны, когда появилась перспектива практически неограниченного увеличения спроса на нефть.

В тот же период времени сжиженный нефтяной газ (liquefied petroleum gas, LPG) и газовый бензин, которые ранее считались промысловыми отходами, начали приобретать самостоятельное значение — первый в основном как топливо, а второй как компонент появившегося «компаундированного» бензина.

V. По окончании Второй мировой войны и к началу периода конкурентной реструктуризации конца 1940 — начала 1950-х годов оказалось, что одни компании США в основном используют зарубежные нефтяные ресурсы, в

то время как другие полностью зависят от отечественной добычи. В этот период нефтяная промышленность США, которая с самого начала не ограничивалась пределами страны, действительно распространилась по всему миру и соответственно стала более чувствительной к событиям, происходящим в политике и экономике всего мира.

В этот же период бурно развивалась газовая промышленность. Магистральные газопроводы, часто длиной более 3000 км, начали доставлять потребителям по всей стране огромные количества природного газа. Сегодня добыча газа входит в десятку ведущих отраслей промышленности США по капиталовложениям и обеспечивает более 25% общей потребности страны в энергии. Нефть едва начала успешно конкурировать с углем, когда на рынке топлива появился природный газ.

Хотя химическая промышленность США начала интенсивно развиваться уже после Первой мировой войны (ранее она ограничивалась преимущественно производством взрывчатых веществ, существующих долгое время), только по окончании Второй мировой войны сырая нефть и природный газ стали основным природным сырьем для производства полимеров и синтетических материалов. Начала развиваться новая отрасль промышленности США — нефтехимическая, которая явилась как неотъемлемой частью нефтедобывающей промышленности, так и ее рынком сбыта. В настоящее время около четверти общего объема производства химической промышленности США обеспечивается нефтяным сырьем.

Для реализации любого крупного экономического проекта, каким несомненно является бурение нефтяной скважины, необходимо рассмотрение экономических факторов, и этому посвящен следующий раздел.

Некоторые экономические аспекты

Поговорка нефтедобытчиков гласит, что в скважины ушло больше денег, чем вернулось обратно. Хотя это и нелегко подтвердить расчетами, но наличие 80% сухих

(непродуктивных) скважин дает основание предположить, что так оно и есть. В последние годы одной из отличительных характеристик нефтяной промышленности США является все более неблагоприятное соотношение «себестоимость/прибыль», что в основном связано с быстрым увеличением стоимости разведки и разработки месторождений.

Нефтяная скважина, пробуренная полковником Дрейком, была глубиной 18 м, в то время как глубина современных скважин (в исключительных случаях) достигает 6100 м (наибольшая глубина разведочной скважины, позднее введенной в эксплуатацию, в странах свободного мира*, равная 9560 м, была достигнута в округе Уошиито (Оклахома) в 1974 г.; наибольшая зафиксированная глубина продуктивной скважины составляет 7756 м, находится в округе Пекос (Техас) и была закончена в 1984 г.). Помимо специфических технических проблем, связанных с бурением на такой большой глубине, при увеличении глубины до 4500 м и более себестоимость, по-видимому, растет в геометрической прогрессии.

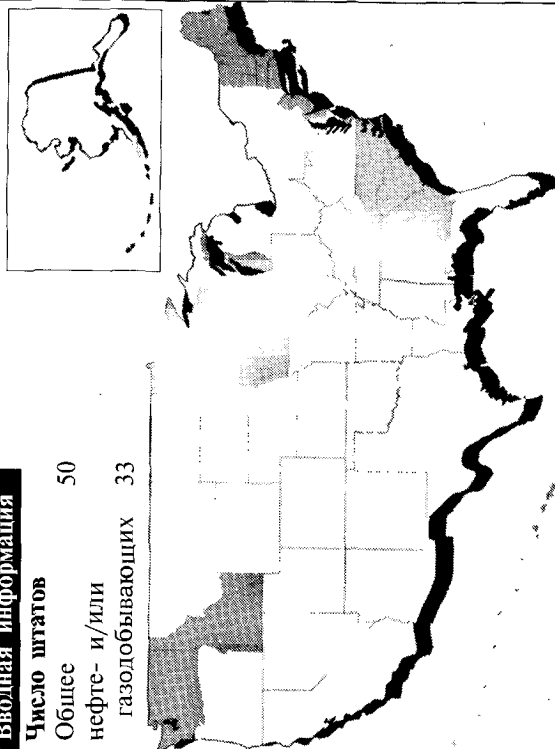
В период быстрого развития нефтяной промышленности (1970-е — начало 1980-х годов) стоимость промышленного оборудования стремительно возросла более чем на 50%, а контрактная стоимость нефтепоисковых работ увеличилась за тот же период вдвое. В настоящее время стоимость бурения типовой разведочной скважины на новом месторождении может колебаться от 50 тыс. до десятков миллионов долларов, в зависимости от условий бурения, а ведь существует вероятность, что скважина окажется сухой!

В последнее время такая неясная экономическая ситуация была в некоторой степени смягчена, во-первых, открытием и разработкой новых значительных залежей нефти в разных районах мира, которые появляются каждый год как перспективные источники углеводородов, и, во-вторых, успешной разведкой и эксплуатацией глубоководных морских и подводных скважин, а также добы-

* Здесь и далее — страны с некоммунистическими правительствами.

Евродная информация

Число штатов	50
Общее	
нефте- и/или	33
газодобывающих	



□ нефте- и/или газодобывающие штаты

Начало добычи

Сырая нефть (Пенсильвания)	1 859
Природный газ (Пенсильвания)	1 881

Год и величина максимальной добычи нефти

Сырая нефть	3 517 450 тыс. бар.	1 970
Природный газ	22 647 549 MMcf*	1 973

Наиболее глубокая продуктивная скважина, фут. (м)

Сырая нефть (Луизиана)	22 865 (6 970)
Природный газ (Техас)	26 536 (8 088)

Год и глубина, фут. (м), наиболее глубокой пробуренной скважины

1974 (Оклахома)	31 441 (9 583)
-----------------	----------------

Рис. 1.4. Современное состояние нефте- и газодобывающей промышленности США (данные предоставлены Американской ассоциацией независимых нефтепромышленников)

Общее число пробуренных скважин

кроме вспомогательных (состояние на 31.12.93 г.)		
Нефтяные	1 801 510	56%
Газовые	413 172	13%
Сухие	982 503	31%
Всего	3 205 721	100%

Общая стоимость нефти в скважинах, тыс. дол.

(состояние на 31.12.93 г.)	1 359 301 710
----------------------------	---------------

Общая добыча и балансовые запасы

(добыча на 31.12.93 г., запасы на 31.12.92 г.)

	Сырая нефть	Газоконденсат, млн бар.	Всего	Природный газ, Вск*
Запасы	182 157	735 581	217 738	967 283
Добыча	158 479	28 112	186 591	789 275

Стоимость нефти и газа**Средняя стоимость сырой нефти и газа**

(состояние на 1993 г.)

Сырая нефть, дол./бар.	14,20
Природный газ, дол./Mcf*	2,01

Стоимость добытой сырой нефти и газа, тыс. дол.

(состояние на 1993 г.)

Сырая нефть	35 677 157
Природный газ	38 710 638
Всего	74 387 795

Средняя цена природного газа, дол./Mcf

(состояние на 1993 г.)

Потребители бытовые	6,15
коммерческие	5,16
промышленные	3,07
Электроэнергетические компании	2,61
Городские службы	3,21

Уплатенные налоги на добытые полезные ископаемые, тыс. дол.
(состояние на 1993 г.) 4 152 985

Рис. 1.4 (продолжение)

Промышленная статистика (состояние на 1993 г.)			
Число скважин			
	Разведочные	Эксплуатационные	Всего
Нефтяные	460	7 759	8 219
Газовые	438	8 096	8 534
Сухие	2 397	3 965	6 362
Вспомогательные	—	702	702
Всего	3 295	20 522	23 817
Общий объем бурения, тыс. фут. (тыс. м)			
	Разведочные	Эксплуатационные	Всего
Нефтяные	2 883,5 (878,9)	40 904,5 (12 467,7)	43 788,0 (13 346,6)
Газовые	2 645,5 (806,35)	50 566,0 (15 412,5)	53 211,5 (16 218,85)
Сухие	13 635,0 (4 155,9)	19 530,6 (5 952,9)	33 165,6 (10 108,8)
Вспомогательные	—	2 365,4 (721)	2 365,4 (721)
Всего	19 164,0 (5 841,2)	113 366,5 (34 554,1)	132 530,5 (40 494,3)
Примечание. Сумма может не дать общей величины ввиду округления.			
Опорно-геологические скважины на новом месторождении (доразведочные скважины)			
Число	1 567		
Общий объем, тыс. фут. (тыс. м)	9 636,7 (2 937,3)		
Работающие установки роторного бурения			
Занимаемое место (в мире)	755		
	Сырая нефть	Природный газ	
Число скважин	1	1	
Добыча	3	2	
Запасы			
(состояние на 1992 г.)	10	6	

Рис. 1.4 (продолжение)

Число продуктивных скважин (состояние на 31.12.93 г.)			
Сырая нефть			583 879
Фонтанирующие			34 627
Механизированная добыча			549 252
Природный газ			286 168
Всего			870 047
Средний объем добычи			
	тыс. бар.	тыс. бар./сут.	
Сырая нефть	2 499 033	7 191	
Природный газо-конденсат (оценка)	619 405	1 697	
Всего	3 244 037	8 888	
Товарная добыча природного газа, MMcf			
			19 240 056
Средняя производительность скважины			
Сырая нефть, бар.			4 315
Природный газ, Mcf			68 084
Число занятого персонала (человек)			
Добыча нефти и природного газа			340 390
Переработка			124 014
Транспортировка			176 569
Оптовая торговля			163 265
Розничная торговля			607 963
Всего в нефтяной промышленности			1 412 201
Данные на 1992 г.			
Запасы нефти, млн бар.			
(состояние на 31.12.92 г.)			
	Сырая нефть	Газоконденсат	Всего
Запасы	1 509	760	2 269
Добыча	2 446	773	3 219
Чистое годовое изменение	-937	-13	-950
Достоверные запасы	23 745	7451	31 194

Рис. 1.4 (продолжение)

Запасы природного газа, Bcf (состояние на 31.12.92 г.)			
	Попутный, растворенный в нефти	Добычаемый без нефти	Сухой природный газ
Запасы	2 638	13 615	15 376
Добыча	3 031	15 238	17 423
Чистое годовое изменение	-393	-1 623	-2 047
Достоверные запасы	31 424	141 885	165 015
Стоимость бурения и оснащения скважины			
	Стоимость фута, дол.	Стоимость скважины, дол.	Общая стоимость, тыс. дол.
Нефтяные	6 951	362 260	3 123 041
Газовые	7 283	426 114	3 231 222
Сухие	6 782	357 624	2 211 545
Всего	7 027	332 607	8 565 808
Малодобитные скважины			
Добывающие малодобитные скважины			453 277
Ликвидированные истощенные скважины			16 211
Добыча сырой нефти, бар.			368 131 720
Добыча сырой нефти, бар./сут.			1 008 580
Добыча нефти, %			15
Запасы нефти в малодобитных скважинах, тыс. бар.			
(состояние на 31.12.92 г.)			
Первичные			1 709 320
Вторичные			1 562 210
Всего			3 271 530
Федеральная арендная плата за право наземной разработки недр, дол.			
Нефть			280 355 318
Газ			243 635 393
Общая арендная плата			865 437 216
Федеральные участки на суше, славяемые в аренду для добычи нефти и газа			
Число арендуемых участков			19 428
Площадь участков, акр			10 710 890

* Mscf — тыс. фут.³; MMscf — млн фут.³; Bcf — млрд фут.³

Рис. 1.4 (окончание)

чей за Полярным кругом и в других отдаленных районах, часто с суровым климатом. Хотя методы бурения в полярных областях и глубоководного морского бурения безусловно являются самыми дорогостоящими по сравнению с любыми другими существующими вариантами, огромный потенциал этих новых запасов нефти и газа в большинстве случаев оправдывает инвестиционный риск.

Сегодня общие доказанные запасы сырой нефти в странах свободного мира приближаются, по оценкам, к 1 трлн бар. Более 75% этого количества находится в странах, входящих в Организацию стран—экспортеров нефти (ОПЕК) (Organization of Petroleum Exporting Countries, ОПЕК), и около двух третей мировых запасов — на Ближнем Востоке. Только 15% общемировых доказанных запасов сырой нефти находится в Западном полушарии; при этом там добывается около 25% общемирового количества нефти (что составляет приблизительно 69 млн бар. ежедневно) из нефтяных скважин, число которых составляет 70% от общемирового.

Всего 10 лет назад (в 1985 г.) ежедневная добыча сырой нефти в Западном полушарии превышала добычу на Ближнем Востоке приблизительно на 50%. Однако в настоящее время Ближний Восток опережает Западное полушарие по добыче нефти, и разрыв между ними продолжает увеличиваться.

В действительности, два указанных региона фактически не являются соперниками в отношении добычи нефти — на Ближнем Востоке стоимость в расчете на бар. настолько ниже, а производительность в расчете на 1 скважину настолько выше, чем в Западном полушарии, что конкуренция практически нет. В настоящее время в США пробурено в 100 раз больше продуктивных нефтяных скважин, чем на Ближнем Востоке, но добыча нефти при этом в 3 раза ниже. Приведем только один пример: известно, что менее 400 нефтяных скважин в Кувейте дают в сутки примерно четверть от общей суточной выработки, получаемой из сотен тысяч продуктивных скважин, находящихся в США. Одной из причин сравнительно низкой суточной производительности в США является

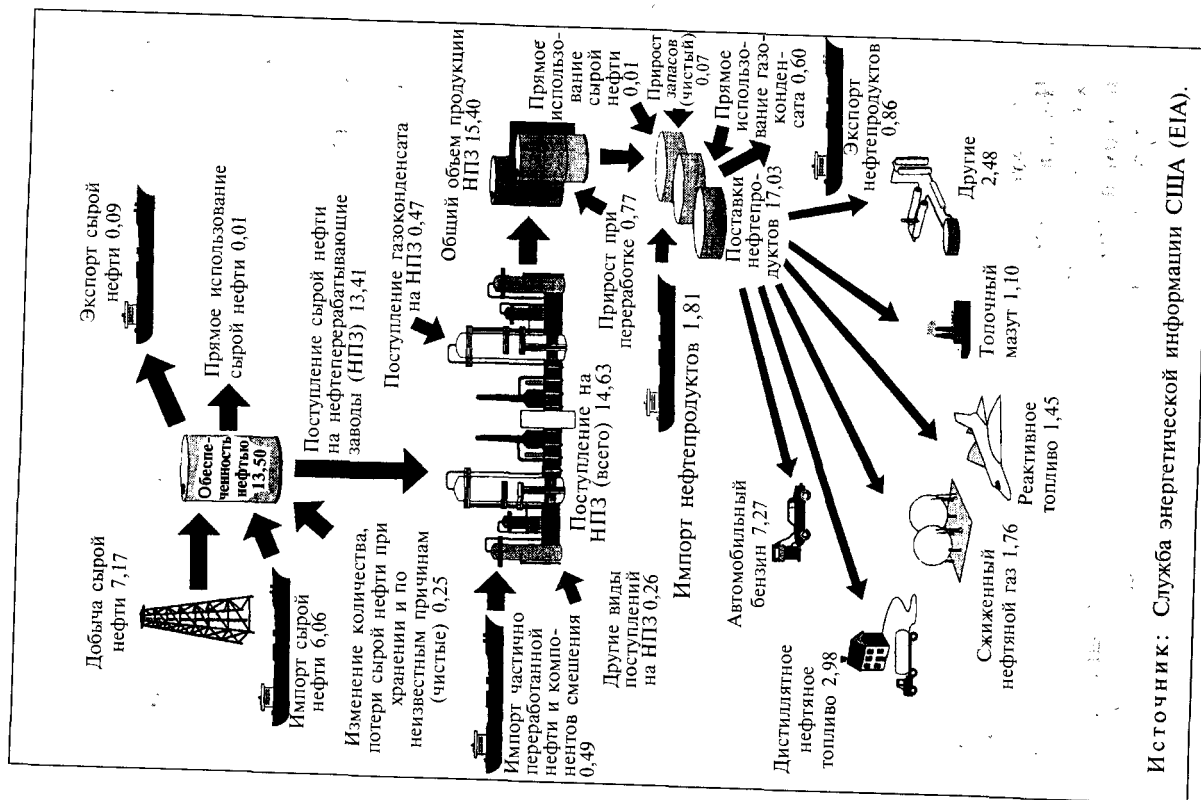


Рис. 1.5. Нефтяной баланс США, млн бар./сут. (состояние на 1992 г.)

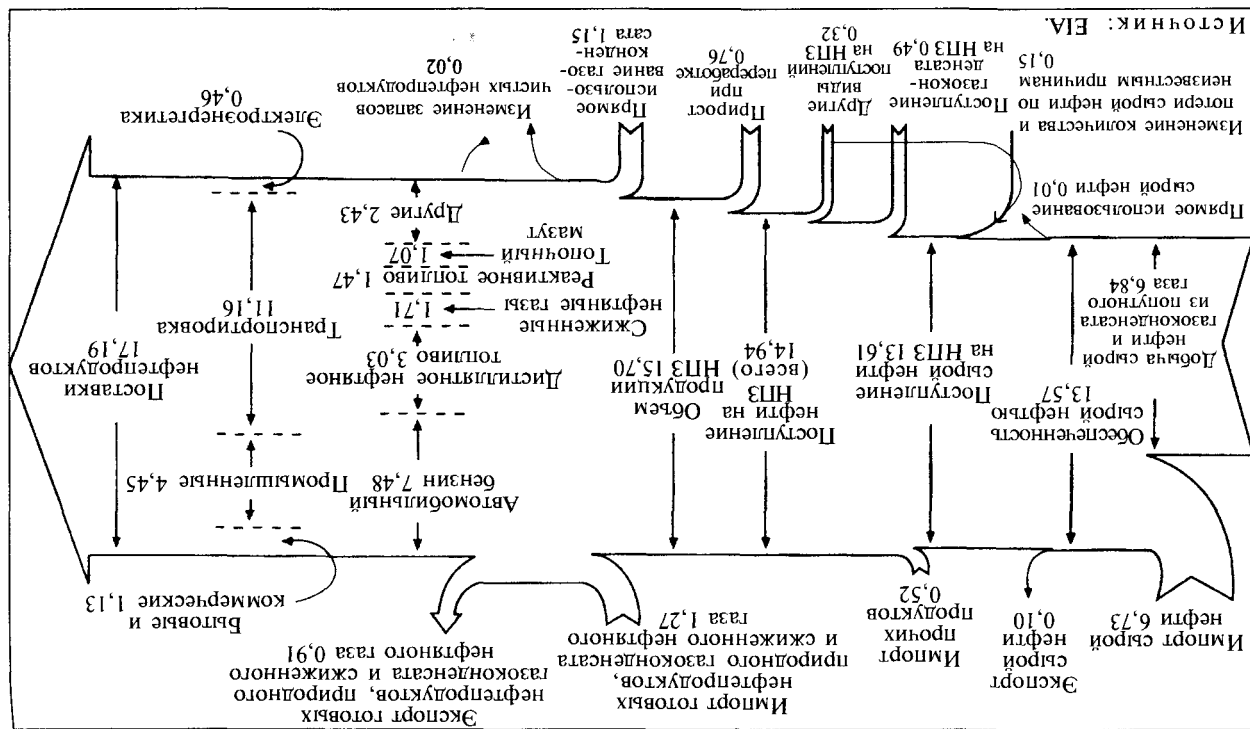


Рис. 1.6. Нефтяной баланс США, млн бар./сут. (состояние на 1993 г.)

Таблица 1.2. Мировая добыча нефти и газа, тыс. бар./сут.

Страна, регион	Январь 1995		Декабрь 1994		Среднемесячная добыча		Изменение по сравнению с предыдущим годом		Январь 1995		Декабрь 1994		Общее 1995
	Газ, млрд фут. ³	Общее	Газ, млрд фут. ³	Общее	Газ, млрд фут. ³	Общее	%	Газ, млрд фут. ³	Общее	%	Газ, млрд фут. ³	Общее	
Аргентина	700	26	699	26	700	26	65	700	26	65	700	26	52,0
Боливия	708	708	709	708	708	708	1	708	708	1	709	708	8,0
Бразилия	1 781	1 781	1 792	1 781	1 781	1 781	50	1 781	1 781	50	1 792	1 781	8,7
Канада	11	11	12	11	11	11	-3	11	11	-3	12	11	3,4
Колумбия	501	501	545	501	501	501	46	501	501	46	545	501	13,3
Эквадор	410	410	398	410	410	410	10,1	410	410	10,1	398	410	0,3
Мексика	2 680	2 680	2 673	2 680	2 680	2 680	50	2 680	2 680	50	2 673	2 680	113,3
Перу	135	135	118	135	135	135	-44	135	135	-44	118	135	0,3
Тринидад	125	125	129	125	125	125	2	125	125	2	129	125	113,3
США	6 616	6 616	6 686	6 616	6 616	6 616	-3	6 616	6 616	-3	6 686	6 616	3,9
Венесуэла*	2 450	2 450	2 510	2 450	2 450	2 450	-161	2 450	2 450	-161	2 510	2 450	18,8
Прочие страны Латинской Америки	37	37	36	37	37	37	50	37	37	50	36	37	70,7
Западное полушарие	16 180	16 180	16 333	16 180	16 180	16 180	3	16 180	16 180	3	16 333	16 180	0,1
Австрия	23	23	23	23	23	23	-1	23	23	-1	23	23	2 556,4
Дания	185	185	184	185	185	185	-12	185	185	-12	184	185	4,9
Франция	51	51	55	51	51	51	-6,1	51	51	-6,1	55	51	18,8
Германия	56	56	58	56	56	56	-7	56	56	-7	58	56	11,7
Италия	85	85	88	85	85	85	-2	85	85	-2	88	85	71,1
Нидерланды	70	70	76	70	70	70	-10	70	70	-10	76	70	370,0
Испания	18	18	18	18	18	18	1	18	18	1	18	18	2,1
Италия	68	68	69	68	68	68	-5	68	68	-5	69	68	0,6
Великобритания	2 603	2 603	2 730	2 603	2 603	2 603	239	2 603	2 603	239	2 730	2 603	298,0
Прочие страны Западной Европы	9	9	10	9	10	10	-1	9	9	-1	10	9	8,0
Западная Европа	5 851	5 851	6 122	5 851	5 851	5 851	388	5 851	5 851	388	6 122	5 851	947,2
Албания	12	12	12	12	12	12	—	12	12	—	12	12	0,4
СНГ	6 853	6 853	6 947	6 853	6 853	6 853	-565	6 853	6 853	-565	6 947	6 853	2 380,2
Хорватия	40	40	40	40	40	40	—	40	40	—	40	40	5,7
Венгрия	73	73	70	73	73	73	2	73	73	2	70	73	15,0
Румыния	136	136	136	136	136	136	-1	136	136	-1	136	136	63,9
Сербия	24	24	24	24	24	24	—	24	24	—	24	24	2,3
Прочие страны Западной Европы	16	16	22	16	16	16	-5	16	16	-5	22	16	18,4
Восточная Европа и СНГ	7 154	7 154	7 251	7 154	7 154	7 154	-569	7 154	7 154	-569	7 251	7 154	2 485,9
Алжир*	750	750	750	750	750	750	—	750	750	—	750	750	151,1
Ангола	580	580	555	580	580	580	50	580	580	50	555	580	1,7
Камерун	100	100	110	100	100	100	-10	100	100	-10	110	100	—
Конго	180	180	185	180	180	180	-5	180	180	-5	185	180	25,1
Египет	890	890	890	890	890	890	-10	890	890	-10	890	890	25,1

Таблица 1.2 (продолжение)

Страна, регион	Январь 1995		Декабрь 1994		Среднемесячная добыча		Изменение по сравнению с предыдущим годом		Январь 1995		Декабрь 1994		Общее 1995
	Газ, млрд фут. ³	Общее	Газ, млрд фут. ³	Общее	Газ, млрд фут. ³	Общее	%	Газ, млрд фут. ³	Общее	%	Газ, млрд фут. ³	Общее	
Норвегия	2 683	2 683	2 811	2 683	2 683	2 683	182	2 683	2 683	182	2 811	2 683	97,0
Испания	18	18	18	18	18	18	5,9	18	18	5,9	18	18	2,1
Турция	68	68	69	68	68	68	-5	68	68	-5	69	68	0,6
Великобритания	2 603	2 603	2 730	2 603	2 603	2 603	239	2 603	2 603	239	2 730	2 603	298,0
Прочие страны Западной Европы	9	9	10	9	10	10	-1	9	9	-1	10	9	8,0
Западная Европа	5 851	5 851	6 122	5 851	5 851	5 851	388	5 851	5 851	388	6 122	5 851	947,2
Албания	12	12	12	12	12	12	—	12	12	—	12	12	0,4
СНГ	6 853	6 853	6 947	6 853	6 853	6 853	-565	6 853	6 853	-565	6 947	6 853	2 380,2
Хорватия	40	40	40	40	40	40	—	40	40	—	40	40	5,7
Венгрия	73	73	70	73	73	73	2	73	73	2	70	73	15,0
Румыния	136	136	136	136	136	136	-1	136	136	-1	136	136	63,9
Сербия	24	24	24	24	24	24	—	24	24	—	24	24	2,3
Прочие страны Западной Европы	16	16	22	16	16	16	-5	16	16	-5	22	16	18,4
Восточная Европа и СНГ	7 154	7 154	7 251	7 154	7 154	7 154	-569	7 154	7 154	-569	7 251	7 154	2 485,9
Алжир*	750	750	750	750	750	750	—	750	750	—	750	750	151,1
Ангола	580	580	555	580	580	580	50	580	580	50	555	580	1,7
Камерун	100	100	110	100	100	100	-10	100	100	-10	110	100	—
Конго	180	180	185	180	180	180	-5	180	180	-5	185	180	25,1
Египет	890	890	890	890	890	890	-10	890	890	-10	890	890	25,1

Таблица 1.2 (продолжение)

Страна, регион	Январь 1995	Декабрь 1994	Среднемесячная добыча 1995	Среднемесячная добыча 1994	Изменение по сравнению с предыдущим годом	Объем %	Январь 1995	Декабрь 1994	Общие 1995
Ливия*	1 370	1 380	1 370	1 380	10	40	13,3	19,1	0,3
Нигерия*	1 850	1 900	1 850	1 920	70	10	13,5	19,2	19,1
Тунис	90	92	90	90	2	1	1,1	13,9	13,5
Заир	30	28	30	30	2	1	1,0	1,0	1,0
Прочие страны Африки	19	17	19	15	4	5	20,0	0,1	0,1
Африка	6 199	6 247	6 199	6 204	5	5	211,9	212,4	211,9
Бахрейн	105	105	105	106	1	1	12,3	13,6	12,3
Иран*	3 500	3 700	3 500	3 590	90	100	81,4	86,0	81,4
Ирак*	600	600	600	500	100	100	8,6	8,6	8,6
Кувейт*	2 000	2 000	2 000	2 000	0	100	13,8	13,9	13,8
Оман	843	830	843	769	74	74	11,1	11,1	11,3
Катар*	420	420	420	410	10	10	21,4	21,4	21,4
Саудовская Аравия*	8 000	8 000	8 000	8 000	0	100	95,0	95,1	95,0
Сирия	615	595	615	550	65	65	13,3	12,9	13,3
Объединенные Арабские Эмираты*	2 220	2 200	2 220	2 220	20	20	72,6	71,9	72,6
Немн	340	350	340	340	10	10	1,1	1,1	1,1
Прочие страны Ближнего Востока	0	0	0	0	0	0	0,9	330,8	330,8
Ближний Восток	18 643	18 800	18 643	18 481	162	162	335,6	330,8	330,8

Таблица 1.2 (окончание)

Страна, регион	Январь 1995	Декабрь 1994	Среднемесячная добыча 1995	Среднемесячная добыча 1994	Изменение по сравнению с предыдущим годом	Объем %	Январь 1995	Декабрь 1994	Общие 1995
Австралия	577	545	577	521	56	56	82,0	27,2	82,0
Бруней	160	160	160	162	2	2	27,2	27,2	27,2
Китай	2 947	2 982	2 947	2 930	17	17	49,1	56,2	49,1
Индия	700	695	700	571	129	129	50,6	50,6	50,6
Индонезия*	1 340	1 340	1 340	1 330	10	10	161,1	161,1	161,1
Япония	15	16	15	15	1	1	7,7	7,7	8,0
Малайзия	680	630	680	650	30	30	61,2	61,2	61,2
Новая Зеландия	45	45	45	42	3	3	14,3	14,3	14,3
Пакистан	56	56	56	58	2	2	42,3	42,3	42,3
Папуа—Новая Гвинея	102	113	102	118	16	16	0,3	0,3	0,3
Таиланд	56	53	56	51	5	5	31,8	31,8	31,8
Вьетнам	180	165	180	135	45	45	2,1	2,1	2,1
Другие страны Тихоокеанского региона	23	22	23	23	—	—	25,7	25,8	25,8
Тихоокеанский регион	6 881	6 822	6 881	6 607	274	274	555,8	562,5	555,8
ВСЕГО В МИРЕ	60 908	61 575	60 908	60 492	416	416	7 087,9	6 984,9	7 087,9
ОПЕК	24 840	25 140	24 840	24 800	40	40	714,9	708,6	708,6
Северное море	5 432	5 690	5 432	5 041	391	391	413,8	400,6	413,8

* Член ОПЕК. Значения для Кувейта и Саудовской Аравии включаются по половинной территории. Источник: Журнал «Oil & Gas», данные приведены в энергетической базе данных журнала.

ся возраст нашей нефтедобывающей промышленности и, как следствие, значительная доля работ с малодебитными скважинами. Тенденция к снижению эффективности нефтяных скважин в Соединенных Штатах прослеживается в течение нескольких десятилетий, и в ближайшем будущем вряд ли следует ожидать значительных изменений к лучшему. К 1993 г. средняя производительность нефтяных скважин в США упала до 12 бар./сут., в то время как максимальная производительность, наблюдавшаяся в начале 1970-х годов, составляла 18 бар./сут. В 1994 г. средняя годовая добыча сырой нефти снизилась за последние 40 лет до минимального значения.

Новейшая история нефтяного рынка

В 1970-е годы ситуация в нефтяной промышленности кардинально изменилась.

Эмбарго 1973—1974 гг. на нефть арабских стран, адресованное прежде всего США в связи с поддержкой Израйля в арабо-израильских конфликтах, привело к первому из нескольких резких скачков цен на нефть, разоривших мировую экономику, в результате чего нефть стала товаром, за которым средний потребитель следит наиболее внимательно. В течение нескольких месяцев цены на нефть увеличились в 5 раз и достигли почти 12 дол./бар.

Иранская революция 1978—1979 гг. сократила поставки нефти, что опять взвинтило цены, которые к 1980 г. возросли более чем в 2 раза — до 40 дол./бар.

В результате череды повышений в 1981 г. была достигнута максимальная величина реальной цены на сырую нефть, а с 1982 г. началось ее снижение, приведшее к полномасштабному обвалу в 1986 г. В 1985—1986 гг. средняя годовая закупочная стоимость сырой нефти нефтеперерабатывающими заводами упала с 28,34 до 15,02 дол./бар. В некоторых районах Соединенных Штатов стоимость сырой нефти низкого качества на месторождении составляла всего 7 дол./бар.

Как и предыдущие резкие повышения цены нефти в результате срывов поставок, осуществленных ОПЕК, об-

вал цен был также вызван решением главных членов ОПЕК, в первую очередь Саудовской Аравии, вернуть себе потерянную часть нефтяного рынка. Часть рынка была утрачена в результате беспрецедентного роста добычи нефти во всем мире, это явилось следствием взлета цен в 1970-е годы.

Начиная с 1986 г. цены на нефть остаются подвижными. До конца 1980-х годов они были достаточно низкими; однако после очередного кризиса на Ближнем Востоке цены на сырую нефть стали «скакать», как при катании на американских горках. В результате нападения Ирака на Кувейт в 1990 г. рынок потерял 4,2 млн бар./сут., что составляло почти 7% мировых поставок нефти; это подняло реальную (с учетом инфляции) цену на сырую нефть в среднем до 19,61 дол./бар. Цена продажи нефти в месте добычи или неконтактной продажи возросла во время кризиса более чем на 50% и составляла до 30 дол./бар. Однако Саудовская Аравия увеличила добычу нефти более чем на 2 млн бар./сут., в других странах добыча нефти также возросла, в том числе за счет использования стратегических запасов. В результате дефицит был скоро восполнен. Нефтяная промышленность Кувейта, практически уничтоженная в результате агрессии Ирака, была затем восстановлена и снова поставляет на рынок более чем 2 млн бар./сут. (Во время написания этой книги Ирак оставался под действием запрета на экспорт нефти со стороны ООН.)

Когда нефтедобывающие страны показали, что могут полностью заменить Иран и Кувейт в плане поставок нефти, что совпало с глобальным экономическим спадом, ограничившим спрос на нефть, реальная цена нефти упала в 1991 г. до 16,19 дол./бар. Продолжающееся снижение спроса в сочетании с увеличением добычи нефти привело к снижению реальной цены до 15,22 (в 1992 г.), а затем и до 13,21 дол./бар., причем последняя величина — наиболее низкая среднегодовая за последние 20 лет. Экономический подъем, который наметился в 1994 г. и развивался в начале 1995 г., поддержал спрос на нефть. Тем не менее вследствие большого объема добычи нефти в странах,

не входящих в ОПЕК, особенно в странах Северного моря, цены на нефть в 1994 г. оставались в пределах 13–17 дол./бар.

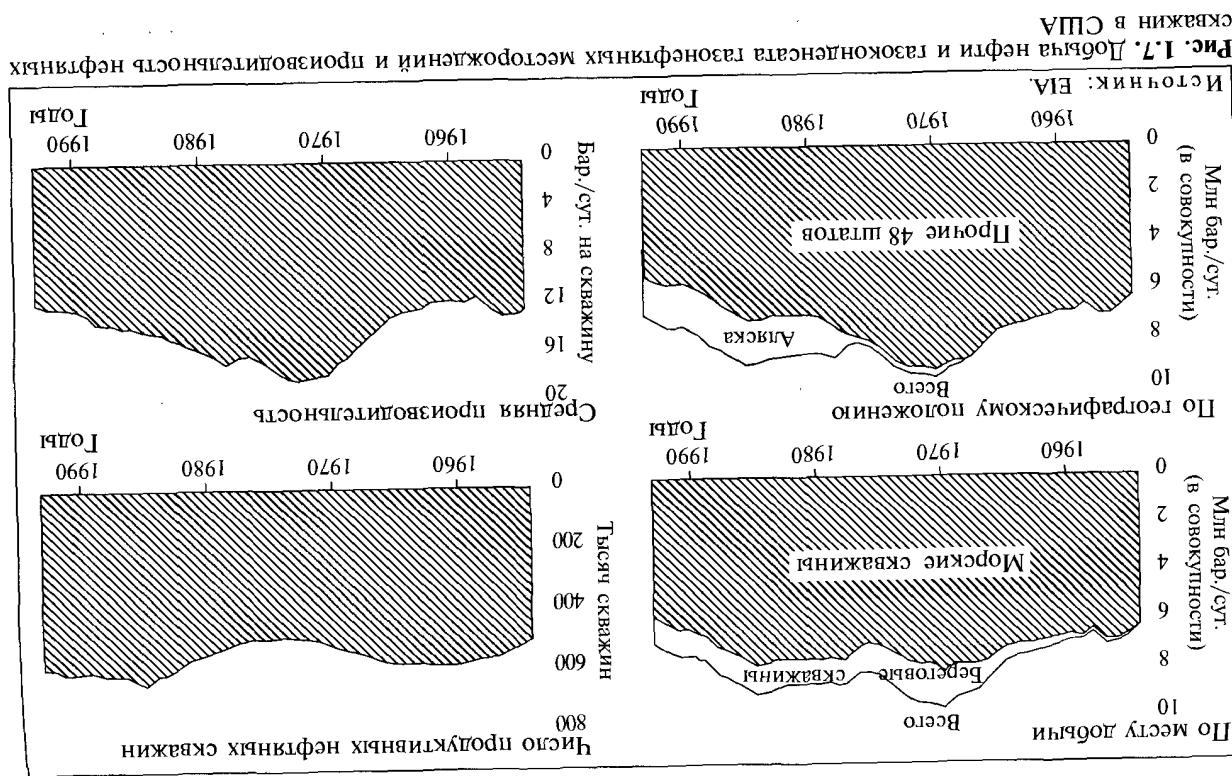
В начале 1995 г. цена на нефть была выше, чем многие ожидали, так как увеличение спроса происходило на фоне продолжающихся санкций ООН против Ирака и ограничения добычи в странах ОПЕК; в первое полугодие цены держались в интервале 17–21 дол./бар. Тем не менее растущая добыча в Северном море и других не входящих в ОПЕК поставщиков в сочетании с постоянно присутствующим призраком возвращения на рынок иракской нефти давали основание прогнозировать, что повышение цен на нефть в 1995 г. останется нестабильным*.

Новейшая история рынка природного газа

По мере того как природный газ стал рассматриваться как полезный, чистый энергоноситель, а не просто как бросовый побочный продукт добычи нефти, повышалась его ценность. Однако в связи с трудностями транспортировки газа по сравнению с жидкостями и с тем, что инфраструктура сектора энергопользования была построена в основном с учетом нефти и угля, на ранних стадиях своей истории природный газ не стал востребованным товаром. За пределами США его использовали крайне незначительно.

В 1950–1960-е годы рынок природного газа в США расширялся; спрос на него поддерживался за счет низких цен. Из многих факторов, оказывавших влияние на рынок природного газа в течение этого периода, наиболее важными были федеральные регулирующие комиссии и органы штатов, которые устанавливали потолки цен на природный газ за счет многоярусной структуры ценообразования, столь же запутанной, сколь и неэффективной в своей способности дать производителям возможность возмещать добытые объемы разработкой новых

* Здесь и далее все экономические оценки приведены на 1992–1993 гг. — Примеч. науч. ред.

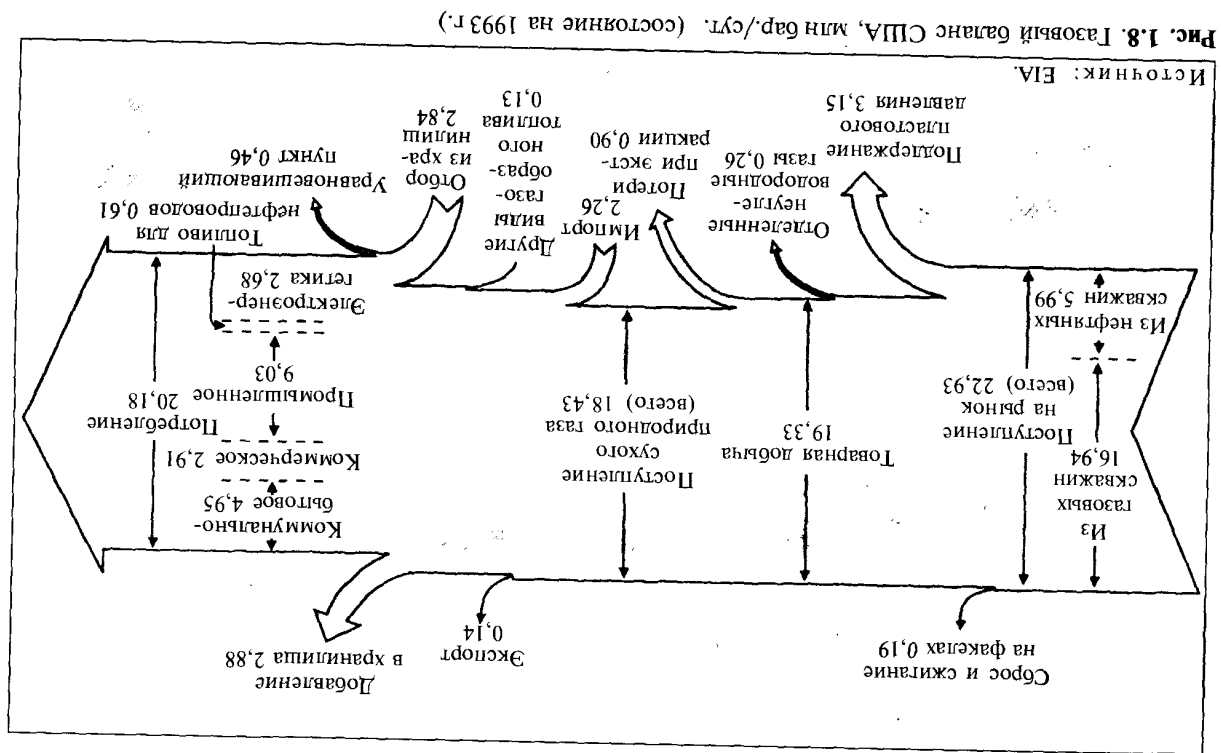


запасов. Цены ниже рыночных на определенные категории природного газа в сочетании с высоким спросом привели к его нехватке в некоторых областях во второй половине 1970-х годов.

В 1972 г. общее потребление природного газа в США достигло рекордной величины — 22 трлн фут.³ (tcf) (623 млрд м³). В дальнейшем неопределенности с наличием запасов и рост цен на энергию привели к разрыванию спроса. К 1980 г. в связи с уменьшением спроса возник краткосрочный избыток поставляемого природного газа, что послужило снижению добычи во многих районах. В 1986 г. потребление природного газа составило 16 tcf (450 млрд м³) — это была самая низкая величина с 1965 г.

Снижение спроса охватило все области сбыта природного газа, но в промышленности и электроэнергетике оно было наиболее значительным. В этих областях, особенно в начале и в середине 1980-х годов, возможности выбора энергоносителя были наиболее широкими. Более половины от наблюдавшегося снижения добычи природного газа на 5,9 tcf (170 млрд м³) — это результат уменьшения его потребления в промышленном секторе, а приблизительно четверть этой величины приходится на долю электроэнергетики. По достижении минимума в 1986 г. потребление природного газа в США стало постепенно расти и в 1994 г. превысило 21 tcf (600 млрд м³), причем его использование увеличилось во всех областях.

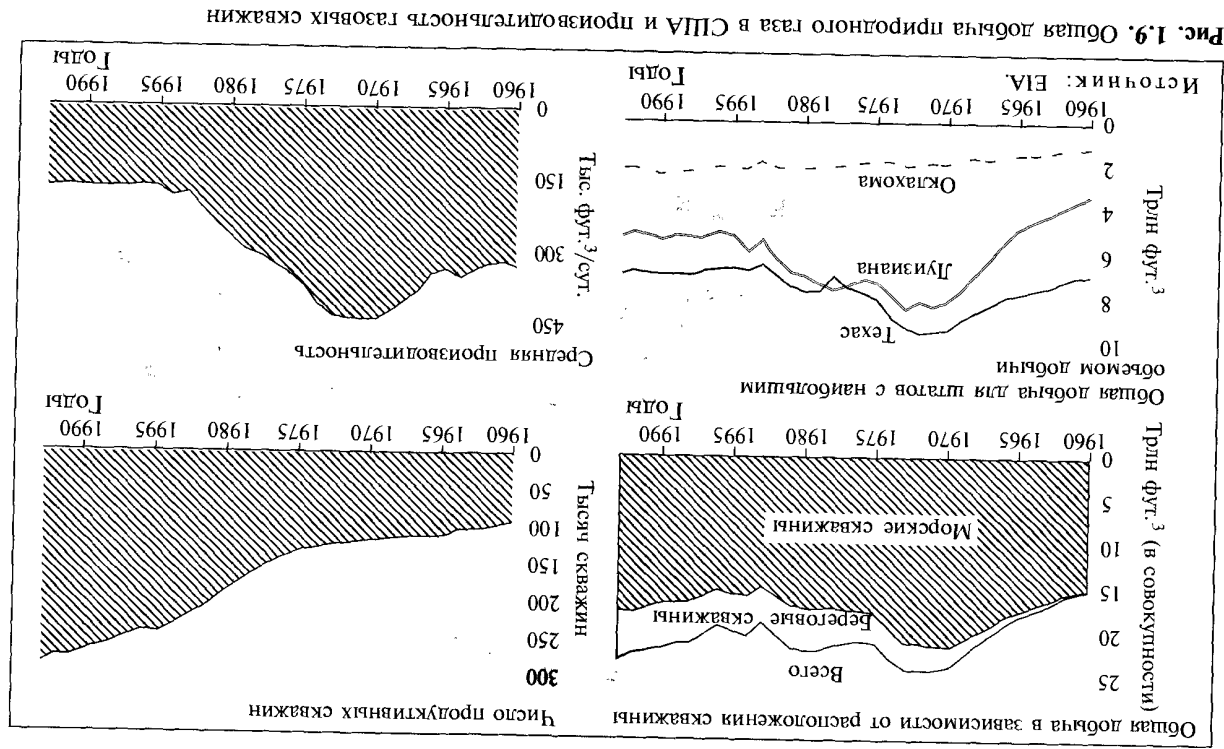
Спрос и предложение природного газа в других странах мира также резко возросли в течение последних десятилетий. Значительная добыча природного газа из морских месторождений в Северо-Западной Европе, особенно в районе Северного моря, в Северной Африке и в республиках бывшего Советского Союза, обеспечивает возросший спрос в Европе. Разработка технологии сжижения природного газа, которая позволила транспортировать огромные его объемы на специально построенных контейнерных судах, предназначенных для перевозки на большие расстояния через океан, способствовала созданию гигантского рынка природного газа в Азии. Таким



образом, в странах Дальнего Востока, особенно в Японии, появилась возможность потребления больших объемов сжиженного природного газа, поступающего из Австралии, Индонезии, Малайзии, Брунея и стран Ближнего Востока. В мире, постоянно озабоченном ухудшением состояния окружающей среды, природный газ, способный полностью сгорать с образованием нетоксичных продуктов, должен оказаться наиболее предпочтительным и перспективным топливом в XXI в.

Точно так же как нефтяная промышленность изменилась раз и навсегда в результате взлета цен на нефть в 1970-х годах, газовая промышленность претерпела столь же кардинальные изменения в 1980-х годах вследствие потрясений, вызванных государственным регулированием. В эти годы изменения в государственном регулировании и законодательстве позволили потребителям приобретать газ непосредственно у производителя и договариваться с газораспределительными компаниями о доставке газа по трубопроводу за плату. Эта тенденция к увеличению эффективности рынка усилилась в результате приказа № 636 Федеральной энергетической регулятивной комиссии (Federal Energy Regulatory Commission, FERC), вступившего в силу в ноябре 1993 г., согласно которому при перемещении природного газа по трубопроводу из одного штата в другой продажа и транспортировка должны осуществляться как отдельные услуги. В 1992 г. объем природного газа, доставленного промышленным и коммерческим потребителям, а также электроэнергетическим компаниям за счет других лиц, достиг в США 7,4 tcf (210 млрд м³), в том числе 70% потребителям в промышленности, 64% — электроэнергетическим компаниям и 17% — коммерческим потребителям. Вскоре в США почти все эти поставки, за исключением небольшой доли, будут осуществляться посредством транспортировки по газопроводам, а не продажи природного газа через посредников.

Еще одна недавняя рыночная тенденция в газовой промышленности, которая также впервые появилась в США, — это увеличение доли использования природного газа, хранящегося в истощенных коллекторах и про-



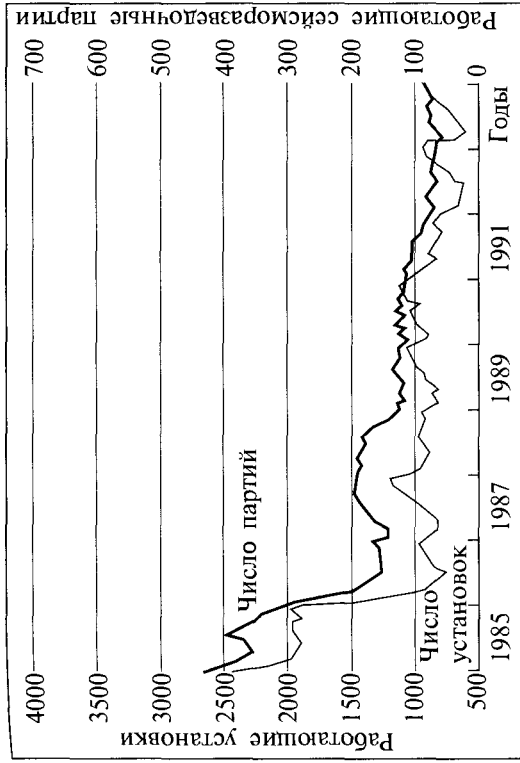
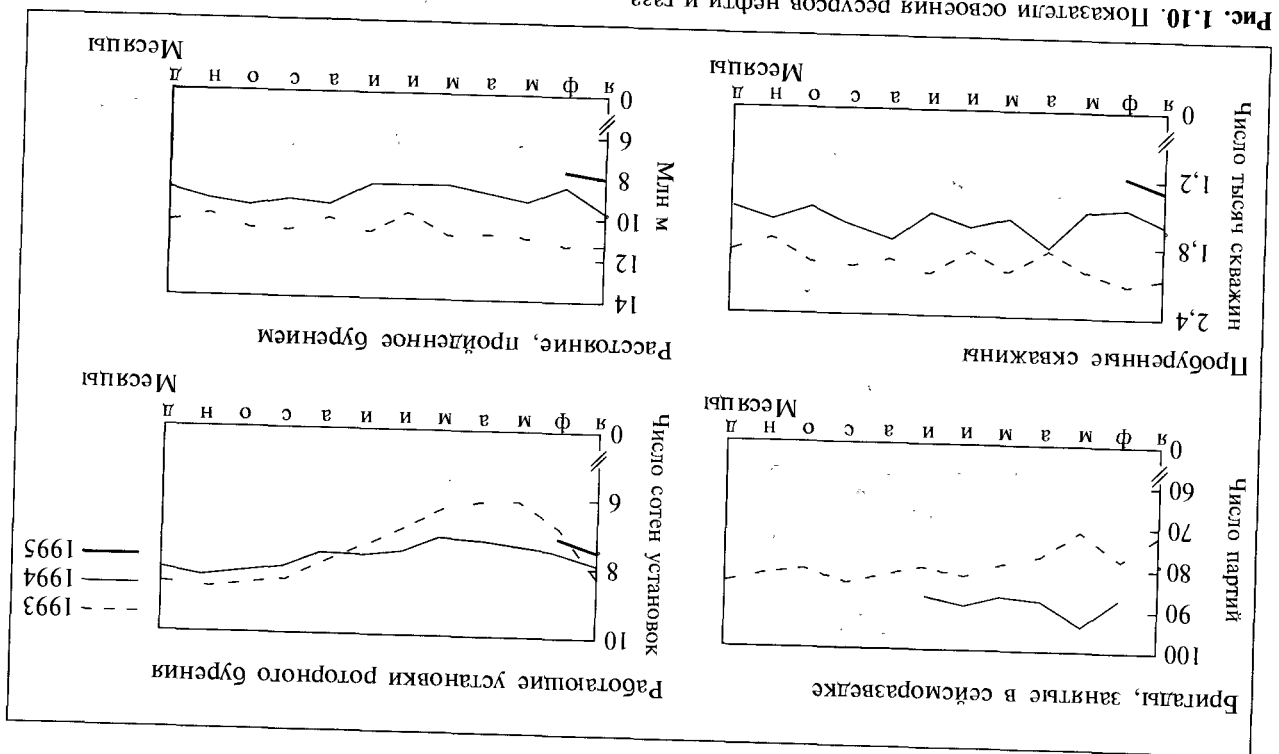


Рис. 1.11. Работавшие установки роторного бурения и сейсмозведочные партии

чих подземных резервуарах, что помогает справиться с периодами резко возрастающего спроса. Кроме того, повышение доли газа, оставляемого на хранение, позволяет сглаживать сезонные колебания цен, которые были характерны для отрасли в прошлом, когда внезапное похолодание могло привести к возрастанию местной цены на природный газ более чем вдвое. В свою очередь, это способствует более четкому планированию добычи газа, так как обеспечивает более предсказуемый объем потребления, вместо того чтобы предоставить отрасли определять соотношение предложения и спроса.

В 1993 г. объем природного газа, отобранного из пластов, достиг 23 tcf (650 млрд м³), причем это был уже седьмой год, когда данная величина непрерывно возрастала. Это отражало повышение роли природного газа, добываемого в скважинах в открытом море, а также включало небольшой, но быстро возрастающий объем газа, добываемого из угольных пластов (который также называют

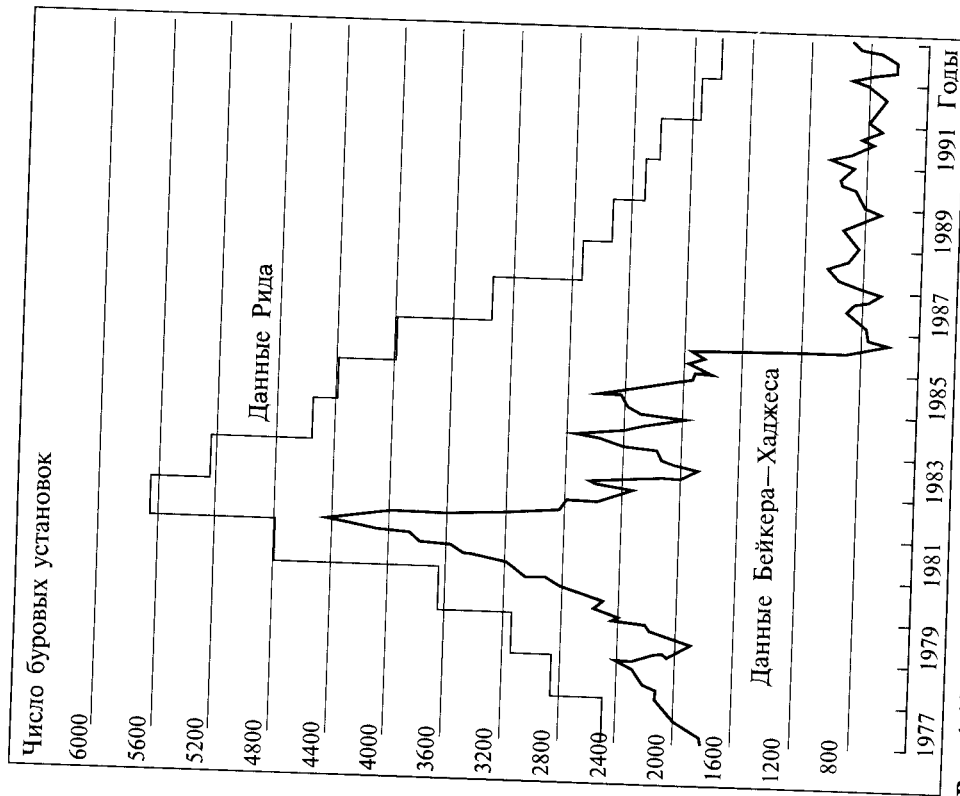


Рис. 1.12. Число буровых установок в США

полупутным газом). Примерно три четверти природного газа, добываемого в США, поступает из газовых скважин, называемых сухими (газ, добываемый без нефти), в то время как остальное количество поступает из нефтяных скважин (нефтяной газ).

К неудовольствию газодобывающих компаний Северной Америки, создание практически ничем не ограни-

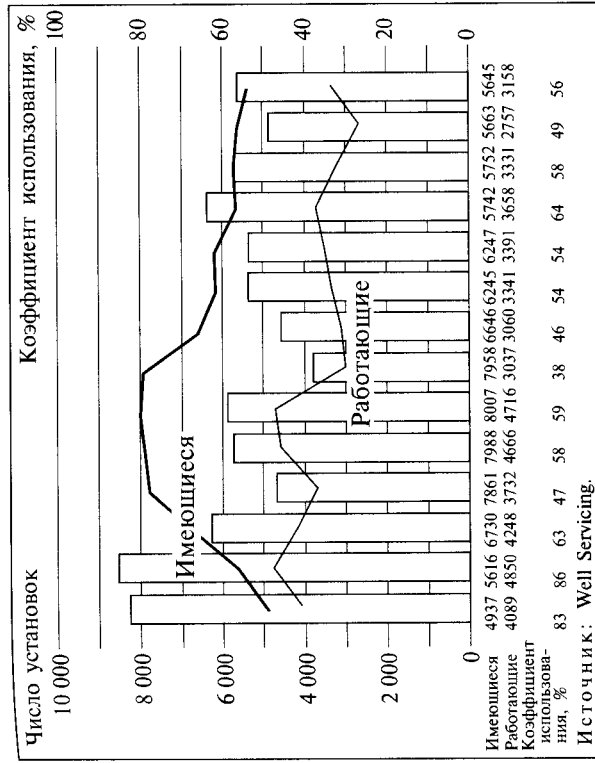


Рис. 1.13. Использование установок для ремонта скважин в США

ченного рынка в области торговли природным газом в результате реформы государственного регулирования привело к подвижности цен, характерной для нефтяного рынка, а также к конкуренции между газовыми компаниями. В итоге в последние годы наблюдались резкие колебания цен на природный газ, которые, по мнению аналитиков, могут быть сглажены за счет увеличения объемов газа, закладываемого на хранение.

Компании—производители нефти и газа должны следить за несколькими ключевыми рыночными показателями, которые отражают состояние их отраслей промышленности. Это проиллюстрировано на рис. 1.10—1.13. Приведенные на рисунках величины показывают, что периоды быстрого подъема, хотя и приветствуются производителями, в целом оказываются неблагоприятными для отрасли. Если восприимчивый спрос на некий товар или услугу в течение длительного времени превыша-

ет предложение, цены раскручиваются по спирали и выходят из-под контроля, тогда потребители этого товара или услуги сокращают расходование и/или переходят на альтернативные варианты. Таким образом, взвинченные цены неизбежно наталкиваются на понижение спроса, и взлет обязательно сменяется падением. В конце концов глобальная нефтяная промышленность осознала данный факт, поэтому ее роль и структура постоянно пересматриваются с целью обеспечения доходности, не смотря на все превратности неопределенного рынка. Это будет видно из следующей главы.

Глава II

СТРУКТУРА НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Из первой главы мы узнали, как распространение нефтяной промышленности в XX в. повлияло на мировую экономику. Вместе с резкими изменениями спроса и предложения и рынков сбыта нефти и газа менялась структура самой промышленности. Теперь мы рассмотрим все важнейшие компании, которые ведут разведку нефти и газа, извлекают их из земли, превращают в продукты, пригодные для использования и затем продают (рис. 2.1).

Основное различие между компаниями в нефтяной промышленности заключается в том, что одни из компаний интегрированы, а другие — нет. Интегрированными являются компании, которые перерабатывают сырую нефть и поставляют продукты на рынок (поздние операции), а также добывают сырую нефть и газ (ранние операции). Наиболее крупные из этих компаний называются *главными производителями*.

Главные производители

Штаб-квартиры большинства ведущих компаний расположены в США, однако в последние годы в других странах стали также возникать и развиваться крупные компании, многие из которых до сих пор полностью или частично являются государственной собственностью.

Наличие как ранних, так и поздних операций технологической цепочки характеризует компанию как интегрированную, однако всего несколько компаний достигают достаточной критической массы в отношении акти-

вов и распространения на рынке, чтобы считаться *главными производителями*. Например, Exxon, Mobil*, Chevron, Texaco, Amoco* и ARCO знакомы каждому и входят в десятку крупнейших нефтяных компаний мира.

Согласно обзору 300 ведущих нефтяных и газовых компаний США, сделанному журналом «Oil & Gas» («Нефть и газ») в 1994 г., более половины всех активов этих ведущих компаний приходится на долю шести, перечисленных выше. Если продолжить этот список, так чтобы он содержал 20 крупнейших по активам компаний, то им будет принадлежать уже 85% всех активов 300 компаний из списка журнала «Oil & Gas». Кроме того, эти же 20 компаний доминируют с точки зрения запасов нефти и газа и их добычи.

В настоящее время за пределами США также имеются главные производители, среди них крупнейшая в мире негосударственная нефтяная компания — Royal/Dutch Shell. Из компаний, в большой степени принадлежащих акционерам, на том же уровне по масштабу и критической массе, что и главные производители в США, находятся British Petroleum, французские Total и Elf Aquitaine, бельгийская Petrofina, австралийская ВНР, канадская Imperial Oil и аргентинская YPF.

Поскольку природный газ продают главным образом в виде, не сильно отличающемся от того, в каком он поступает из скважины, операции по его переработке (стоящие в извлечении жидкостей, увлекаемых потоком газа) и даже продажа полученного при этом газоконденсата обычно не считаются поздними операциями.

Однако среди газовых компаний возникает новый тип интеграции, заключающийся в том, что в пределах одной компании имеются отделы по добыче и реализации природного газа, переработке, продаже газоконденсата, транспортировке по трубопроводам, местному распределению и конечному потреблению (обычно это газовые электростанции).

* В 1999 г. компании Exxon и Mobil, а также Amoco и BP (British Petroleum) объединились. — *Примеч. науч. ред.*

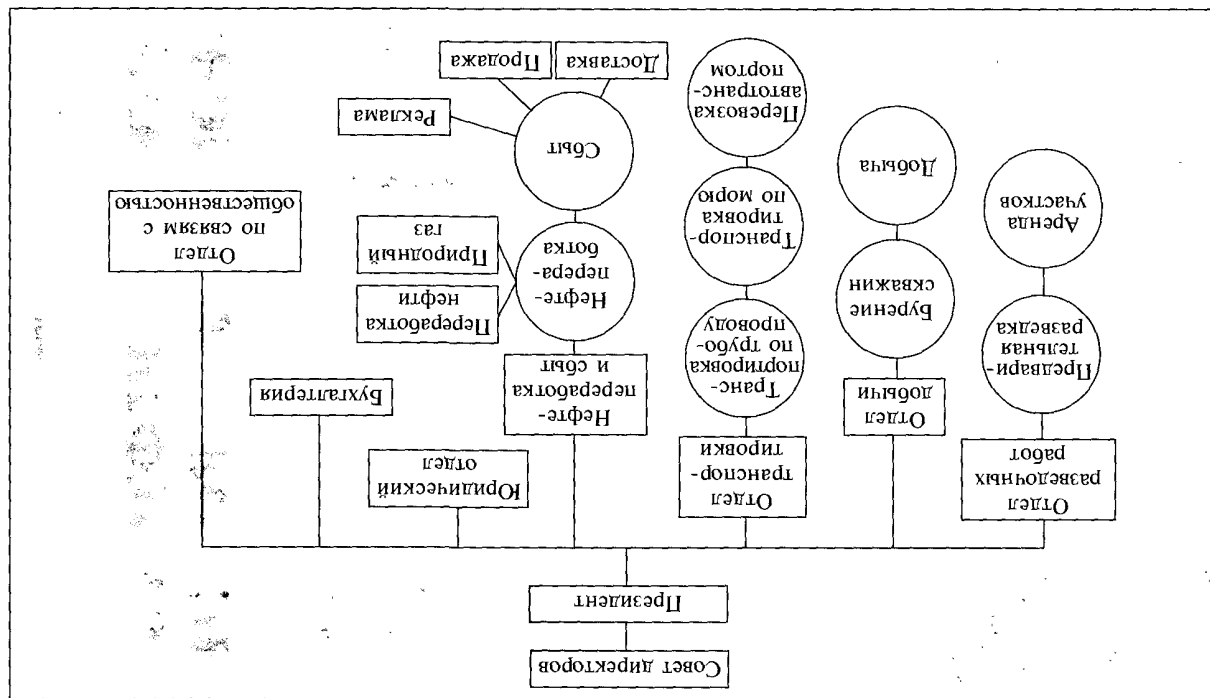


Рис. 2.1. Возможная организация нефтяной компании

Таблица 2.1. Двадцать первых компаний США по чистой прибыли и акционерному капиталу (состояние на 1993 г.)

Позиция	Компания	Чистая прибыль, тыс. дол.
1	Exxon Corp.	5 280 000
2	Mobil Corp.	2 084 000
3	Amoco Corp.	1 820 000
4	BP(USA)	1 461 000
5	Chevron Corp.	1 265 000
6	Texaco Inc.	1 068 000
7	Conoco Inc.	812 000
8	Shell Oil Co.	781 000
9	Enron Corp.	332 522
10	Union Pacific Resources Co.	309 000
11	Meridian Oil Inc.	303 138
12	Occidental Petroleum Corp.	283 000
13	ARCO	269 000
14	Sonat Inc.	261 240
15	Phillips Petroleum Co.	243 000
16	Unocal Corp.	213 000
17	Consolidated Natural Gas Co.	205 916
18	Columbia Gas System	152 200
19	Ashland Oil Inc.	142 234
20	Pennzoil Co.	141 856
Всего		17 427 106

Позиция	Компания	Акционерный капитал, тыс. дол.
1	Exxon Corp.	34 792 000
2	Mobil Corp.	17 237 000
3	Shell Oil Co.	14 624 000
4	Chevron Corp.	13 997 000
5	Amoco Corp.	13 665 000
6	Texaco Inc.	10 279 000
7	ARCO	6 127 000
8	Occidental Petroleum Corp.	3 958 000
9	Meridian Oil Inc.	3 435 691
10	Unocal Corp.	3 129 000
11	USX-Marathon Group	3 110 000
12	Amerada Hess Corp.	3 028 911
13	Phillips Petroleum Co.	2 688 000

Таблица 2.1 (окончание)

Позиция	Компания	Чистая прибыль, тыс. дол.
14	Enron Corp.	2 623 374
15	Coastal Corp.	2 278 100
16	Consolidated Natural Gas Co.	2 176 432
17	Kerr-McGee Corp.	1 512 000
18	Pennzoil Co.	1 505 804
19	Ashland Oil Inc.	1 454 794
20	Sonat Inc.	1 363 215
Всего		142 984 321

Источник: Журнал «Oil & Gas».

В настоящее время появляются крупные газовые компании, которые можно считать главными производителями. Такие компании (к их числу относятся British Gas, Enron и Natural Gas) обладают достаточной критической массой и функционируют по во всему миру. Поэтому, даже не находясь в союзе с такими гигантами, как Exxon или Shell, они могут рассматриваться как главные производители с быстро растущей (хотя и меньшей, чем у нефтяных гигантов) сферой влияния в мире.

Независимые производители

В общем случае неинтегрированные нефтяные компании, занятые ранними или поздними стадиями технологической цепочки, называются *независимыми*.

Эта категория включает несколько компаний, например Murphy Oil, Louisiana Land & Exploration, Tesoro и Marco, которые уже долгое время в какой-то мере интегрированы, однако их имущество не насчитывает десятки миллионов дол.

Хотя независимыми компаниями обычно считают фирмы в основном с ранними технологическими опера-

Таблица 2.2. Двадцать первых компаний США по затратам и числу пробуренных скважин (состояние на 1993 г.)

Позиция	Компания	Капитальные затраты на разведку, тыс. дол.
1	Exxon Corp.	8 167 000
2	Chevron Corp.	4 440 000
3	Mobil Corp.	3 656 000
4	Amoco Corp.	3 346 000
5	Texaco Inc.	2 892 000
6	Shell Oil Co.	2 279 000
7	ARCO	2 070 000
8	Conoco Inc.	1 659 000
9	Amerada Hess Corp.	1 348 041
10	BP(USA)	1 250 000
11	Unocal Corp.	1 249 000
12	Phillips Petroleum Co.	1 216 000
13	Occidental Petroleum Corp.	1 083 000
14	USX-Marathon Group	910 000
15	Enron Corp.	695 437
16	Murphy Oil Corp.	637 556
17	Freight-McMoran Inc.	568 197
18	Meridian Oil Inc.	553 253
19	Apache Corp.	543 500
20	Sonata Inc.	516 466
Всего		39 079 450

Позиция	Компания	Число скважин в США
1	Gerrity Oil & Gas Corp.	468,1
2	Texaco Inc.	408,0
3	Enron Corp.	379,5
4	Mobil Corp.	365,0
5	Chevron Corp.	350,0
6	ARCO	327,0
7	Snyder Oil Corp.	326,8
8	Union Pacific Resources Co.	323,0
9	Amoco Corp.	283,0
10	Occidental Petroleum Corp.	282,6
11	Meridian Oil Inc.	271,5
12	Parker & Parsley Petroleum Co.	238,5

Таблица 2.2 (окончание)

Позиция	Компания	Число скважин в США
13	Exxon Corp.	231,0
14	Shell Oil Co.	226,0
15	HS Resources Inc.	218,9
16	Santa Fe Energy Resources Inc.	198,6
17	Unocal Corp.	191,0
18	Sonata Inc.	175,1
19	Equitable Resources Inc.	152,7
20	Cabot Oil & Gas Corp.	149,8
Всего		5566,0

Источник: Журнал «Oil & Gas».

циями, существует также несколько достаточно крупных независимых компаний, занимающихся нефтепереработкой или нефтепереработкой и маркетингом, например Cigo, Diamond Shamrock и Tosco. Однако число мелких независимых нефтеперерабатывающих компаний поредо до горстки, поскольку факт экономии в результате роста масштабов производства привел к выживанию преимущественно более крупных нефтеперерабатывающих компаний.

То же обстоятельство — выгодность увеличения масштабов производства — внесло свой вклад и в разорение нефте- и газодобывающих фирм в 1980-е годы, когда обрушились цены на нефть. В то время как крупнейшие независимые компании и главные производители терпели огромные убытки, вынуждены были увольнять работников, проводили реструктуризацию и сливались друг с другом, сотни мелких независимых промышленников просто исчезали, обычно в результате банкротства.

За последнее десятилетие занятость персонала в нефте- и газодобывающей промышленности США сократилась вдвое, и это сокращение продолжается по сей день. Согласно данным Американской ассоциации независимых нефтепромышленников (Independent Petroleum

Таблица 2.3. Двадцать первых компаний США по запасам нефти (состояние на 1993 г.)

Позиция	Компания	Запасы нефти в США, млн бар.
1	BP (США)	2561,0
2	Exxon Corp.	2324,0
3	ARCO	2259,0
4	Shell Oil Co.	2203,0
5	Texaco Inc.	1458,0
6	Chevron Corp.	1279,0
7	Amoco Corp.	1256,0
8	Mobil Corp.	1116,0
9	USX-Marathon Group	573,0
10	Unocal Corp.	483,0
11	Phillips Petroleum Co.	432,0
12	Conoco Inc.	344,0
13	Oryx Energy Co.	259,0
14	Santa Fe Energy Resources Inc.	230,9
15	Pennzoil Co.	199,0
16	Amerada Hess Corp.	198,0
17	Occidental Petroleum Corp.	195,0
18	Meridian Oil Inc.	168,2
19	Union Pacific Resources Co.	156,9
20	Mitchell Energy & Development Corp.	122,7
Всего		17 817,7

Позиция	Компания	Запасы нефти в мире, млн бар.
1	Exxon Corp.	5758,0
2	Mobil Corp.	2809,0
3	ARCO	2465,0
4	Chevron Corp.	2414,0
5	Shell Oil Co.	2331,0
6	Texaco Inc.	2224,0
7	Amoco Corp.	2223,0
8	Phillips Petroleum Co.	1037,0
9	Conoco Inc.	964,0
10	USX-Marathon Group	842,0
11	Occidental Petroleum Corp.	793,0
12	Unocal Corp.	764,0

Таблица 2.3 (окончание)

Позиция	Компания	Запасы нефти в мире, млн бар.
13	Amerada Hess Corp.	670,0
14	Oryx Energy Co.	508,0
15	Maxus Energy Corp.	311,3
16	Santa Fe Energy Resources Inc.	248,2
17	Murphy Oil Corp.	202,4
18	Pennzoil Co.	201,0
19	Kerr-McGee Corp.	199,0
20	Meridian Oil Inc.	168,2
Всего		27 132,1

Источник: Журнал «Oil & Gas».

Association of America, IPAA), среднегодовое число раб-
ботников в нефтяной и газовой промышленности состав-
ляло в 1993 г. 343 400, что на 10 400 меньше, чем в 1992 г.

Как правило, независимый производитель в данной
области — это человек или компания (акционерное об-
щество), которые добывают нефть или газ и поставляют
их на рынок, но не имеют в своем распоряжении трубо-
провода или нефтеперерабатывающего завода, чтобы
транспортировать или перерабатывать продукт. Иногда это
действительно частные предприниматели, берущие в
аренду клочки земли, которые крупные компании слу-
чайно пропустили или не сочли стоящими усилий, и бу-
рядшие там скважины до появления нефти.

В прошлом основные усилия независимых производи-
телей были направлены на разведку и разработку место-
рождений. Действительно, большая часть разведочных
скважин пробурена ими. Около 90% разведочных сква-
жин, появившихся в США без детальной разведки на
новых месторождениях за период 1969—1978 гг., — резуль-
тат деятельности независимых производителей, и только
оставшиеся 10% — главных компаний. Результаты развед-
ки оказались соответствующими: более 80% значитель-
ных открытых месторождений нефти и газа за тот же пе-

Таблица 2.4. Двадцать первых компаний США по добыче нефти (состояние на 1993 г.)

Позиция	Компания	Добыча нефти в США, млн бар.
1	BP (США)	228,9
2	ARCO	221,0
3	Exxon Corp.	202,0
4	Texaco Inc.	155,0
5	Shell Oil Co.	147,0
6	Chevron Corp.	144,0
7	Mobil Corp.	111,0
8	Amoco Corp.	100,0
9	Unocal Corp.	48,0
10	Phillips Petroleum Co.	47,0
11	USX-Marathon Group	41,0
12	Conoco Inc.	40,0
13	Union Pacific Resources Co.	31,9
14	Amerada Hess Corp.	26,0
15	Oryx Energy Co.	24,0
16	Pennzoil Co.	24,0
17	Santa Fe Energy Resources Inc.	21,9
18	Occidental Petroleum Corp.	21,0
19	Mitchell Energy & Development Corp.	20,3
20	Meridian Oil Inc.	15,3
Всего		1669,3

Позиция	Компания	Добыча нефти в мире, млн бар.
1	Exxon Corp.	568,0
2	Chevron Corp.	295,0
3	Mobil Corp.	285,0
4	ARCO	250,0
5	Amoco Corp.	236,0
6	Texaco Inc.	228,0
7	Shell Oil Co.	170,0
8	Conoco Inc.	135,0
9	Phillips Petroleum Co.	89,0
10	Unocal Corp.	84,0
11	Amerada Hess Corp.	79,0
12	Occidental Petroleum Corp.	79,0

Таблица 2.4 (окончание)

Позиция	Компания	Добыча нефти в мире, млн бар.
13	USX-Marathon Group	57,0
14	Oryx Energy Co.	43,0
15	Union Pacific Resources Co.	31,9
16	Maxus Energy Corp.	27,9
17	Santa Fe Energy Resources Inc.	24,3
18	Pennzoil Co.	24,0
19	Mitchell Energy & Development Corp.	20,3
20	Kerr-McGee Corp.	19,4
Всего		2745,8

Источник: Журнал «Oil & Gas».

риод сделаны независимыми фирмами и менее 20% — главными производителями.

Независимые компании в основном разрабатывают наземные участки в 48 «нижних» штатах, но при этом число независимых предпринимателей, работающих в открытом море, увеличивается. Главные производители в Соединенных Штатах обычно занимаются бурением скважин в неразведанных районах в открытом море и на Аляске, при этом основной задачей является открытие месторождений с большими потенциальными запасами. Вследствие этого 20% от общего числа открытий, сделанных главными производителями за период 1969—1978 гг., включают в себя 44% разведочных запасов нефти и газа, в то время как значительно большее число месторождений, открытых независимыми предпринимателями, содержит только 56% найденных запасов нефти и газа.

В абсолютном выражении объем добычи нефти независимыми компаниями остается приблизительно постоянным с конца 1970-х годов. При этом их доля в общей добыче нефти в США возросла в начале 1980-х годов и с тех пор изменялась мало. Снижение объема добычи нефти в США происходило в основном за счет интегрированных компаний. Действительно, если не учитывать до-

Таблица 2.5. Двадцать первых компаний США по запасам газа (состояние на 1993 г.)

Позиция	Компания	Запасы газа в США, млрд фут. ³
1	Amoco Corp.	11 767,0
2	Exxon Corp.	9530,0
3	Chevron Corp.	5484,0
4	Mobil Corp.	5372,0
5	Meridian Oil Inc.	5221,0
6	Shell Oil Co.	4911,0
7	ARCO	4725,0
8	Texaco Inc.	4329,0
9	Phillips Petroleum Co.	4276,0
10	Unocal Corp.	3727,0
11	BP (США)	2806,0
12	USX-Marathon Group	2044,0
13	Occidental Petroleum Corp.	1980,0
14	Anadarko Petroleum Corp.	1836,0
15	Conoco Inc.	1802,0
16	Union Pacific Resources Co.	1731,2
17	Pennzoil Co.	1453,0
18	Oryx Energy Co.	1431,0
19	Enron Corp.	1400,7
20	Mesa Inc.	1202,4
Всего		77 028,3

Позиция	Компания	Мировые запасы газа, млрд фут. ³
1	Exxon Corp.	25 816,0
2	Amoco Corp.	17 650,0
3	Union Pacific Co.	17 321,2
4	Mobil Corp.	16 959,0
5	ARCO	8005,0
6	Chevron Corp.	7741,0
7	Unocal Corp.	6632,0
8	Phillips Petroleum Co.	6069,0
9	Texaco Inc.	5970,0
10	Meridian Oil Inc.	5221,0
11	Shell Oil Co.	5199,0
12	USX-Marathon Group	3748,0

Таблица 2.5 (окончание)

Позиция	Компания	Мировые запасы газа, млрд фут. ³
13	Conoco Inc.	3680,0
14	Amerada Hess Corp.	2653,0
15	Occidental Petroleum Corp.	2136,0
16	Oryx Energy Co.	1881,0
17	Anadarko Petroleum Corp.	1875,0
18	Enron Corp.	1772,2
19	Pennzoil Co.	1491,0
20	Mesa Inc.	1202,4
Всего		143 021,8

Источник: Журнал «Oil & Gas».

бычу на северном склоне Аляски, то единственным фактором, противостоящим стремительному снижению объема добычи сырой нефти в США, останется деятельность независимых предпринимателей. Важная роль независимых нефтедобывающих компаний в предотвращении обвала в объемах нефте- и газодобычи в Америке подтверждается также рассмотрением их доли в освоении скважин, которая возросла в период бума (1974—1982) с 68,5 до 85%.

Данная программа разведки и разработки поддерживается за счет соотношения между ценой и затратами. Начиная с 1971 г. наблюдалась тенденция повышения затрат на разведку и разработку, которое шло приблизительно параллельно повышению цен, свойственному мировому нефтяному рынку и внутреннему рынку природного газа. Исключения возникают в случае значительных изменений в налогообложении затрат (например, минимальный налог с незапланированных затрат на бурение) либо доходов (например, налоговая скидка на истощение природных ресурсов).

Обычно производители получают доход как от сырой нефти, так и от природного газа. Так, доход (и соответственно свободные средства для повторного инвестиро-

Таблица 2.6. Двадцать первых компаний США по добыче газа (состояние на 1993 г.)

Позиция	Компания	Добыча газа в США, млрд фут. ³
1	Amoco Corp.	867,0
2	Chevron Corp.	751,0
3	Exxon Corp.	697,0
4	Texaco Inc.	652,0
5	Mobil Corp.	558,0
6	Shell Oil Co.	539,0
7	Unocal Corp.	365,0
8	Phillips Petroleum Co.	345,0
9	Meridian Oil Inc.	336,0
10	ARCO	332,0
11	Conoco Inc.	305,0
12	Enron Corp.	240,0
13	Union Pacific Resources Co.	226,0
14	Pennzoil Co.	220,0
15	Occidental Petroleum Corp.	219,0
16	USX-Marathon Group	193,0
17	Oryx Energy Co.	191,0
18	Amerada Hess Corp.	183,0
19	Anadarko Petroleum Corp.	159,0
20	Sonatr Inc.	146,1
Всего		6657,1

Позиция	Компания	Мировая добыча газа, млрд фут. ³
1	Mobil Corp.	1665,0
2	Exxon Corp.	1583,0
3	Amoco Corp.	1487,0
4	Chevron Corp.	902,0
5	Texaco Inc.	748,0
6	Unocal Corp.	623,0
7	Shell Oil Co.	553,0
8	Phillips Petroleum Co.	509,0
9	Conoco Inc.	481,0
10	ARCO	449,0
11	Meridian Oil Inc.	336,0
12	Amerada Hess Corp.	323,0

Таблица 2.6 (окончание)

Позиция	Компания	Мировая добыча газа, млрд фут. ³
13	USX-Marathon Group	317,0
14	Enron Corp.	262,2
15	Occidental Petroleum Corp.	238,0
16	Union Pacific Resources Co.	226,0
17	Pennzoil Co.	223,0
18	Oryx Energy Co.	220,0
19	Anadarko Petroleum Corp.	162,0
20	Sonatr Inc.	146,1
Всего		11 453,2

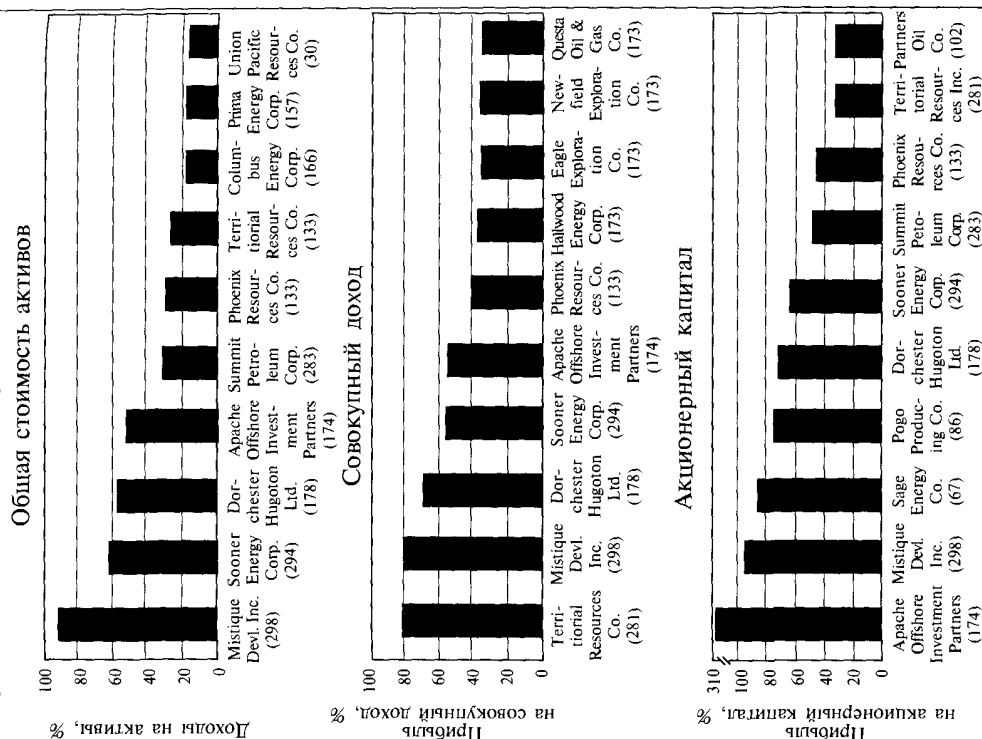
Источник: Журнал «Oil & Gas».

вания) зависит от составной цены на нефть и газ. Следовательно, затраты на разработку нефтяных ресурсов в значительной мере также зависят от цен на нефть и газ. При повышении цен повышаются и затраты на разведку и разработку. Если цены остаются приблизительно на одном уровне, то капиталовложения в разведку и разработку также не меняются.

Следует иметь в виду, что повышение затрат на разведку и разработку не может окупиться немедленно. Должно пройти время освоения, иногда значительное, прежде чем эти капиталовложения превратятся в реальную добычу нефти или газа. В сложных природно-климатических районах или районах с высокими материальными затратами, таких как добыча в открытом море, в Калифорнии или на Аляске, это время освоения может измеряться десятилетиями.

Деятельность независимых нефтедобывающих компаний является важным фактором в разработке собственных нефтяных ресурсов в конкретной стране — будь то США или другая страна. Независимые компании чутко реагируют на флуктуации цен на сырую нефть и на увеличение эксплуатационных расходов вследствие усиления контроля со стороны государства или повышения налогов. По-

Первые компании США по прибыли на инвестиции*



Источник: Журнал «Oil & Gas».

* Включает дочерние компании с различными методами бухгалтерского учета, в которых возможно участие компаний-учредителей. Не включает компании, показатели которых резко возросли по неизвестным причинам. Не включает кредиты на оплату права разработки недр. Не включает компании, у которых только небольшая часть прибыли связана с добычей нефти и газа. Числа в скобках показывают соотношение общих активов.

Рис. 2.2. Независимые компании возглавляют список работающих нефтяных и газовых компаний, крупнейших по прибыли на инвестированный капитал

Отрасль в мировом масштабе

Десятилетие годы после быстрого подъема и последовавшего за ним спада нефтяной промышленности в 1970—1980-е годы были ознаменованы двумя принципиально новыми тенденциями — глобализацией и приватизацией, причем вторая была движущей силой первой.

По ряду причин, основными из которых являются отсутствие в США крупных или принципиально важных открытий, которые привлекают главных производителей, высокие эксплуатационные расходы в США, все более обременительные затраты, вызванные государственным регулированием (особенно связанные с проблемами окрестностей), произошел массовый отток «ранней» капитала из США в другие страны. Технические достижения, особенно в области компьютерной техники, привели к появлению новых геологических теорий, согласно которым районы, прежде не принимавшиеся во внимание, стали считаться перспективными для разведки. В то же время значительно больше стран, чем когда-либо в прошлом, начали прилагать усилия, чтобы сделать разведку и разработку на своей территории более интересными для привлечения иностранного капитала и технических знаний.

Таблица 2.7. Лидеры по запасам и добыче (состояние на 1993 г.)

Позиция	Компания	Добыча, млн бар.
1	Saudi Arabian Oil Co.	2950,0
2	National Iranian Oil Co.	1327,5
3	China National Petroleum Co. plc	1061,4
4	Petroleos Mexicanos	975,7
5	Petroleos de Venezuela SA	894,3
6	Royal Dutch/Shell	747,0
7	Nigerian National Petroleum Corp.	692,1
8	Kuwait Petroleum Corp.	682,2
9	Abu Dhabi National Oil Co.	654,1
10	National Oil Corp. (Ливия)	499,7
11	Pertamina (Индонезия)	484,0
12	British Petroleum Co. plc	453,3
13	Ministry of Petroleum and Minerals (Оман)	284,4
14	Sonatrach (Алжир)	274,9
15	Petronas (Малайзия)	235,4
16	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	232,9
17	Elf Aquitaine	226,0
18	Syrian Petroleum Co.	210,3
19	AGIP	195,0
20	Oil & Natural Gas Commission (Индия)	194,9
Всего		872 344,7

Позиция	Компания	Запасы, млн бар.
1	Saudi Arabian Oil Co.	258 703,0
2	Iraq National Oil Co.	100 000,0
3	Kuwait Petroleum Corp.	94 000,0
4	National Iranian Oil Co.	92 860,0
5	Abu Dhabi National Oil Co.	92 200,0
6	Petroleos de Venezuela SA	64 447,0
7	Petroleos Mexicanos	50 925,0
8	China National Petroleum Co.	24 000,0
9	National Oil Corp. (Ливия)	22 800,0
10	Nigerian National Petroleum Corp.	17 899,8
11	Sonatrach (Алжир)	9200,0
12	Royal Dutch/Shell	8744,0
13	Oil & Natural Gas Commission (Индия)	5920,9

Таблица 2.7 (окончание)

Позиция	Компания	Запасы, млн бар.
14	Pertamina (Индонезия)	5779,0
15	Ministry of Petroleum and Minerals (Оман)	4700,0
16	British Petroleum Co. plc	4537,0
17	Petronas (Малайзия)	4300,0
18	Dubai Petroleum Co.	4000,0
19	Qatar General Petroleum Corp.	3729,0
20	Petroleo Brasileiro SA (Бразилия)	3600,0
Всего		13 275,1

Источник: Журнал «Oil & Gas».

Две эти тенденции привели к захватывающим сдвигам в экономическом благосостоянии некоторых стран. Приведем несколько примеров. Колумбия, которая не так давно была исключительно импортером нефти, превратилась в одного из значительных экспортеров нефти в Западном полушарии в результате открытия иностранных нефтяными компаниями крупных месторождений в районах развитой добычи. Крайне обнищавшие государства, фактически не имеющие промышленного производства углеводородов, например Папуа—Новая Гвинея или Вьетнам, внезапно оказались значительными экспортерами нефти и стремительно создают инфраструктуру нефтяной промышленности, и все это на основе нефтегазовых месторождений, открытых в последние годы ведущими иностранными компаниями. Другие страны последовали этому примеру, улучшив условия для иностранных инвестиций, что ужесточило соперничество, так как не добывающие, недавно добывающие и традиционно добывающие нефть государства понимают, что они должны конкурировать за многонациональный «нефтяной» капитал и технические знания. И не только главные производители вовлечены в эту охоту. Многие независимые компании все в большей степени осознают, что глобальный подход важен не столько для процветания,

столько для выживания в нефтяной промышленности завтрашнего дня. Благодаря своей мобильности и гибкости небольшие независимые компании разыгрывают «геологические спектакли» в определенных районах мира только для того, чтобы привлечь туда капиталы и влияние главных производителей и более крупных независимых компаний.

Другой мировой тенденцией является демократизация и приватизация, что наиболее резко проявляется в коллapse коммунизма в бывшем Советском Союзе и странах Восточной Европы. В настоящее время во всем мире признано, что богатствами и процветающими становятся те страны, которые по крайней мере движутся в направлении осуществления принципов демократии и свободного рынка.

Осознание этого обстоятельства лежит в основе развивающейся приватизации нефтяных отраслей промышленности. Впервые за десятилетия в отдельных странах, включая некоторые ведущие нефтедобывающие государства — члены ОПЕК и даже оставшиеся страны с коммунистическим правительством, приветствуется не только участие иностранных нефтяных компаний, предлагающих свои услуги, но и их равноправное участие в ранних, промежуточных и поздних операциях технологической цепочки. Даже страны, которые национализировали нефтяной сектор в последние годы, например Венесуэла, начали обратный процесс. Во многих случаях монополии, существующие в нефтяном секторе многие годы, например в Италии, распадаются и продаются по частям или даже целиком вследствие осознания того факта, что вовлечение правительства в нефтегазовый сектор гарантирует его неэффективность. Это — важная область для многих правительств, которые вынуждены либо прекратить субсидии на углеводородные топлива в своей стране, что приводит к всплеску цен, вызывающему общественные беспорядки, как в большинстве стран Латинской Америки, либо продавать то, что многие поколения привыкли считать «национальным достоянием», как происходит в Мексике.

Глобализация распространяется обоими путями. Отчасти эта тенденция включает растущее значение нефтяных компаний, принадлежащих или ранее принадлежавших государству (табл. 2.7). В одних случаях, например компания YPF, в результате полной приватизации внешне появилась новая компания — главный производитель, активы которой, а теперь также гибкость и свобода действий заставляют считаться с ней на мировом рынке. В других случаях, таких как государственные нефтяные компании Кувейта и Саудовской Аравии, растет осознание того факта, что им следует расширяться, чтобы успешно конкурировать с глобальным охватом и интеграцией, свойственными открытым акционерным обществам, при сохранении гибкости операций.

При продолжении данных тенденций общий вид мировой нефтяной промышленности будет резко меняться. Появится много новых участников, так как в странах бывшего СССР на месте государственных монополий возникает масса новых нефтяных компаний. В одной только России, очевидно, должен появиться ряд компаний, которые по величине активов и по масштабу деятельности должны быть по праву причислены к компаниям-лидерам.

Реструктуризация, сдерживание затрат, глобализация, приватизация — по отношению к нефтяной промышленности 1990-х годов эти слова более не являются новостью. Они стали существенными компонентами корпоративной культуры и структуры нефтяной промышленности сегодняшнего дня.

О структуре нефтедобывающей промышленности сказано достаточно. Настало время пройти в захватывающий мир нефтедобычи и узнать для начала, какой геологический пласт стремится обнаружить нефтедобывающая компания при поисках нефтяных и газовых месторождений.

Глава III

ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Земная кора состоит преимущественно из трех типов горных пород — вулканических, метаморфических и осадочных. Хотя нефть и газ присутствуют во всех трех типах пород, чаще всего они ассоциируются с осадочными породами. Известны различные пути образования осадочных пород, но основной путь — это отложение под действием ветра или воды или химическое осаждение (например, выщелачивание). Осадочные материалы подразделяются на обломочные породы (песчаники, сланцы), карбонатные породы (некоторые известняки) и доломиты.

Хотя осадочные породы ассоциируются с нефтью, далеко не всегда они содержат нефть. Согласно большинству теорий, для образования нефти необходимы остатки растений и животных, а также определенные температуры и давления. Каким же образом создавались такие условия?

Жизнь появилась в обширных морях и внутренних озерах, которые покрывали значительную долю современных материков. По мере гибели огромного количества морских растений и животных их остатки быстро опускались вниз водоема и были захоронены в иловых отложениях, которые постепенно собирались на дне (рис. 3.1).

Реки переносили огромные количества ила и песка, которые затем разносились течениями и распространялись за пределы постоянно меняющейся береговой линии морей. Они присоединялись к остаткам морских организмов, собирающимся на морском дне и в дельтах рек, где на них многократно оседали новые слои. Ил и морская вода предохраняли вещество от дальнейшего разло-

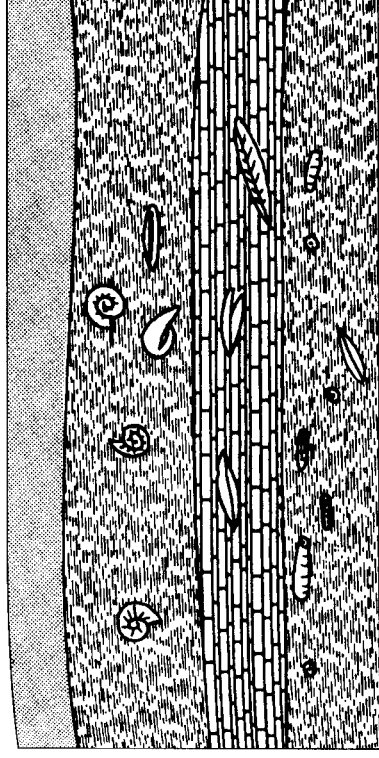


Рис. 3.1. Гибнущие растения и животные опускаются на дно водоема, где погружаются в слой песка, ила и тины

жения. По мере накопления новых слоев органического вещества, песка, ила, глины и извести и с течением времени масса покрывающих отложений оказывала огромное давление на лежащие ниже осадочные слои. С увеличением массы отложений подстилающий слой постепенно опускался, формируя и сохраняя плотные слои ила, песка и карбонатов. В конце концов они преобразовывались в осадочные горные породы. Огромное давление в сочетании с высокой температурой, действием бактерий и химическими реакциями и привело к образованию сырой нефти и природного газа.

Накопление и залегание

Вопреки распространенному мнению, нефть и газ не залегают в виде больших рек и озер под земной поверхностью (хотя мы и говорим о нефтяных пластах). На самом деле углеводороды — сырая нефть и природный газ, образованные из углерода и водорода, входящих в состав остатков древних растительных и животных форм, — находятся в виде флюидов в пространстве пор осадочных пород.

Вернемся к донным отложениям, которые мы обсуждали выше. Слой ила, содержащий первоначально разлагающиеся остатки растений и животных, называется *материнский пласт*. Материнский пласт включает темные морские сланцы и морской известняк. В результате постоянного сжатия материнского пласта, содержащего отложения, которые при этом трансформировались, повышалось давление и температура, достаточно высокие для того, чтобы нефть и газ *выходили* наружу из материнской породы и накапливались в прилегающих пористых и проницаемых породах (рис. 3.2), таких как песчаники, карбонатные породы (известняки) и доломиты. Эти породы являются хранилищами мигрирующих углеводородов и называются *породы-коллекторы*.

Но как же может нефть или газ проходить через скальную породу? Разве порода не твердая? В действительности нет. В горной породе находится множество крошечных пустот, которые называются *порами* (рис. 3.3). Эти поры являются пространством между отдельными зернами, которые и составляют породу-коллектор. В одних горных по-

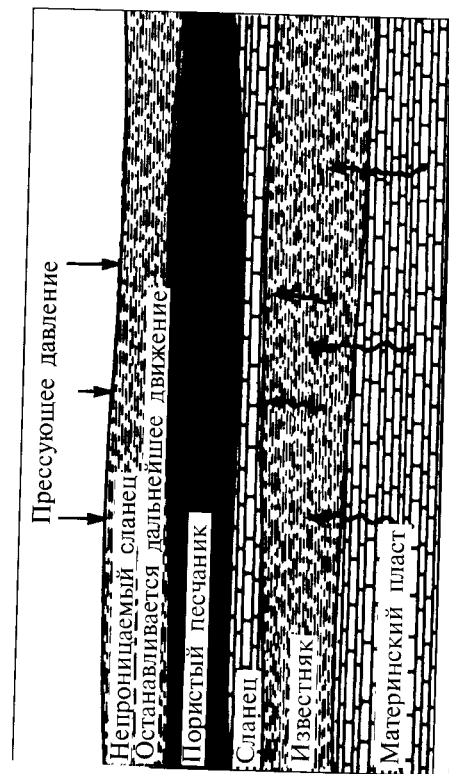


Рис. 3.2. Масса вышележащих слоев горной породы сдвигает подстилающий слой на дне моря, выталкивая углеводороды из материнского пласта вверх, в породу-коллектор

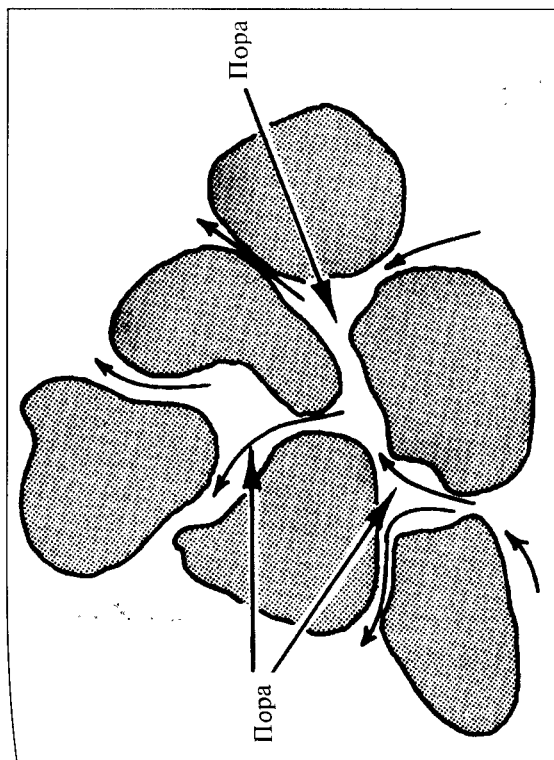


Рис. 3.3. Нефть собирается в пустотах или порах в горной породе и проходит через крошечные трещины и каналы. Это называется пористостью

родах имеются большие поры, в других — маленькие. Отношение объема пор к общему объему породы называется *пористостью*, которая обычно выражается в процентах. Например, пористость хорошего песчаника может достигать 30%, а плотный известняк может иметь пористость всего 5%. Таким образом, чем больше объем пор, тем выше способность горной породы удерживать значительные объемы нефти.

Помимо наличия достаточного пустого пространства в порах необходимо, чтобы углеводороды могли перемещаться из одной поры в другую и в результате оказаться ближе к поверхности. Легкость, с которой жидкость или газ проходит через соединенные друг с другом пустоты в горной породе, характеризуется *проницаемостью*. Чем выше проницаемость горной породы, тем легче углеводороды перемещаются внутри нее из одной поры в другую.

Понятие пористости можно проиллюстрировать следующим примером. Возьмите две банки одинакового объема. Одну наполните сухим песком, а другую — водой. Теперь медленно переливайте воду в банку с песком. Если вам удастся полностью переместить содержимое банки с водой в песок без переливания через край, то пористость составляет 50%, если только половину банки — 25% и т.д.

Таким образом, крошечные промежутки между частицами в осадочной породе образуют пустоты, в которых могут накапливаться нефть и газ. А крошечные трещины в горных породах позволяют нефти и газу выходить из материнских пород и проходить через породы-коллекторы.

Перемещение нефти и газа происходит, по-видимому, в две стадии. Во-первых, углеводороды легче воды. Если поместить каплю моторного масла в чашку с водой, масло будет всплывать на поверхность. Аналогично нефть и газ, которые образовались в материнских породах в нижних придонных слоях моря, переместились вверх к более пористым породам. Они продолжают подниматься сквозь пористые породы, пока не достигают слоя не проницаемой горной породы и таким образом оказываются в ловушке.

Откуда берутся эти слои и ловушки? Вспомните, что осадочные горные породы в основном залегают в виде горизонтальных слоев или неглубоких наклонных участков, которые называются *напластованиями* (или *пластами*) (см. рис. 3.1). По мере осадения новых слоев нижние слои сжимались и уплотнялись, превращаясь в горную породу. Однако большая часть горных пород недостаточно прочна, чтобы выдерживать перемещения и давление земной коры, поэтому они деформируются.

Одним из видов деформаций являются *складки*, они, как правило, образуют горные сооружения, такие как Скалистые горы (рис. 3.4). Складки различаются по размерам — от небольших морщин до огромных арок или впадин, занимающих сотни километров. Складки, направленные вверх, или арки, называются *антиклиналями*, а складки, направленные вниз, впадины, — *синкли-*

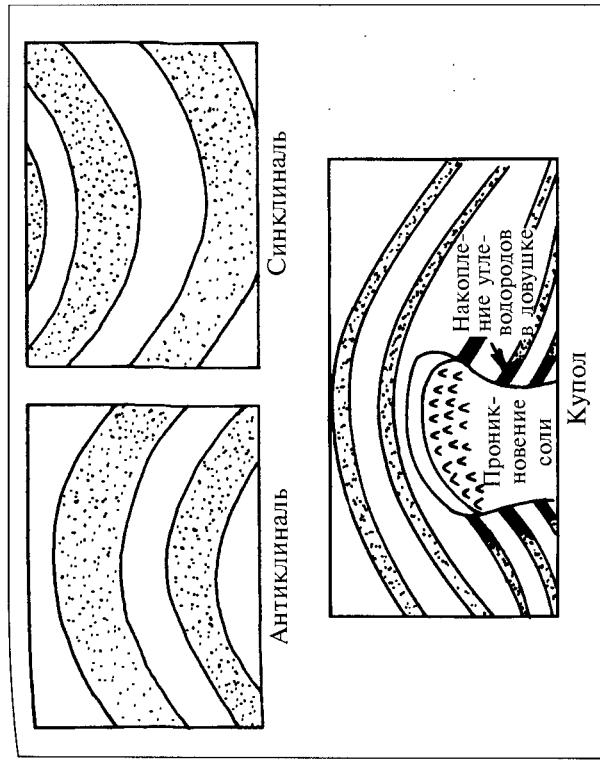


Рис. 3.4. Некоторые типичные виды складок

налями. Складки могут быть симметричными, с одинаковыми крыльями с обеих сторон, а могут быть асимметричными, когда одно крыло круче, чем другое. Очень короткая антиклиналь, свод которой снижается от верхней точки во всех направлениях, называется *куолом*. Купола очень важны для поиска нефти, так как именно с этими структурами была связана первая теория, позволяющая научно обосновать поиск и разведку нефти и газа.

Другим видом деформации горной породы является *сброс*. Практически все породы имеют разломы и образуют трещины, так называемые *линии кливажа*. Если слои породы по одну сторону от линии кливажа смещаются в направлении, противоположном их смещению по другую сторону, образуется сброс. Величина сбросов горных пород может изменяться от нескольких сантиметров до километра или даже многих километров, как, например, Сан-Андреас в Калифорнии. Сбросы подразделяют на

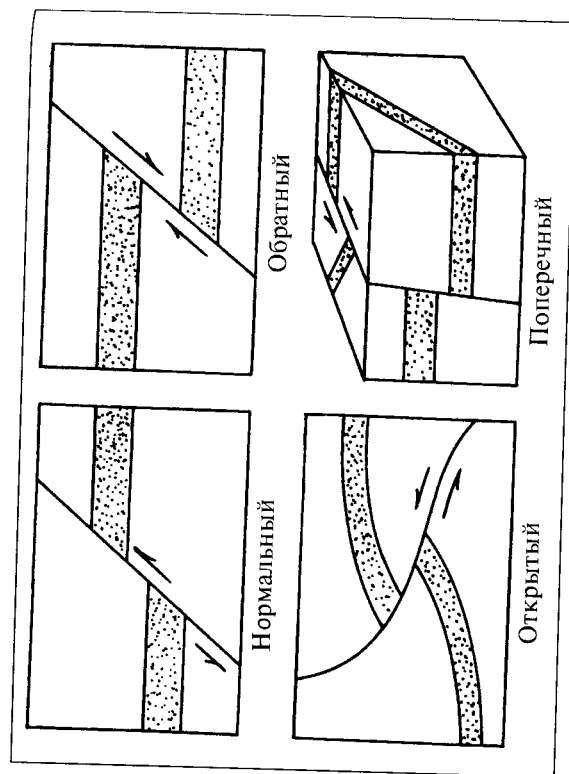


Рис. 3.5. Другой вид деформаций — сброс

нормальные, обратные, открытые и поперечные, в зависимости от вида смещения (рис. 3.5).

В нормальных и обратных сбросах смещение происходит вверх и вниз, а в случае открытых и поперечных сбросов пласты смещаются в основном в горизонтальном направлении. Сбросы могут быть смещены одновременно и вертикально, и горизонтально.

Другим результатом движения земной коры является уничтожение или частичное предотвращение отложения ряда осадочных пород, которые присутствуют в других местах. Такую глубинную эрозийную поверхность называют *несогласное напластование* (рис. 3.6). Оно также имеет важное значение, так как может выступать в качестве ловушки.

Движение земной коры — очень важный фактор в геологии нефти, поскольку оно позволяет сформировать структуру (ловушку), которая улавливает нефть и газ. Не забывайте, что нефть или газ продолжает постоянно пе-

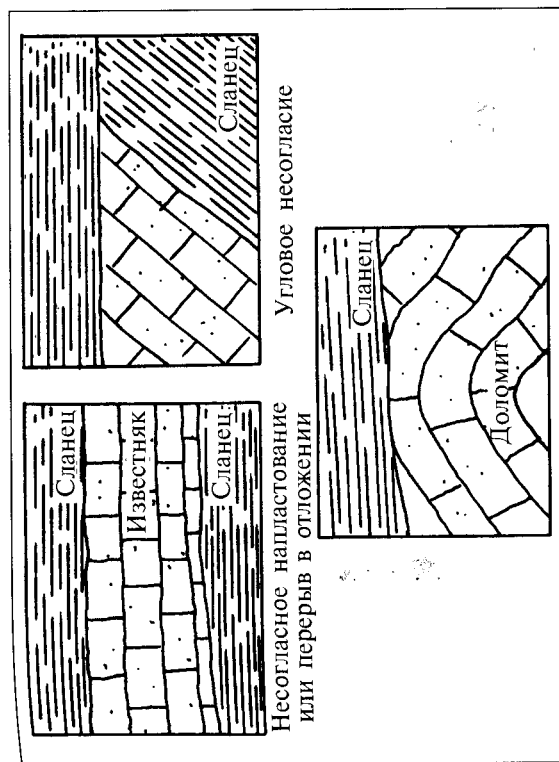


Рис. 3.6. Несогласное напластование

ремещаться вверх, двигаясь при этом иногда вертикально, иногда горизонтально, пока наконец не оказывается в ловушке, образованной какой-либо деформацией в пласте или слое.

Ловушки делятся на три основных типа — структурные, стратиграфические и комбинированные. В *структурных ловушках* в породах-коллекторах нефть и/или газ задерживаются вследствие структурных особенностей (складка или сброс). Данные структурные особенности создаются в результате движения земной коры. *Стратиграфические ловушки* удерживают нефть и/или газ вследствие изменения литологии горной породы, т.е. типа породы или ее пористости. Наконец, *комбинированные ловушки* включают в себя особенности как структурных, так и стратиграфических ловушек (рис. 3.7).

Таким образом, для накопления залежей нефти и газа необходимы три фактора. Во-первых, нужен источник нефти и газа. Во-вторых, должна быть порода-коллек-

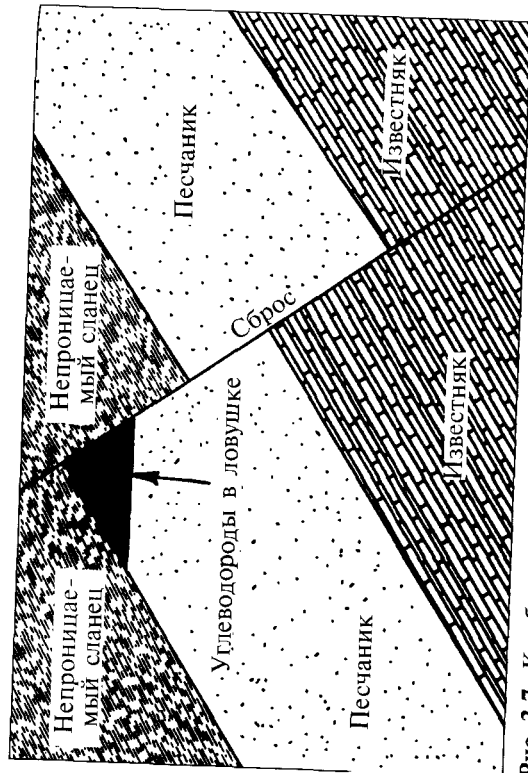


Рис. 3.7. Комбинированная ловушка. Углеводороды накапливаются по структурному механизму в результате наличия сброса и по стратиграфическому за счет непроницаемого слоя сланцевой породы

гор — пористый пласт, достаточно проницаемый, чтобы жидкость могла проходить через него. В-третьих, нужна ловушка или барьер, чтобы жидкость остановилась и стала накапливаться.

Сегрегация нефти и газа и вытеснение нефти из коллектора

Когда нефть попадает в ловушку, она вытесняет оттуда соленую воду, оставшуюся от древнего моря. Нефть всплывает на поверхность соленой воды с той же легкостью, что и на поверхность чистой воды (крупные разливы нефти в море показывают, что это действительно так). Поэтому нефть и газ продолжают перемещаться вверх, оставляя соленую воду в нижней части породы-коллекто-

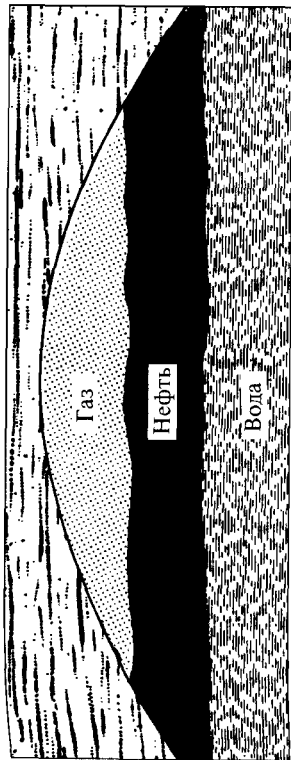


Рис. 3.8. Газ, нефть и вода в коллекторе стремятся разделиться в соответствии с величиной их плотности

ра (рис. 3.8). Газ еще легче, чем нефть, поэтому он обычно находится в самых верхних частях ловушки. Нефть, а также нефть с растворенным газом располагаются ниже, чем чистый газ. Соленая вода находится под нефтью.

Поскольку вода с растворенной солью тяжелее, чем нефть, она не вытесняется полностью из пространства пор ловушки. Оставшаяся вода, которая называется *реликтовой водой*, заполняет меньшее пространство пор или образует пленку на поверхности частиц или зерен горной породы. Нефть и газ, таким образом, располагаются в порах, покрытых этой пленкой. Вот почему вода с растворенной солью часто поступает из скважины вместе с нефтью или газом. Когда нефть и газ попадают в ствол скважины, а затем поднимаются к поверхности, они увлекают вместе с собой реликтовую воду.

Что же является движущей силой, которая заставляет жидкость из горной породы перемещаться в ствол скважины? Иногда это перепад давления. Жидкости перемещаются из областей с более высоким давлением в области с более низким давлением. Давление в стволе скважины ниже, чем в окружающих слоях горной породы, поэтому нефть, газ и вода текут туда.

Вода также вносит свой вклад в этот процесс. Если в верху коллектора происходит сброс давления, вода наклоняется снизу подталкивать вышележащие слои нефти и

газа в направлении ствола скважины. Такая ситуация называется *водонапорным режимом*. Аналогично действует и *газонапорный режим*. Газ сосуществует с водой и нефтью в коллекторах в двух основных видах — как *растворенный газ* и как *свободный газ*. Природный газ остается в растворенном состоянии, если давление достаточно высоко, а температура достаточно низка. Когда нефть выходит на поверхность и давление сбрасывается с помощью разделительного оборудования, газ выделяется из раствора. Свободный газ обычно накапливается в верхней структурной области коллектора, где образуется газовую шапку. В случае газонапорного режима ствол скважины пробуривают внутрь слоя нефти. По мере уменьшения количества нефти газ расширяется, сбрасывая давление, и заставляет нефть двигаться в сторону ствола скважины (режимы вытеснения нефти из коллектора более подробно обсуждаются в главе IV).

При эксплуатации скважины предпочтителен газ в растворенном состоянии. До тех пор пока в коллекторе имеется свободный газ в виде газовой шапки, нефть в коллекторе остается насыщенной растворенным газом. Наличие растворенного газа понижает вязкость (или текучесть) нефти и облегчает ее поступление к стволу скважины.

Классы нефти

Один из основных способов классификации нефти — это классификация согласно плотности по API. Плотность по API — это величина, которую определяют по формуле, предложенной Американским институтом нефти (American Petroleum Institute, API). Основными факторами, от которых зависит плотность сырой нефти, являются, по-видимому, температура и давление ее образования. В большей части осадочных бассейнов нефть становится легче (следовательно, плотность по API повышается) с увеличением глубины. Более старые, глубже залегающие горные породы обычно характеризуются высокими вели-

чинами плотности по API, а более молодые, неглубоко залегающие пласты — низкими. Эти величины имеют важное значение для оценки возможностей продажи конкретного класса нефти.

Другим важным пунктом классификации нефти и газа, поступающих в продажу, является количество примесей в них. Примеси присутствуют как отдельные свободные молекулы или как атомы, присоединенные к более крупным молекулам углеводородов. Наиболее широко распространенная примесь, сопутствующая сырой нефти и газу, — это сера. Сера является сильно коррозионно-агрессивной примесью, которую необходимо специально удалять на нефтеперерабатывающем заводе. Поэтому цена на высокосернистую нефть оказывается ниже, чем на нефть с низким содержанием серы. Кроме того, сера может представлять опасность при бурении скважин, если она присутствует в виде сероводорода — смертельно опасного газа, который может убить человека всего за 10 с.

Образование, перемещение и накопление нефти являются крайне неэффективными процессами. Всего около 2% органического вещества, рассредоточенного в мелководных горных породах, превращается в нефть или газ и только 0,5% собирается в коллекторах, пригодных для промышленной добычи.

Мировой объем рассредоточенных углеводородов примерно в 200 раз превышает их объем в коллекторах. В частности, это вызвано тем, что породы-коллекторы занимают меньше места в земной коре, чем все осадочные породы, вместе взятые. В предполагаемых областях нефтеносных бассейнов соотношение составляет от 10 : 1 до 100 : 1.

Наконец, для того чтобы коллектор стал продуктивным, должны быть несколько условий:

- присутствие ловушки, чтобы преграждать путь нефти и газу;
- достаточные толщина и протяженность коллектора и достаточный объем пор для накопления значительного объема углеводородов;

- возможность выхода жидкости и газа из коллектора с достаточной скоростью, после того как он будет открыт для добычи;
- самое важное: количество нефти и газа должно быть достаточным для обеспечения коммерческой эффективности всего предприятия.

Если эти условия выполняются, можно приступать к разработке месторождения.

Глава IV

РАЗРАБОТКА

Мы узнали, как формируется коллектор нефти, имеющий коммерческую ценность. Теперь рассмотрим, что необходимо предпринять на поверхности, если компания планирует пробурить скважину, чтобы испытать, а затем разрабатывать пласт. Работа начинается в отделе по освоению участка.

Функции отдела по освоению участка

При разделении труда в нефтедобывающей промышленности операции с неразработанными участками, где еще не были пробурены скважины, выполняет отдел по освоению участка. В тесном контакте с ним работают отделы разведочных работ и юридический. При этом роли отдела разведочных работ и юридического отдела до такой степени переплетены, что их часто объединяют.

Отдел по освоению приобретает в собственность неразработанный участок и управляет работами до тех пор, пока не начата добыча или пока компания не примет решение избавиться от этой недвижимости. Отдел по освоению также рассматривает вопрос, насколько компания связана непродуктивной собственностью. Отдел разведочных работ дает рекомендацию, что именно следует приобрести в собственность, сохранять или разрабатывать, а от чего следует отказаться. При этом юридический отдел изучает права собственности, ведет все необходимые судебные процессы по правам собственности, а также одобряет или составляет необходимые юридические документы.

При приобретении неразработанного участка отдел по освоению опирается на информацию из двух различных источников — агентурные данные и результаты обмена информацией. Агентурные данные позволяют компании быть в курсе деятельности конкурентов относительно разведки и аренды участков.

Обмен информацией, например коротажными диаграммами, с другими компаниями также способствует снятию завесы секретности, которой в свое время была окутана деятельность нефтяных компаний. В наше время общие данные по вопросам геологоразведочных работ и аренды участков стали общедоступными благодаря геодезической информационной службе.

На основе информации, полученной от агентов, иногда приобретают так называемые защитные площади в районе, где данная компания еще не проводила разведку. В других случаях общая информация может подсказать геологам, что имеющийся нефтеносный участок еще не полностью разработан. Как бы то ни было, как только перспективы обозначились, на сцену выходит *лэндмен*.

Для приобретения площади лэндмен ведет переговоры напрямую с землевладельцами или с маклерами по аренде. Как и агент, лэндмен должен владеть обширными знаниями, а также уметь эффективно общаться с людьми. Ему необходимы базовые знания в области нефтяной промышленности, а также практические знания в области договорного права, прав собственности, бухгалтерского дела, налогообложения и государственного регулирования.

На стадии аренды лэндмен предлагает землевладельцу арендный договор, при этом землевладелец обычно составляет за собой рентную долю, равную одной восьмой общей добычи нефти и газа (рис. 4.1). Помимо этого почти всегда нефтедобывающая компания должна будет заплатить арендодателю бонус за заключение договора аренды. Таким бонусом может быть как обещание пробурить скважину в течение определенного периода времени, так и наличный платеж из расчета определенной суммы на единицу площади. Какой бы ни была договорен-

Регистрация по запросу	Место над линией используется регистратором
О регистрации сообщить	

**СОГЛАШЕНИЕ ОБ АРЕНДЕ ПРАВ
НА ДОБЫЧУ НЕФТИ, ГАЗА И МИНЕРАЛОВ**

Настоящее соглашение заключено и вступило в силу (дата) 19__ между _____ (наименование компании), именуемым в дальнейшем «Арендодатель», и _____ (наименование компании(й), именуемым далее «Арендатор».

ПРИНИМАЯ ВО ВНИМАНИЕ внесенную авансом арендную плату, получение которой подтверждается настоящим Соглашением, обязательства и соглашения, которые Арендатор обязуется соблюдать и исполнять, Арендодатель передает и предоставляет Арендатору в аренду поименованную далее землю (называемую здесь «арендованной землей») с целью (и с исключительным правом) проектирования, разведки, бурения скважин и эксплуатации арендованной земли для добычи нефти, газа, других углеводородов, а также попутных веществ, серы, азота, диоксида углерода, гелия и других веществ (ниже именуемых «вещества»), представляющих коммерческую ценность (последние могут добываться на арендованной земле из скважин, как аналогичных перечисленным выше, так и иных), а также добычи, извлечения, переработки, хранения, вывоза и реализации таких веществ из арендованной земли наряду с правом строительства, сооружения, технического обслуживания, эксплуатации, использования, ремонта и замены трубопроводов, телефонных и телеграфных линий, линий энергоснабжения, резервуаров, механического оборудования, устройств, зданий и других сооружений, полезных, необходимых или уместных для проведения работ на арендованной земле, правом вести на земле бурение для получения воды и бесплатного пользования полученной при этом водой (но не водой из скважин Арендодателя), а также правом проезда (выезда и выезда) через арендованную землю с любой из вышеуказанных целей. Любые трубопроводы и линии связи на опорах или дорогах, построенные Арендатором, могут быть также использованы в его деятельности на прилегающих землях. Арендодатель должен иметь право занимать и использовать арендованную землю любым способом и в любом объеме, если это не противоречит предоставленным Арендатору правам и не препятствует его деятельности в соответствии с этими правами. Земля, арендованная в соответствии с данным соглашением,

Рис. 4.1. Образец договора на аренду нефти, газа и полезных ископаемых

расположена в округе _____ штата Калифорния и описывается следующим образом:

Вместе с правами, которые могут принадлежать Арендодателю в дорогах, улицах, аллеях, водных путях, каналах, канавах, руслах рек, сервитутах, полосах отчуждения, расположенных в пределах или непосредственно примыкающих к вышеописанному участку и состоящих _____ акров (приблизительно).

ВЛАДЕТЬ И РАСПОРЯЖАТЬСЯ оным на срок 20 лет, начиная с даты вступления в силу настоящего Соглашения, и в дальнейшем в течение такого срока, при котором Арендатор должен проводить разработку (включая без ограничений бурение, перебуривание, углубление, восстановление скважин, повторную разработку) или добычу на арендованном земельном участке или участках, объединенных с вышеуказанным, без перерыва более чем на 90 дней или должен быть освобожден от указанной разработки или добычи, как обозначено ниже.

Принимая во внимание упомянутые выше пункты, стороны договариваются о следующем:

1. На момент или в пределах _____ лет, начиная с настоящей даты (последний день указанного периода, именуемый ниже «рабочая дата»), Арендатор обязан либо начать бурильные работы на арендованной земле и продолжать их с разумной мерой внимания, пока нефть, газ или какое-либо иное из вышеупомянутых веществ не будет обнаружено в промышленных количествах или пока не будет достигнута глубина, при которой дальнейшее бурение, по мнению Арендатора, будет нерентабельным, либо отказаться от аренды, как обозначено ниже.

2. В соответствии с данным Соглашением Арендатор должен полностью уплатить Арендодателю арендную плату за первые _____ месяцев обозначенного срока. Если Арендатор не начал бурильные работы на арендованной земле либо действие аренды было прекращено в течение этого срока, то Арендатор, начавший процедуру по прекращению аренды, обязан ежегодно уплатить авансом либо предоставить Арендодателю в качестве арендной платы сумму, равную _____ на акр площади, за такое количество вышеуказанной земли, которое может оставаться под действием аренды на момент выплаты, и должен продолжать эти выплаты, пока не начнутся бурильные работы либо действие аренды не будет прекращено.

Рис. 4.1 (продолжение)

3. Платежи со стороны Арендатора, предусмотренные данным Соглашением, могут производиться в виде чека, выставленного и подлежащего оплате в соответствии с изложенным ниже. Все лица, имеющие право на участие в этих платежах, должны по требованию Арендатора объединиться и письменно указать какое-либо одно лицо, банк или компанию, выступающие в качестве представителя Арендодателя, для получения данного платежа с той целью, чтобы Арендатор не должен был производить выплаты иначе, чем по одному чеку, каковой должен подлежать оплате только при наличии одного получателя. Последний принимает на себя обязательство распределить сумму должным образом между лицами, имеющими право на участие в ее получении, без каких-либо дополнительных расходов для Арендатора. После обозначения лица, банка или компании, ответственных за получение платежа, указанные платежи должны производиться посредством отправления вышеупомянутого чека получателю платежа по указанному адресу. До обозначения получателя платежа чеки должны быть сделаны подлежащими оплате и высланы по адресу: _____.

4. Отказ Арендатора от условий выплаты или выплат, предусмотренных в данной части Соглашения, не должен считаться отказом по отношению к дальнейшим платежам. Если в некоторый момент в наличии не будет одного лица, банка или компании, имеющего право получения платежа, предусмотренного данным Соглашением, срок указанного платежа должен быть продлен вплоть до момента уведомления Арендатора о появлении получателя.

5. Любые заявления, которые одна сторона пожелает сделать другой в отношении данного Соглашения, могут быть сделаны лично или с помощью заказного почтового отправления с предварительной оплатой, адресованного второй стороне следующим образом: Арендателю _____ или Арендатору _____. Периодически любая из сторон имеет право уведомлять вторую сторону в письменном виде об изменении адреса, который должен впрямь использоваться вместо указанного ранее. Если какое-либо сообщение от одной из сторон к другой направлено в виде заказного почтового отправления, должно быть рассчитано время, необходимое для доставки заказной почты, в конце которого сообщение может считаться сделанным.

Рис. 4.1 (окончание)

ность, передача прав должна произойти до начала бурения скважины на участке.

Прежде чем начать бурение, следует провести переговоры с землевладельцем. Во многих случаях нефтяная компания предлагает отправить на участок группу гео-

физиков для проведения изысканий. В таком случае компания обычно покупает право проводить геологические изыскания и арендовать землю по фиксированной цене, если подтвердится перспектива бурения. Обычно владелец земли требует определенное вознаграждение за каждую пробную скважину.

В большинстве случаев владельцу земли также принадлежит право на добычу полезных ископаемых, находящихся на его участке под землей. Однако в некоторых случаях приходится иметь дело с двумя владельцами — одним, имеющим право на землю, и другим, имеющим право на добычу полезных ископаемых. Процесс становится еще более сложным, если участок земли разделяется на части, которые передаются или продаются разным группам. Таким образом, задачей лэндмена может оказаться всестороннее изучение ситуации, вплоть до получения соглашения, предоставляющего права как на землю, так и на полезные ископаемые.

Что, если изыскания проводятся на земле, принадлежащей государству? Если речь идет о США, исключительное право на разведочную деятельность и аренду может быть приобретено у Бюро по управлению землями (Bureau of Land Management), согласно закону об аренде месторождений полезных ископаемых (Mineral Land Leasing Law), принятому в 1920 г., Бюро по управлению землями, которое является субагентством министерства внутренних дел США, занимается операциями с этими участками. Другое агентство министерства внутренних дел — служба управления добычей полезных ископаемых (Minerals Management Service) — осуществляет аналогичные функции для морских разработок.

Независимо от владельца земель (частное лицо или государство), прежде чем начинать какую-либо деятельность по разработке, нефтедобывающая компания должна приобрести титул на участок земли для исследования или заключить арендный договор, который даст ей право проводить разведку и бурение на данном участке. Кроме того, нефтедобывающая компания приобретает право на добычу, продажу и перемещение нефти, газа, а также

других ископаемых, которые могут быть обнаружены на данном участке. Компания также старается получить права на прилегающие участки. Этот аспект будет рассмотрен более подробно в разделе, посвященном разработке месторождения. Следующая стадия, предшествующая разработке месторождения, — бурение пробной скважины, которое производится буровой компанией.

Буровые работы

Предположим, что геологи и геофизики изучили карты и сейсмические разрезы и определили, где может залегать перспективный пласт. Если это совершенно новый проект, то на этом участке бурят поисково-разведочную скважину, *дикую кошку*, называемую так потому, что она «там, в прерии, где живут только дикие кошки и ухают совы». Такое бурение связано с большим риском, шанс найти породу-коллектор, пригодную по величине для коммерческой разработки, весьма невелик.

Другой вид бурения называется *эксплуатационным бурением*. Такое бурение обычно осуществляется после небольшой геофизической разведки или вообще без нее. Но при этом известны характеристики продуктивности основных скважин, находящихся поблизости, а также имеется информация о структуре подземных слоев.

В случае эксплуатационного бурения риск значительно меньше, чем при разведочном или поисковом бурении. Хотя бурильные работы в обоих случаях одинаковы, стоимость эксплуатационной скважины ниже, чем стоимость поисково-разведочной, так как лучше известна структура нижних слоев. Геофизическая разведка обычно не требуется, проверок также проводится меньше. Еще одним важным различием является тот факт, что некоторые дорогостоящие меры предосторожности, связанные с работами по поисково-разведочному бурению, при эксплуатационном бурении оказываются ненужными.

В очень большой компании сектор бурения обычно входит в отдел добычи. Каждый район проведения работ

Таблица 4.1. Компания Gray Energy. Скважина №1. Анализ времени бурения

Параметр	Время, сут.	Доля от общих временных затрат, %
Завоз и монтаж оборудования	2,5	6,3
Бурение	20,6	52,3
Время простоя на ремонт	0,7	1,9
Оценка параметров пласта		
Каротаж	0,6	1,7
Отбор кернов	1,1	2,7
Опробование пласта	0,8	1,9
Ловильные работы	0,9	2,2
Цементирование	1,5	3,8
Выдерживание после цементирования	1,7	4,2
Кондиционирование бурового раствора	2,4	6,1
Заканчивание скважины	5,0	12,8
Принятие решений	0,5	1,3
Прочее	1,1	2,8
Всего	39,4	100,0
Общая глубина 9550 фут. (2900 м)		
Начало бурения 26.03.88 г.		
Скважина закончена 20.06.88 г.		

курирует свой буровой мастер (один или несколько), который организует работы на буровой установке, проводимые как компанией, так и субподрядчиком. Выше по иерархии могут находиться управляющий буровыми работами и штат инженеров, которые подчиняются начальнику производства. В некоторых больших компаниях нет управляющего буровыми работами, а вместо него имеется штат инженеров-буровиков, которые подчиняются непосредственно управляющему по добыче. Последний отвечает как за бурение, так и за добычу нефти.

Организационная структура независимого бурового подрядчика сравнительно проста, так как его задача — только пробурить скважину и ничего больше. Мастер бур-

ровых установок подчиняются управляющему буровыми работами компании-подрядчика, который курирует все буровые установки на определенной площади. Мастера буровых установок компании-подрядчика также непосредственно подотчетны буровому мастеру нефтедобывающей компании. В свою очередь, управляющие буровыми работами подчиняются вице-президенту или президенту в главном офисе. Инженерно-технические работники и конторские служащие обычно находятся в главном офисе, хотя некоторые компании-подрядчики имеют также филиалы, где размещается вспомогательный персонал.

Из двух вариантов — бурение скважины нефтедобывающей компанией или компанией-подрядчиком — преобладает второй. Более 90% всех скважин в странах свободного мира было пробурено независимыми подрядчиками. Это объясняется множеством причин, наиболее важные из которых приведены ниже.

- Работа независимого подрядчика, занимающегося только бурением, обычно более экономически выгодна, чем работа нефтедобывающей компании.
- В большинстве случаев нефтедобывающие компании бурят только несколько скважин в данном районе. Далее буровые установки нужно перемещать в другой район, что связано со значительными издержками.
- Как и буровое оборудование, буровые бригады тоже должны перемещаться с одного места на другое. В таком случае потребуются более высокая заработная плата и повысятся накладные расходы.
- Для буровых установок компании потребуются длительные циклы бурения, в то время как буровые установки подрядчика можно повторно сдать в аренду.

В силу всех этих причин бурение независимыми подрядчиками является более популярным вариантом.

Если нефтедобывающая компания пользуется услугами независимого бурового подрядчика, составляют формальное письменное соглашение или подряд на бурение.

В этом соглашении приводятся обязанности и ответственность бурового подрядчика и нефтедобывающей компании-разработчика, которые являются в большей или меньшей степени традиционными. Как и в любой другой, в данный контракт могут быть включены любые положения, приемлемые для обеих сторон, однако с годами сложились три основных типа: 1) контракт по проходке, 2) поденный контракт, 3) контракт «под ключ». Конкретный тип договора задает основу, на которой будет производиться расчет за бурение скважины.

В случае контракта по проходке, который используется чаще всего, компания-подрядчик берет на себя пропустить скважину заданной глубины на условиях определенной суммы за каждый пройденный метр. Хотя оплата осуществляется на основании проходки (пробуренного расстояния), она обычно предполагает бурение скважины до определенной глубины. Если что-либо, не являющееся виной компании — разработчика месторождения, помешает пробурить скважину до заданной глубины, то подрядчик обычно не получает оплаты за проделанный объем бурения. Некоторые виды деятельности, например отбор керна, каротаж и опробование скважины, а также спуск обсадной колонны, считаются дополнительной работой, за которую компания — разработчик месторождения обычно рассчитывается с подрядчиком на основе дневной ставки.

По условиям контракта «под ключ», который становится все более распространенным, подрядчик поставит буровую установку, бригаду, а также все оборудование и материалы, необходимые для бурения скважины, включая каротажное оборудование и оборудование для опробования пласта, буровой раствор, а иногда даже оборудование для обсадной колонны и эксплуатационное оборудование. Нефтедобывающая компания не принимает на себя никаких обязательств, кроме одного — расплатиться за работу. Подрядчик должен предплатить должным образом законченную скважину или заглушенную сухую скважину, только после этого работа оплачивается. Преимущество такого типа контракта в том, что он предоставляет

ет компании-подрядчику большую свободу и этим повышает эффективность выполнения работы. Однако вследствие повышенного риска для подрядчика такой договор обычно оказывается дороже, чем контракт на поденной основе и даже чем контракт по проходке. Разновидность поденного контракта, которая широко применяется на Ближнем Востоке, использует оплату за число рабочих дней как стоимость подряда плюс размер прибыли на основе проходки как дополнительный стимул. Такой вариант считается приемлемым для обеих сторон.

Когда соглашение достигнуто, все арендные договоры подписаны и получены необходимые разрешения от местных властей, властей штата и федеральных властей, начинаются буровые работы. Следующей стадией является разработка месторождения.

Разработка месторождения

После бурения скважины, продуктивной в промышленных масштабах, что доказывает наличие месторождения нефти, на первый план выдвигается проблема оценки размеров данного месторождения. Следует определить продуктивную площадь и выделить на ней наиболее нефтеносные участки.

После установления данной площади как продуктивной, нефтедобывающая компания начинает составлять программу разработки, которая сможет защитить ее ответственность от отбора нефти компаниями, работающими на соседних участках, и обеспечить владельцу максимальную прибыль. Один из способов осуществления данной задачи — это заключить арендные договоры на возможно большее число соседних участков. Однако в большинстве случаев части месторождения принадлежат нескольким различным нефтедобывающим компаниям, которые ведут конкуренцию за добычу нефти. Таким образом, расположение первых скважин на неразработанных месторождениях зависит от границ, разделяющих участки, принадлежащие различным собственникам, а также от

геологической структуры. Ниже мы кратко рассмотрим вопрос защиты границ собственности.

Несмотря на имеющуюся возможность получить квалифицированную геологическую консультацию, ранний период разработки месторождения является неопределенным. При наличии конкуренции между несколькими нефтедобывающими компаниями они будут стремиться максимально быстрее закончить бурение и наладить добычу, а не обеспечить себе точные данные по скважине, необходимые для анализа структуры. Многие нефтедобывающие компании считают полученные ими данные каротажом по скважине конфиденциальной информацией. В этих случаях разработчикам месторождений оказывается затруднительно определить соотношение между структурными и стратиграфическими компонентами, так как данная информация является основной при составлении программы разработки месторождения.

При создании такой программы необходимо иметь в виду несколько моментов. В главе III мы обсуждали водонапорный и газонапорный режимы истечения нефти или газа из пласта (рис. 4.2). Когда природная энергия коллектора используется полностью, добыча нефти из этого коллектора будет более эффективной и экономически выгодной. Для первых скважин на месторождении давление коллектора выше и время добычи больше, поэтому как начальная, так и суммарная добыча для этих скважин будут значительно превышать таковые для скважин, пробуренных позднее. Задержка хотя бы на несколько месяцев может привести к значительной потере суммарной добычи.

Еще одним важным аспектом, с которым связано своевременное начало добычи, является стремление получить больше нефти, чем будет получено с соседнего участка. Нефтеперерабатывающая компания, которая первой доведет до конца разработку, может «перетянуть» к себе нефть с соседних участков. Движение нефти и газа не зависит от границ, разделяющих собственность различных компаний, и направлено оно к ближайшей скважине. Геоэкономически первые пробуренные скважины будут характе-

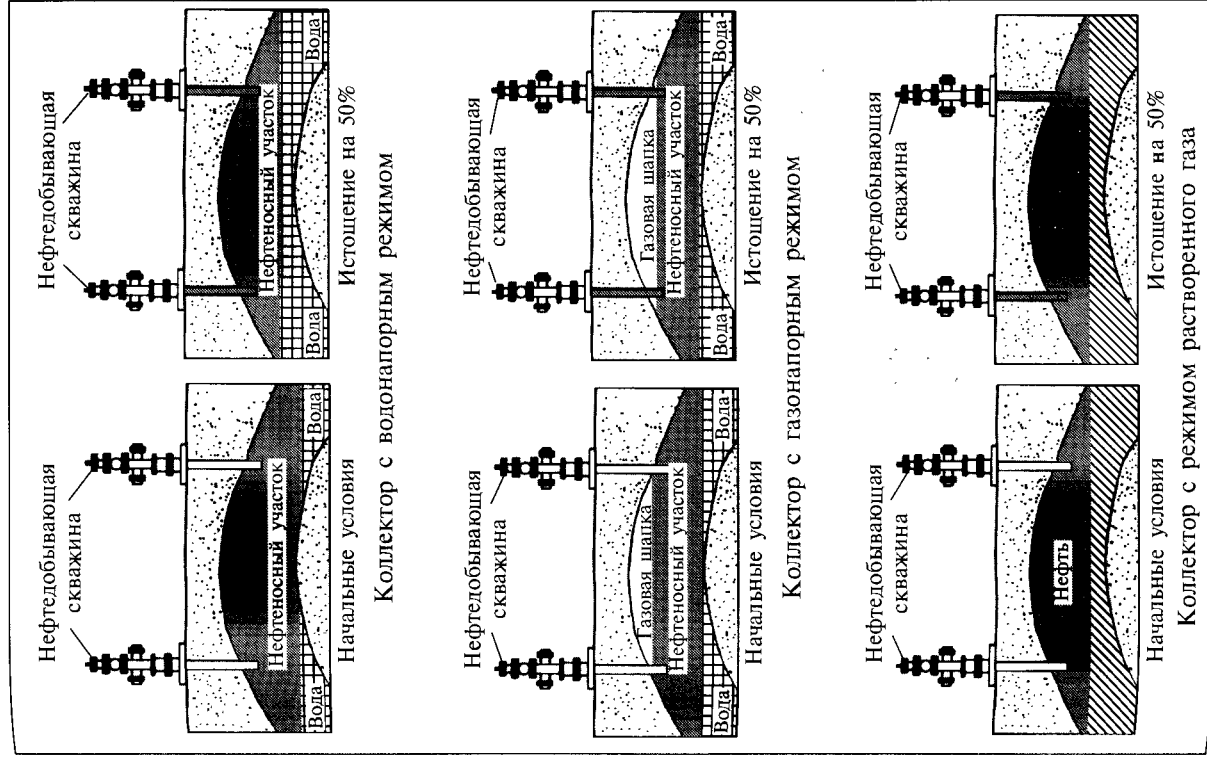


Рис. 4.2. Три варианта вытеснения нефти из пласта

ризуются более высокой суммарной добычей, если они находятся на наиболее выгодном месте участка. Начальная добыча также будет больше, так как на ранних стадиях разработки давление газа выше. Таким образом, принцип «обслуживание в порядке очереди» является важным фактором, и задача состоит в том, чтобы не опоздать.

Информацию, полученную в процессе и в результате бурения первой скважины, объединяют с данными, полученными ранее (каротажные диаграммы, карты и данные по добыче), — для определения размеров месторождения и оценки величины извлекаемых запасов нефти и газа. После этого составляется план разработки, в котором определяется общее число скважин, расстояние между скважинами и схема расположения скважин на местности.

Оценка числа скважин

Обычно нефтедобывающая компания стремится к тому, чтобы вести разработку на максимальной площади минимальным числом скважин без риска расположить скважину за пределами области залегания нефти и получить таким образом сухую скважину. Кроме того, продуктивность скважин должна рассматриваться в сочетании с затратами на бурение дополнительных скважин, чтобы определить их оптимальное число, которое обеспечит максимальную норму прибыли. Для решения этой задачи квалифицированный инженер-нефтяник применяет экономические принципы в сочетании с техническими талантами.

Для снижения риска вторую скважину обычно располагают за пределами оконтуренной нефтяной площади, при этом всего «в двух шагах», а не на большом расстоянии от первой. Инженер-разработчик суммирует геологические данные с данными по бурению для расчета наиболее благоприятного направления дальнейшей разработки от скважины, открывшей новое месторождение, на основании информации, полученной от этой скважины. Важными факторами при определении положения вто-

рой, третьей и последующих разведочных скважин, а также расстояний, которые могут отделять их от первой, является тип структуры, размер и протяженность ловушки или складки.

Расстояние

Обычно скважины располагают в соответствии с какин-либо определенным геометрическим рисунком. Во многих случаях расположение скважин внутри участка диктуется их положением на границах участка и расстояниями между ними, особенно если участок маленький. На большом участке больше возможностей для расположения скважин на научной основе.

Если структурные исследования указывают на наличие хорошо развитой антиклинали или купола, разведка границ продуктивной площади может проводиться бурением скважин в обоих направлениях вдоль главной оси

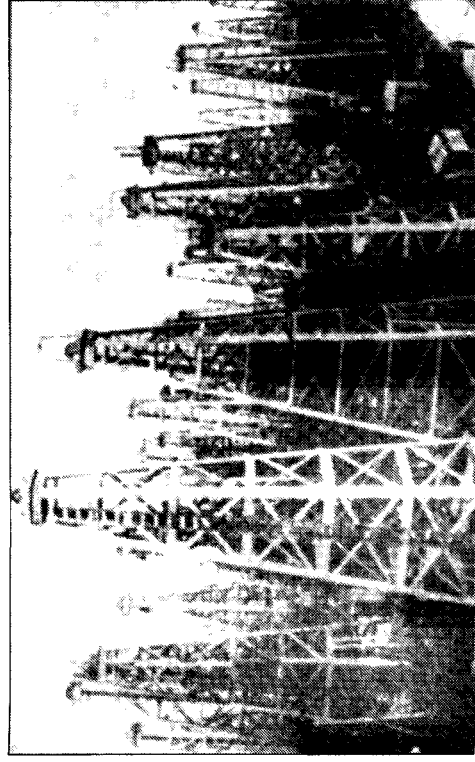


Рис. 4.3. В ранние годы не было принято никаких правил для определения расстояний между скважинами. В Спиндлтоп буровые установки находились в одном шаге друг от друга

структуры, при этом скважины располагают максимально близко друг к другу вдоль свода структуры, а затем вдоль линии, перпендикулярной оси. Скважины устанавливают попеременно по разные стороны свода, что позволяет исследовать боковые фланги вплоть до обнаружения краевой воды (это вода, окружающая продуктивный пласт) или до тех пор, пока скважины перестают быть рентабельными, так как дают слишком мало нефти.

Определение расстояния между скважинами — не такой простой вопрос. В каждом конкретном случае следует тщательно рассмотреть все физические и экономические условия, прежде чем принять решение. Затраты на бурение скважин должны быть согласованы с предполагаемой прибылью, чтобы таким образом определить наиболее экономически выгодное соотношение. Нефтедобывающая компания стремится определить число скважин, которое обеспечит максимальную прибыль. Вследствие наличия огромного числа переменных, это часто решается методом проб и ошибок.

Схема расположения скважин

Обычно скважины располагают в соответствии с какой-либо геометрической конфигурацией. Расстановка граничных скважин часто определяет расположение внутренних скважин, особенно для небольшого участка (рис. 4.4). Значительная площадь участка позволяет расположить скважины на научной основе.

В сущности, расстановка скважин предполагает предварительное бурение на некотором определенном, довольно значительном расстоянии друг от друга. После завершения этой первичной расстановки проводят бурение в промежутках между первичными скважинами, располагая новые скважины на расстоянии, которое обеспечивает наиболее экономически эффективное извлечение нефти. Описанный план имеет следующие преимущества:

- начальная добыча выше, чем в вариантах с обычным расположением;

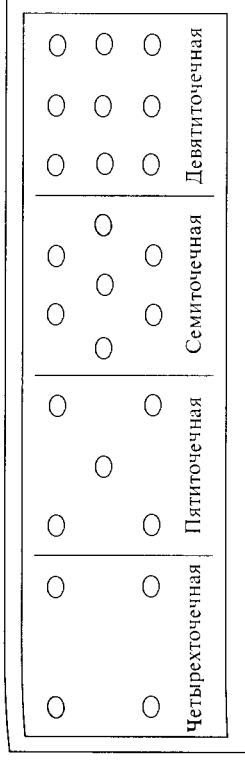


Рис. 4.4. Некоторые типовые схемы размещения скважин

- добыча нефти из скважин, расположенных на больших расстояниях, лучше поддерживается на определенном уровне, чем добыча из близко расположенных скважин;

- окончательное решение о расположении скважин можно отложить, пока не появится больше информации.

Очевидным недостатком, естественно, является риск пробуриТЬ сухую скважину. Для сокращения вероятности этого риска надо тщательно взвесить все данные, прежде чем принимать решение.

Разработка нефтеносного участка обычно проводится согласно одному из нескольких планов. Типовым вариантом является бурение рядов скважин поперек участка от разведанного месторождения к неразведанной площади. Этот метод обеспечивает максимальное снижение риска пробуриТЬ сухую скважину в том случае, если нефтедобывающая компания не уверена, что участок целиком продуктивен. Кроме того, в этом случае появляется возможность сохранения жизненно важной информации о структуре приповерхностного слоя в районе новой буровой площади перед бурением новых скважин. Похожим планом является последовательное бурение в направлении наружу от продуктивных опытных скважин, которые служат центрами.

В США действует общее правило — одна скважина на каждые 40 акров (16 га). В Канаде скважины обычно рас-

полагают менее плотно. На Ближнем Востоке, где продуктивность индивидуальной скважины обычно велика, стандартной расстановкой может оказаться одна скважина на 640 акров (256 га). Конкретная величина зависит от государства и государственного регулирования.

После того как число скважин, расстояние между ними и схема их размещения определены, начинают бурение. Когда все скважины пробурены, их нумеруют в том порядке, в котором проводили бурение. Крупные компании иногда нумеруют скважины с указанием их положения, независимо от порядка бурения. Такой вариант может быть предпочтительным, так как обозначение скважины сразу указывает на ее положение, однако недостатком является то обстоятельство, что нельзя сразу сказать, когда скважина была пробурена.

Дополнительные факторы

При составлении схемы разработки участка имеют значение некоторые дополнительные факторы:

- механизм вытеснения нефти из коллектора;
- регулирование дебита (темпа добычи) нефти;
- необходимое количество наземного оборудования;
- удобное расположение коммунальных сооружений и коммуникаций;
- возможность сбыта и рыночная стоимость;
- государственное регулирование.

Все они должны приниматься во внимание в общем плане.

Ранее мы обсуждали три режима вытеснения нефти из коллектора: водонапорный, растворенного газа и газонапорный. В зависимости от содержания коллектора и глубины пробуренной скважины данная скважина может быть, но может и не быть разработана до своей максимальной отдачи. Если при бурении не используется естественная энергия коллектора, то для добычи нефти потребуется какой-либо подъемник или насос, что создаст

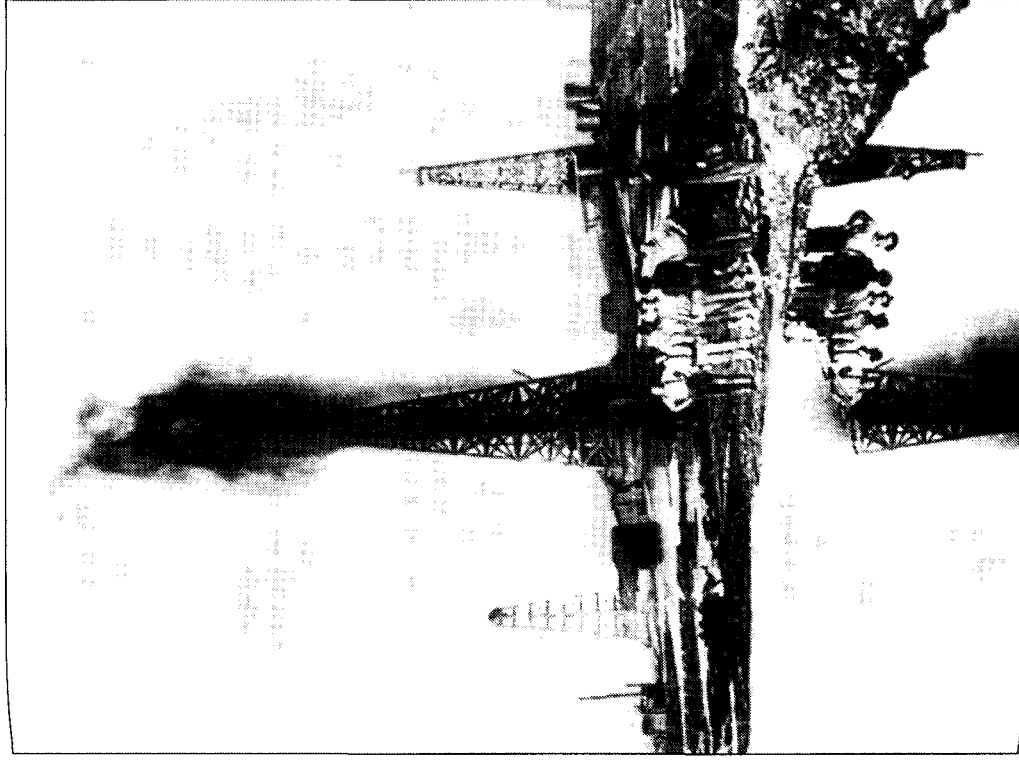


Рис. 4.5. Скважина № 1, известная как нефтяной фонтан Лэйк-вью в округе Керн (Калифорния). Фонтан начал бить при бурении скважины 10 марта 1910 г. Фонтанирование продолжалось с производительностью, достигающей 68 000 бар./сут., вплоть до сентября 1911 г., а затем прекратилось, вероятно, вследствие перекрытия ствола, вызванного обрушением стенок скважины (Собственность музея округа Керн)

дополнительные проблемы. Поэтому важно знать режим вытеснения нефти.

Регулирование дебита нефти также имеет значение. Эффективный отбор нефти из скважины не возникает случайно, а является результатом тщательных и обдуманных действий со стороны нефтедобывающей компании (рис. 4.5). Опыт показывает, что один из наиболее существенных факторов для достижения эффективного отбора нефти из скважины — регулирование дебита нефти. Чрезмерно высокие скорости добычи приводят к быстрому снижению давления в коллекторе, преждевременному выделению растворенного газа, неравномерному движению фронтов вытеснения газом и водой, оставлению нефти в пласте и ее прохождению мимо скважины. В худшем случае слишком быстрое истечение нефти может привести к тому, что оно будет полностью осуществляться в неэффективном режиме растворенного газа. Каждый из перечисленных факторов, вызванных избыточным дебитом нефти, снижает суммарную производимость скважины. Как правило, нефтедобывающие компании приходят к заключению, что наиболее эффективным способом регулирования механизма вытеснения нефти с точки зрения достижения максимальной отдачи скважины является ограничение дебита.

Еще один важный фактор в плане разработки — виды необходимого наземного оборудования (рис. 4.6). Как только на промысле появляется первая скважина и начинает давать нефть, требуются резервуары для товарной нефти, а также система сбора и очистки для нефти и газа. Эта часть наземного оборудования, как правило, устанавливается постепенно, по мере увеличения продуктивности скважин и их заканчивания. Тем не менее расположение и конструкция оборудования должны быть тщательно спланированы заранее в соответствии с размером и формой участка.

Следующим фактором, которому необходимо уделить внимание, является близость расположения коммунальных сооружений и коммуникаций. Если участок расположен в отдаленной местности, то может возникнуть необ-

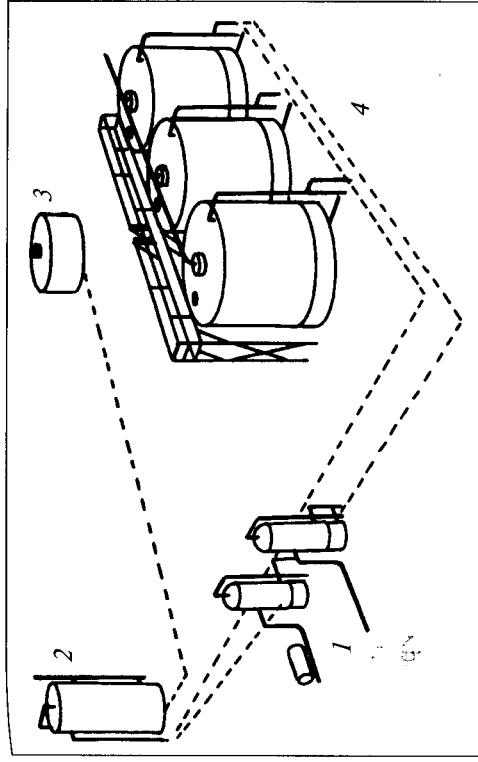


Рис. 4.6. Упрощенная схема монтажа наземного оборудования: 1 — сепаратор; 2 — нефтесепаратор; 3 — емкость для утилизации; 4 — резервуары для товарной нефти

ходимость строить дороги, прокладывать электрические провода, а также сооружать временные домики для строительных бригад. Если поблизости нет газопровода, его придется построить либо скважину заглушить до тех пор, пока месторождение не начнет осваивать вновь.

С этой проблемой тесно связана возможность сбыта и рыночная стоимость. И то, и другое зависит от своевременности. Если требуется дополнительное время для сооружения трубопроводов или для заключения контракта на продажу, за это время могут произойти значительные рыночные изменения и цена за 1 баррель сырой нефти или за 1 тыс. фут.³ (Mcf) газа также изменится. Затраты на бурение остаются значительным финансовым риском до тех пор, пока не установлен реальный потенциал разведочной области. Финансовые учреждения в большинстве случаев не дают кредитов на бурение скважин, так как это связано с риском. По этой причине многие компании вынуждены принимать осторожные программы бу-

рения, в которых доходы от первых скважин образуют капитал для бурения последующих.

По-видимому, самым сложным (и часто меняющимся) фактором из вышеперечисленных является государственное регулирование. В США, Канаде и большей части других стран, чтобы пробурить нефтяную или газовую скважину, требуется получение разрешения от соответствующего государственного ведомства (правительственного или относящегося к данному штату). Во многих областях установлены определенные требования к минимальному расстоянию между скважинами. Без специального разрешения не положено бурить скважину до того, как в распоряжении компании не будет найдаться определенное количество земли.

Все рассмотренные факторы влияют на процесс разработки месторождений, который далеко выходит за рамки собственно монтажа буровой установки и бурения отверстий в земле. Все они — сочетание крупного бизнеса и значительного риска и участие самых современных научных разработок — и все это действует одновременно, чтобы заставить нефть и газ выйти из-под земли на поверхность.

Глава V

БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ БУРЕНИЯ

Методы бурения и методы добычи нельзя рассматривать отдельно как две различные категории. Бурение скважин и добыча нефти неразделимы в большей степени, чем две какие-либо операции в технологии нефтяной промышленности. По этой причине мы коротко рассмотрим основы технологии бурения, прежде чем перейдем к методам оценки пласта.

Типы буровых установок

Наиболее широко распространена наземная буровая установка со *складной консольной вышкой*. Такую установку собирают на земле, а затем поднимают в вертикальное положение с помощью подъемного механизма буровой лебедки (рис. 5.1). Иногда ее также называют *складывающейся буровой вышкой-деррик*.

При монтаже такой буровой установки внешние части, состоящие из предварительно собранных блоков, соединяют между собой шпилантами. Рабочие буровой бригады устанавливают секции двигателя и буровой вышки в нужное положение и скрепляют их друг с другом. После этого монтируют двигатель и буровую лебедку. Наконец, секции складывающейся вышки-деррика укладывают горизонтально и целиком поднимают с помощью подъемного каната, талевого блока и лебедки.

Установки для морского бурения выполняют те же функции, однако их конструкция сложнее (рис. 5.2). На

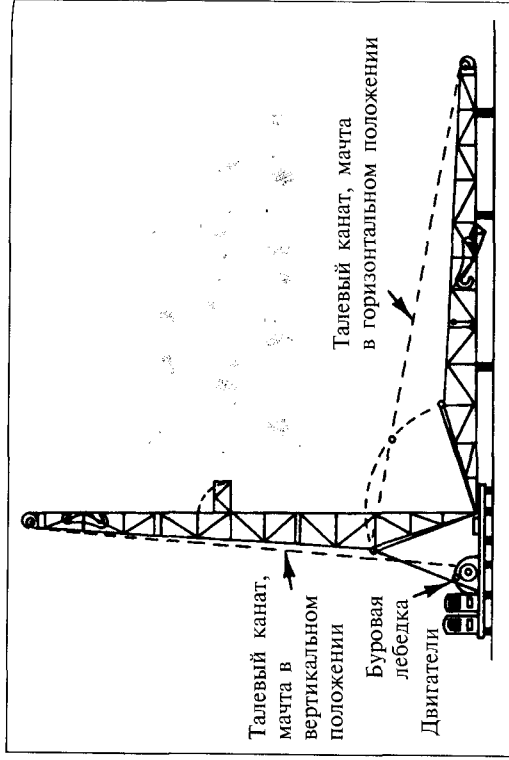


Рис. 5.1. Складная консольная вышка, используемая в установках для роторного бурения

мелководье или в болотистой местности применяют *баржи*. Баржа — это плоскодонное судно с малой осадкой, оборудованное складной буровой вышкой. *Самоподъемные буровые установки* работают при глубине около 100 м. Та-

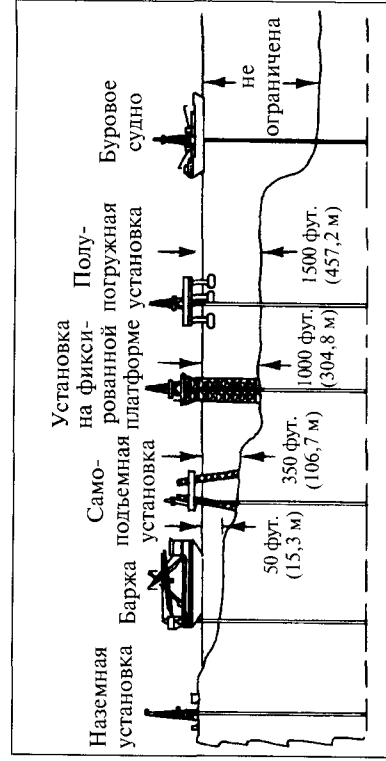


Рис. 5.2. Типы морских буровых установок

кие буровые установки очень прочные, так как стоят на дне. Корпус буровой установки медленно буксируют на нужное место при спокойном море. Далее «ноги» буровой вышки опускают с помощью домкратов, до тех пор пока они не встанут на дно под палубой, и затем продолжают опускать, пока палуба не оказывается поднятой над поверхностью воды (иногда на высоту до 20 м).

Еще один из многих видов морских буровых установок, *буровая установка на фиксированной платформе*, закрепляется на дне длинными стальными сваями. Такие платформы являются весьма прочными и устойчивыми, но они считаются постоянными сооружениями и практически не поддаются перемещению, в то время как самоподъемные буровые установки можно передвигать с одного места на другое. *Полупогружные установки* также могут работать в воде на глубине 200—500 м, они столь же устойчивы, но не закреплены на одном месте. К таким прямоугольным плавающим буровым установкам прикреплено несколько вертикальных колонн устойчивости, которые поддерживают палубу, оснащенную буровой вышкой и соответствующим оборудованием. Наконец, наиболее мобильной конструкцией, способной работать на произвольной глубине, является *буровое судно*, т.е. корабль, специально построенный или модифицированный для бурения в глубокой воде. Динамическое позиционирование оборудования с помощью двигателя с регулируемым шагом позволяет удерживать судно над стволом скважины.

Способы бурения

При бурении как на земле, так и в открытом море эффективная система бурения должна обеспечить: 1) способ разрушения и измельчения горной породы, через которую необходимо пройти, чтобы добраться до нефти и газа; 2) способ удаления раздробленного материала из скважины по мере бурения и 3) способ предотвращения обрушения стенок скважины и одновременного перекры-

вания выхода нефти и газа. Кроме того, в общем случае направление скважины должно быть как можно ближе к вертикальному, скважина должна быть достаточно глубокой, чтобы достичь породы-коллектора, а ее диаметр должен быть достаточно большим, чтобы внутри можно было опускать необходимые инструменты.

В настоящее время наиболее широко применяются два способа бурения: ударно-канатное и роторное. Хотя роторное бурение используется чаще, ударно-канатное бурение является более старым способом*.

Ударно-канатное бурение

При ударно-канатном способе бурение осуществляется за счет погружения в отверстие провольочного каната или троса, на конце которого находится тяжелое остроконечное изделие из стали — так называемое буровое долото. Движение вверх-вниз задается участку каната, находящемуся на поверхности. За счет возвратно-поступательного перемещения от пласта откалываются небольшие фрагменты (рис. 5.3).

Долото, которое весит несколько сот фунтов, находится в постоянном движении, пока не будет пробурено несколько метров вглубь. Затем канат поднимают с помощью барабана, установленного на поверхности, и после этого долото удаляют. С помощью другого каната, называемого желоночным канатом, в скважину опускают желонку — металлическую трубу с одноходовым откидным клапаном на нижнем конце. Фрагменты пласта, отколотые буровым долотом, собираются в ковш и удаляются из скважины, после чего можно возобновлять бурение.

Ударно-канатное бурение не предполагает использования больших количеств жидкости для циркуляции в скважине. Как правило, единственная жидкость в сква-

* В России и многих других странах широко применяются другие виды бурения с помощью гидравлических, электрических и других двигателей, спущенных на бурильных трубах непосредственно к забою скважин: турбобуры, электробуры, винтовые забойные двигатели и т.д. — *Примеч. науч. ред.*

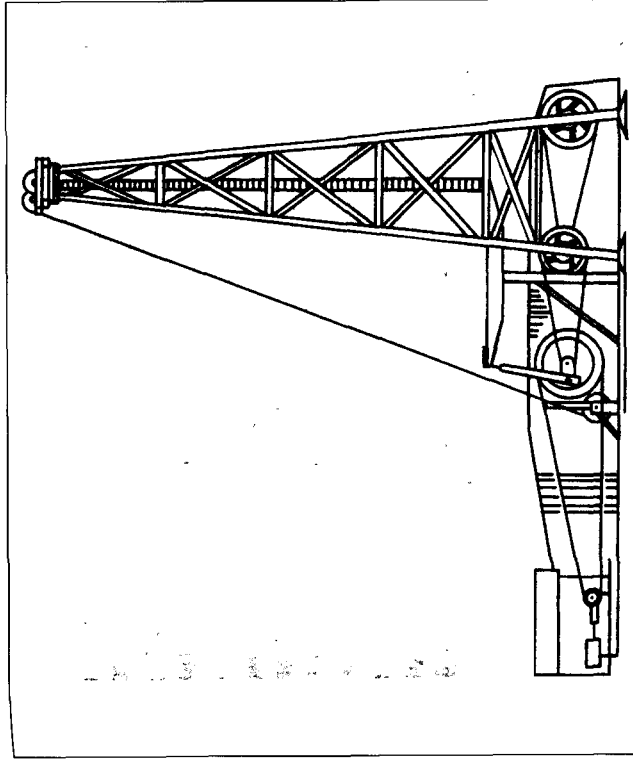


Рис. 5.3. Схема станка канатного бурения

жине — это жидкость, которая выделилась из пласта при бурении. Однако присутствие небольшого количества воды желательно; если вода не появляется за счет выделения из пласта, несколько галлонов воды заливают в скважину.

Одним из наиболее важных преимуществ канатного бурения является возможность быстро выявить нефте- и газопродуктивные зоны. Кроме того, его используют для бурения определенных типов пластов, чувствительных к буровым растворам на основе воды. В некоторых типах пластов вода из бурового раствора может вступить в химическую реакцию с глиной, входящей в состав горной породы. Это снижает скорость истечения нефти или газа. Применение кабельного способа бурения сводит эту проблему к минимуму благодаря небольшому количеству воды.

Бурение ударно-канатным методом — медленный процесс. В некоторых случаях скорость бурения однотипной породы этим методом в 10 раз ниже, чем скорость роторного бурения. Однако стоимость установки канатного бурения значительно ниже, чем установки роторного бурения, что может частично компенсировать низкую скорость.

В случае обнаружения нефте- или газоносного пласта высокого давления отсутствие в скважине жидкости, необходимой для регулирования их истечения, оказывается очевидным недостатком ударно-канатного бурения. Во многих случаях это может привести к выбросу нефти из скважины. При выбросе нефти и газ из подповерхностного пласта устремляются к поверхности и бесконтрольно вытекают из скважины. При выбросе фонтан нефти и газа может подняться более чем на 100 м над землей, при этом всегда возникает значительная опасность пожара.

Вследствие низкой скорости бурения и опасности выброса ударно-канатный метод редко используют при бурении скважин глубиной более 1000 м. Но и для менее глубоких скважин этот способ тоже в значительной мере уступил место роторному бурению.

Роторное бурение

Роторное бурение значительно отличается от канатного. При роторном бурении буровое долото, используемое для разбивки пласта, прикрепляется к стальной трубе, называемой *бурильной трубой*. При этом долото опускают до дна скважины. Труба вращается с поверхности с помощью бурового стола, через который проходит квадратный или шестигранный участок трубы, так называемая *ведущая бурильная труба*. Соединяясь на поверхности с бурильной трубой, ведущая труба проходит через буровой стол, вращение которого передается на нее, что, в свою очередь, вращает бурильную трубу и буровое долото в скважине.

Обычная процедура бурения является непрерывной и включает последовательное наращивание бурильной колонны навинчиванием или добавлением отдельных звеньев, обычно длиной 10 или 15 м. Бурение продолжается

до тех пор, пока не возникает необходимость сменить буровое долото — вследствие либо его износа, либо проникновения в пласт, для которого данное долото не вполне пригодно. Операции по замене бурового долота называются *спуско-подъемными операциями*. Последовательность операций, включающая выход из скважины, замену долота и возвращение в скважину, называется *рейсом*.

Роторное бурение производится тремя основными типами бурового долота: 1) долото режущего типа (рыбий хвост), 2) шарошечное долото (оно называется также «долото для твердых пород»), 3) алмазное долото. Большая часть буровых наконечников относится к типу «долото для твердых пород», которые могут иметь разный вид для прохождения различных типов пород.

Буровая установка состоит из большого числа деталей, каждая из которых выполняет свою функцию. Основными частями буровой установки являются: 1) мачтовая вышка; 2) буровая лебедка; 3) двигатель; 4) система промывки буровым раствором; 5) бурильная колонна (рис. 5.4). Мачтовая вышка или *деррик* — это структура, которую устанавливают над скважиной для осуществления спуска и подъема бурильной трубы и оборудования. Буровая лебедка служит в качестве подъемного оборудования. Двигатели приводят в действие насосы для бурового раствора и лебедку, а также производят электроэнергию. Система промывки буровым раствором состоит из насосов, резервуаров, трубопровода и шланга для циркуляции бурового раствора. *Бурильной колонной* называется вся вращающаяся конструкция, которая состоит из ведущей трубы, бурильной трубы, воротника бура и бурового долота.

Буровой шлам — фрагменты пласта, отделенные буровым долотом, — непрерывно удаляется из нижней части скважины за счет циркуляции бурового раствора (промычной жидкости). Буровой раствор проходит вниз внутри бурильной трубы, а затем возвращается на поверхность снаружи трубы — это его основная функция. Кроме того, буровой раствор выполняет и другие важные задачи, в число которых входит охлаждение и смазка долота, образование глинистой корки на стенках сква-

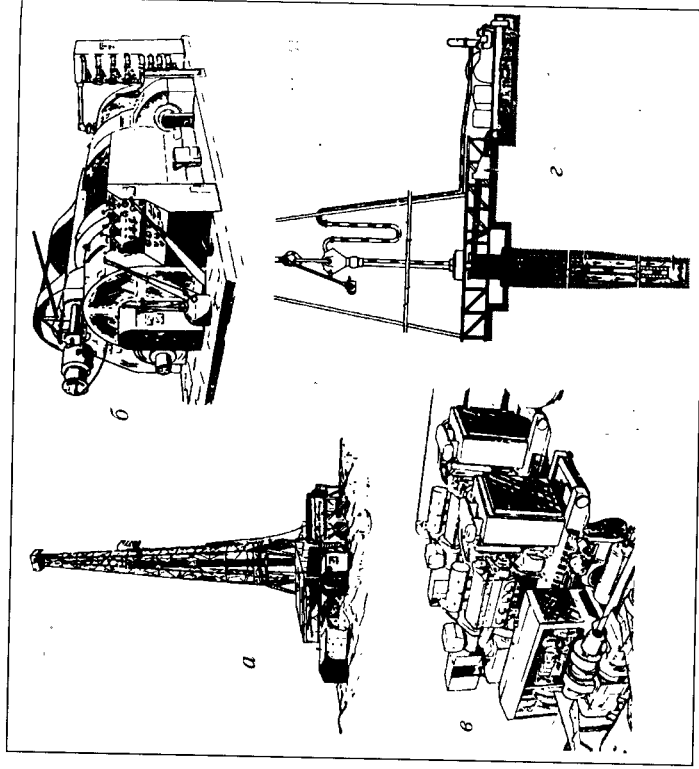


Рис. 5.4. Детали установки для роторного бурения: а — мачтовая вышка; б — буровые лебедки; в — двигатели системы промывки буровым раствором; г — система промывки буровым раствором и бурильная колонна

жины, что придает скважине большую прочность; создаваемое гидростатическое давление препятствует попаданию соленой воды, нефти и газа в ствол скважины, что помогает предотвратить выбросы.

Буровые растворы

Как уже отмечалось, при канатном бурении в качестве бурового раствора используют только небольшое количество воды. Однако при роторном бурении буровой раствор является очень важным компонентом процесса.

Наиболее широко распространенный тип бурового раствора — это суспензия глины в обычной свежей воде. Тонкоизмельченную глину (которая называется бентонит или гель) смешивают с водой, в результате образуется сравнительно мягкая однородная смесь. Во многих случаях к глиноводной смеси добавляют химические вещества для улучшения ее свойств.

Важным компонентом буровых растворов является утяжелитель, для этой цели чаще всего используется барит. Утяжелитель повышает плотность бурового раствора, что дает ему возможность противодействовать высокому давлению нефти, газа или соленой воды. Для решения определенных проблем, возникающих при бурении, используют специальные виды глиноводных буровых растворов.

Другим типом промывочной жидкости, который также применяется довольно часто, является буровой раствор на углеводородной основе (в виде масляной эмульсии). Растворы на углеводородной основе используют, когда водные растворы могут повредить пласт. Такие буровые растворы дороже, чем водные суспензии.

В качестве буровых растворов все более широко применяются воздух или газ. В некоторых случаях воздух и газ могут иметь значительные преимущества перед буровыми растворами как на водной, так и на углеводородной основе. Одно из них состоит в том, что воздух или газ не могут повредить пласт, как часто происходит в случае растворов на воде. Еще одним преимуществом газа или воздуха является значительно более высокая скорость прохождения по сравнению с другими буровыми растворами.

Специфический вариант бурения с продувкой воздухом — бурение с пенообразным материалом или с увлажненным воздухом. В этих случаях к воздуху, который прокачивается в скважину, добавляют небольшие количества воды или химического реагента, в результате чего образуется пена или туман. Бурение с промывкой пеной или с продувкой влажным воздухом применяют в тех случаях, когда в ствол шахты поступают большие объемы воды из пласта, который подвергается бурению.

Вещеизложенное является весьма упрощенным описанием техники буровых работ. Далее рассмотрим, как проводится оценка пластов с целью выяснения, содержат ли они достаточные количества углеводородов для их промышленного извлечения.

Глава VI

ОЦЕНКА ПЛАСТОВ. КАРОТАЖ, ОТБОР КЕРНА И ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ

В настоящее время ни один прибор не может точно показать наличие нефти под землей. Геологи и геофизики могут делать лишь предположения о наиболее вероятном географическом положении и геологических периодах, в которые возможно образование значительных количеств нефти. Однако только после бурения поисковой скважины у инженеров-нефтяников появляется возможность заглянуть в подземные пласты, которые пройдены буровым долотом. При поисково-разведочном бурении необходимо иметь комплекс методов и инструментов для локализации пластов и для оценки коммерческой ценности горных пород, через которые проходит бур. Использование этих методов и интерпретация полученных результатов называются *оценкой пластов*.

Методы оценки пластов можно условно разделить на две группы в зависимости от момента их использования — во время бурения или когда скважина (или хотя бы часть скважины) уже пробурена. Первая группа включает исследование бурового раствора, каротаж по выбуренной породе, а также отбор и изучение кернов. Ко второй группе относятся канатный каротаж, боковой отбор кернов, опробование пластов, а также опробование пластов приборами на кабеле.

Ни один из множества методов оценки пластов не представляет большой ценности сам по себе. Данные, полученные разными методами, всегда дополняют друг друга.

Каротажные диаграммы

Каротажной диаграммой называется любое отображение состояния скважины в табличной или графической форме. Наиболее часто для оценки пластов применяются следующие виды каротажа:

- анализ бурового раствора;
- измерение давления;
- исследование керна;
- кабельный каротаж.

Помимо этого инженеры-нефтяники используют другие виды документов, которые помогают определить характеристики пласта, такие как буровой журнал и журнал анализа образцов. Получаемые данные очень важны и, поскольку они пополняются постоянно, а не только во время перерывов в процессе бурения, они могут использоваться на наличие перспективного пласта. Затем составляется одна из самых сложных и дорогостоящих каротажных диаграмм, которая помогает убедиться в правильности первоначальных наблюдений и определить степень продуктивности пласта. Теперь рассмотрим буровой журнал и журнал анализа образцов.

Буровой журнал

Буровой мастер отвечает за буровую установку и бригаду в течение смены (которая называется *вахта*), продолжающейся 8 или 12 ч. Каждый буровой мастер составляет буровой журнал, в котором содержится описание операций и работ на протяжении данной смены (рис. 6.1). В журнал заносят геологические и механические данные

КАРОТАЖНАЯ ДИАГРАММА ОБРАЗЦОВ
БУРОВОЙ ЖУРНАЛ
(передняя сторона)

Месторождение Coatinga

КОМПАНИЯ
California Oilfields Limited

Буровой журнал, скважина № 78

Описание участка

Расположение скважины

Высота над уровнем моря 1178 фут.

Промышленное бурение: 29 октября 1913 г. Бурение закончено

От	До	Глубина, фут.	Пласт
0	10	10	Бурый суглинок
10	25	15	Бурый песок
25	55	30	Желтая глина
55	65	10	Крупнозернистый серый песок
65	98	33	Черный гравий
98	125	27	Бурый песок
125	185	60	Голубой песчано-глинистый сланец
185	210	25	Светло-голубой сланец
210	245	35	Крупнозернистый серый песок
245	315	70	Светло-голубой сланец
315	317	2	Бурый сланец
317	330	13	Голубой сланец
330	390	60	Песчанистый голубой сланец
390	404	14	Мелкий серый песок
404	440	36	Светло-зеленый сланец
440	450	10	Серый песок
450	478	28	Крупнозернистый серый песок и гравий
478	497	19	Серый песчанистый сланец
497	510	13	Крупнозернистый серый песок
510	535	25	Песчанистый голубой сланец
535	580	45	Голубой сланец
580	640	60	Песчанистый голубой сланец
640	690	50	Серый песок, выход гудрона
690	705	15	Голубой сланец
705	715	10	Песчанистый голубой сланец
715	723	8	Мелкий плотный песчаный грунт

Рис. 6.1. Буровой журнал

От	До	Глубина, фут.	Пласт
723	733	10	Мелкий плотный серый песок
733	740	7	Тонкий пропласток плотного песка
740	753	13	Серый песок, выход гудрона
753	757	4	Тонкий пропласток голубого песка
757	785	29	Мягкий серый песок
785	796	11	Голубой сланец
796	797	1	Тонкий пропласток плотного песка
797	805	9	Мягкий песок и гравий.
805	806	1	Вода (уровень воды 600 фут.)
806	870	64	Тонкий пропласток плотного песка
870	905	35	Вязкий голубой сланец
905	920	15	Мелкий серый песок
			Белый песок и морские раковины (2 заряда красного шлама около 930 фут.)
920	965	45	Мягкий серый песок
965	985	20	Песчанистый голубой сланец
985	1005	20	Песчанистый черный сланец
1005	1055	50	Мелкий мягкий серый песок
1055	1092	37	Плотный крупнозернистый серый песок
1092	1104	12	Вязкий черный сланец
1104	1129	25	Вязкий светло-голубой сланец
1129	1140	11	Светло-серый сланец
1140	1214	74	Вязкопластичный зеленый сланец (обсадная колонна 12,5 дюйма, зацементирована на глубине 1214 фут.)
1214	1233	18	Вязкопластичный зеленый сланец
1232	1280	48	Светло-зеленый сланец
1280	1295	15	Светло-голубой сланец
1295	1305	10	Светло-зеленый сланец
1305	1330	25	Вязкий голубой сланец
1330	1348	18	ВЯЗКИЙ СЕРЫЙ НЕФТЕНОСНЫЙ ПЕСОК, удовлетворительный
1348	1363	15	МЕЛКИЙ СЕРЫЙ НЕФТЕНОСНЫЙ ПЕСОК, качественный
1363	1380	17	Мелкий серый нефтеносный песок, нефти нет

Рис. 6.1 (продолжение)

От	До	Глубина, фут.	Пласт
1380	1393	13	МЯГКИЙ СЕРЫЙ НЕФТЕНОСНЫЙ ПЕСОК
1393	1410	17	Вязкий серый песок, нефти нет
1410	1421	11	Песчанистый черный сланец
1421	1423	2	Тонкий пропласток плотного песка
1423	1440	17	Мелкий черный песок
1440	1445	5	Тонкий пропласток плотного песка
1445	1470	25	Тонкий темно-серый песок
1470	1493	23	Песчанистый голубой сланец (обсадная колонна 10 дюймов, зацементирована на глубине 1626 фут.)
1493	1495	2	Тонкий пропласток плотного песка
1495	1500	5	Высокопесчаный сланец,
			выходы нефти и газа
1500	1510	10	Мягкий мелкий серый песок, выход нефти
1510	1525	15	Светло-голубой сланец
1525	1587	62	Серый песок, выходы нефти и газа
1587	1598	11	Песчанистый черный сланец
1598	1608	10	Мелкий плотный серый песок, нефти нет
1608	1620	12	Мелкий черный песок, выход сернистой воды
1620	1629	9	Вязкопластичный черный сланец

Рис. 6.1 (окончание)

для каждой скважины. В нем также может быть отражено наличие потоков жидкостей, относящихся к действию, либо проявления нефти или газа при бурении.

К буровому журналу прилагается диаграмма скорости проходки. Такую диаграмму часто составляют, когда проходка скважины приближается к зоне, представляющей интерес. Ее также можно вести постоянно при бурении скважины на территории, где имеется мало данных о глубине расположения зон, для которых возможно обнаружение углеводородов. Скорость проходки имеет значение, так как пласты, содержащие углеводороды, обыч-

но мягче, и скорость проходки оказывается выше по сравнению с бурением пластов более твердых пород, расположенных над или под ними. В некоторых случаях снижение скорости бурения может быть весьма значительным, хотя в других случаях оно может оказаться малозаметным.

Журнал анализа образцов

Продвигаясь в глубь Земли и проходя через горные породы, буровое долото измельчает породу на куски — *буровой шлам*. Эти куски выносятся на поверхность с циркулирующим буровым раствором и извлекаются из него. Квалифицированный геолог изучает их и получает важную информацию.

При бурении разведочной скважины образцы шлама отбирают из участков, расположенных на равном расстоянии друг от друга вдоль всего ствола скважины. В случае эксплуатационной скважины (пробуренной на площади известного месторождения) нет необходимости отбирать пробы со всего ствола скважины, можно исследовать только области, представляющие интерес.

При роторном бурении часть потока бурового раствора отводится в ящик для образцов. Скорость потока замедляют, и образцы опускаются на дно ящика. После определенного временного интервала образцы отбирают, промывают, помещают в мешки и маркируют — в таком виде они готовы для изучения геологами.

Отбор образцов — процедура, требующая внимания. Если время отбора точно не зафиксировано, нельзя будет правильно определить глубину, с которой были взяты образцы, и есть риск пропустить нефтеносный пласт. Нужно также принимать во внимание *время запаздывания*, т.е. время, которое требуется для выноса осколков породы из нижней части скважины на поверхность. В глубоких скважинах время запаздывания может измеряться в часах, поэтому требуется особая точность при записи и маркировке образцов.

Какую же информацию можно получить из анализа образцов? Можно, например, определить:

- тип горной породы (песчаник, сланец, известняк, доломит и т.д.);
- конкретный пласт, через который идет бурение, и его мощность;
- возраст породы;
- глубину, на которой был обнаружен данный пласт;
- указания на пористость, проницаемость, содержание нефти.

Эти сведения в сочетании с данными бурового журнала представляют собой результаты наиболее простых измерений из тех, какие могут быть сделаны в процессе бурения (рис. 6.2). Помимо описанных методов возможно также проведение специальных геофизических исследований в скважине специалистами по каротажу. Такие исследования включают анализ бурового раствора, измерение давления, изучение керн и кабельный каротаж.

Анализ бурового раствора

Анализ проб бурового раствора — это непрерывный контроль промывочной жидкости и кусков породы на наличие следов нефти или газа. В какой-то мере данное исследование предвещает отбор керн и опробование пластов. Кроме того, важность анализа бурового раствора состоит в том, что он обеспечивает безопасность, так как позволяет своевременно обнаружить опасные условия бурения, которые могли бы привести к выходу скважины из-под контроля и к выбросу нефти. Обычно помимо анализа бурового раствора осуществляют также осмотр, анализ и описание осколков породы (керн).

Как правило, анализ бурового раствора на содержание углеводородов осуществляется подразделением с помощью передвижной лаборатории. Техник, чаще всего геолог, проводит эту работу и составляет диаграммы анализа, обеспечивая таким образом нефтдобывающую компанию текущей информацией о ходе бурения (см.

рис. 6.2). Если обнаруживаются проявления нефти или газа, буровой мастер и техник узнают, что проходка, по-видимому, идет через нефтеносный пласт.

Так в чем же разница между анализом образцов и анализом бурового раствора? Журнал анализа образцов составляется геологом на основе изучения обломков пород. Анализ бурового раствора фактически является расширенным вариантом этого метода, включающим непрерывное исследование бурового раствора для обнаружения малых следов углеводородов в жидкости.

Существует два основных направления использования результатов этого анализа. Основная цель — оценка пласта в процессе бурения скважины на предмет определения точек для помещения обсадной колонны, отбора керн и дальнейшей оценки. Если анализ бурового раствора проводится именно для этого, бурение продолжается и каротаж проводится по ходу бурения. Если наблюдается заметное увеличение скорости бурения или имеются иные признаки (например, увеличение общего количества газа и/или появление тяжелых газов в пробах), которые могут означать, что буровое долото проходит через породо-ду-коллектор, то бурение прекращают.

После прохождения 3—5 м бурение прекращают и осколки породы поднимают на поверхность. Если проявления нефти не обнаруживается, то бурение можно возобновить с минимальной потерей времени. Однако если анализ шлама указывает на возможное наличие нефти или газа, отбирают керн или проводят опробование пласта. (Отбор керн и опробование пластов более подробно обсуждаются ниже.)

Диаграммы анализа бурового раствора составляют, как правило, для разведочных скважин или скважин, пробуренных на площади известного месторождения, если возникают конкретные проблемы. Например, если разведочные скважины располагаются в местах, для которых отсутствует подробная информация о строении подповерхностных слоев; на территориях известных месторождений, где имеются трудности в интерпретации данных вследствие наличия линзовидных песчаников,

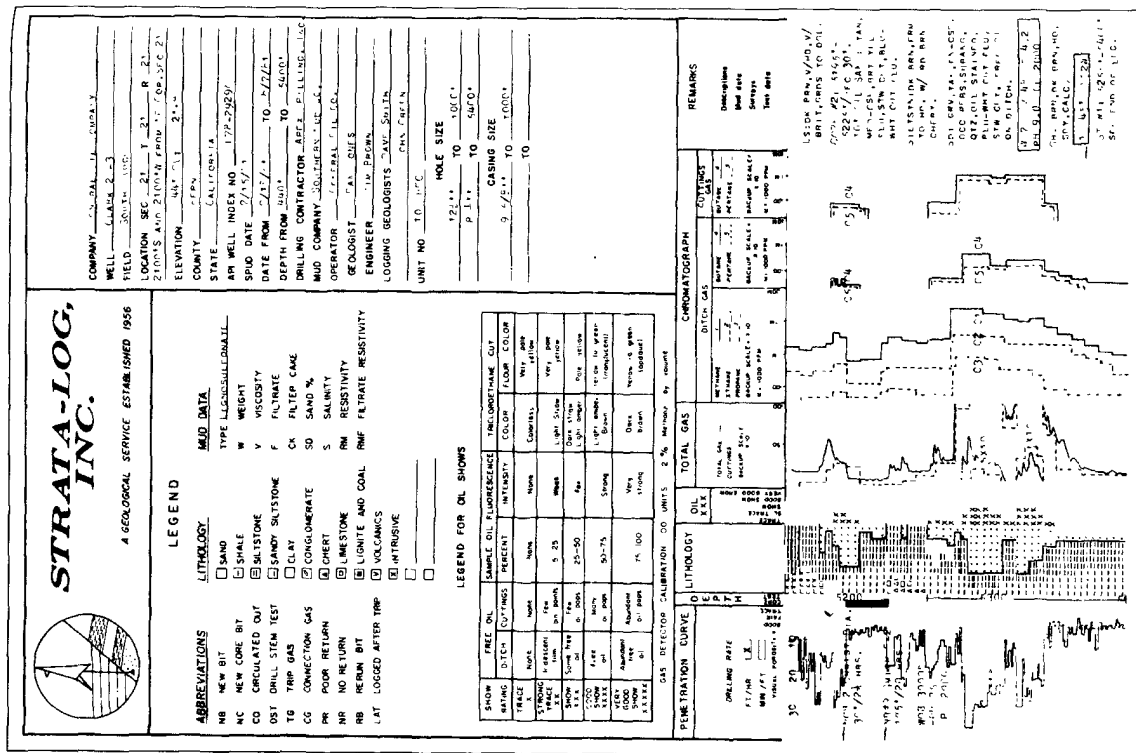


Рис. 6.2. Диаграмма анализа бурового раствора. Характеристики образцов показаны на литологической колонке (собственность компании Strata Log)

складчатости или сбросов; в местах, где ожидается наличие пласта высокого давления, а также в местах, где интерпретация диаграммы электрического каротажа затруднительна.

Анализ бурового раствора предоставляет необходимые сведения, включая:

- прямое определение наличия углеводородных газов в буровом растворе;
- хроматографический анализ бурового раствора на содержание индивидуальных углеводородов;
- общее содержание горючих газов в обломках пород;
- данные о наличии нефти в буровом растворе и в шламах;
- подробную кривую скорости бурения;
- диаграмму литологического разреза скважины и оценку пористости;
- характеристики бурового раствора;
- данные, имеющие отношение к работе в скважине (например, по планированию спуско-подъемных операций по замене бурового долота);
- данные по буровому долоту, по карбиду, об искривлении ствола скважины и прочие полезные инженерные данные.

Кроме того, можно отметить следующие преимущества указанной методики:

- результаты появляются в очень короткие сроки;
- исследование не препятствует продолжению бурения;
- диаграмма записывается одновременно с буровым журналом;
- подробные данные о подповерхностной структуре собираются непрерывно и анализируются.

Кроме почти немедленного указания на наличие продуктивной зоны диаграмма анализа бурового раствора может служить основой для быстрого и эффективного изменения программы бурения. Это — важный инструмент для подтверждения и корреляции.

Измерения по давлению

Диаграмма давления представляет собой компьютерный анализ определенных параметров бурения (рис. 6.3). Данные, непрерывно поступающие от нескольких источников на буровой площадке, обрабатываются с помощью компьютера, который постоянно выдает информацию о давлении в пласте. Такая обработка используется при бурении разведочных скважин, а также в тех случаях, когда давление в пласте трудно предсказать.

Аномальное давление в пласте может быть оценено графически с помощью регистрации выходов газа — их величины, характера и поведения, сопоставления этих данных с другими факторами, а также с такими геологическими данными, как тип пласта и размеры осколков. Давление является важным показателем, так как оно связано с пористостью. Пласты, характеризующиеся высо-

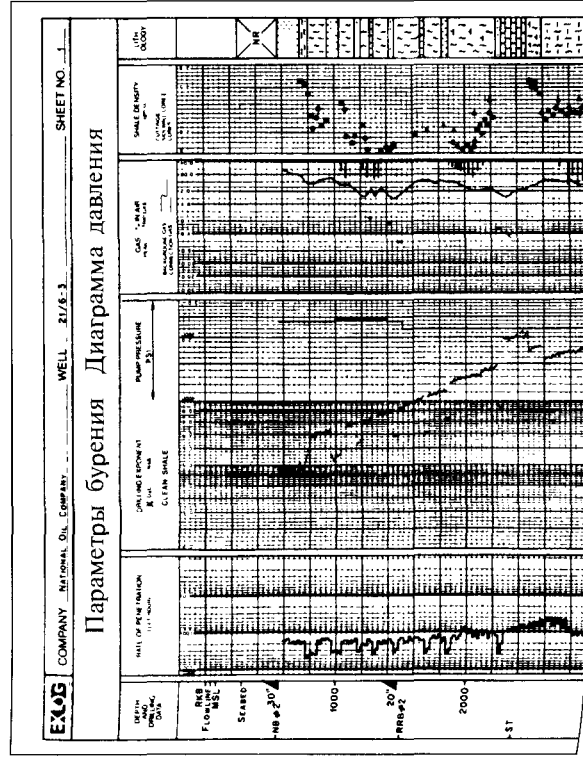


Рис. 6.3. Фрагмент диаграммы давления (собственность Exlog)

кими давлениями на определенной глубине, обычно представляют собой зоны с аномально высокой пористостью. Аномальность областей с высокой пористостью — следствие того, что с увеличением глубины погружения пластовое давление повышается и таким образом уплотняет массу породы.

Для оценки давления в скважине в процессе бурения применяют набор специальных приборов с датчиками для исследования поверхности. Помимо газовых датчиков этот набор включает:

- приборы для непрерывной регистрации массы, температуры и удельного электрического сопротивления бурового раствора;
- комплект специальной аппаратуры для определения насыпной плотности бурового шлама;
- сумматор объема бурового раствора;
- прибор для измерения дифференциального расхода бурового раствора;
- аппаратные средства и программное обеспечение для расчетов.

Исследование керна

Исследование керна представляет собой регистрацию данных по анализу керна и литологии разреза в зависимости от глубины. Оно используется для выяснения и оценки продуктивных возможностей приконтурных (грабничных) разведочных скважин. При разработке месторождения данные по анализу керна указывают, когда необходимо заканчивать скважину. При анализе керна можно также получить информацию для предварительной оценки нефтеносного участка. Наконец, эти данные нужны для проектирования усовершенствованных методов добычи нефти (повышения нефтеотдачи пластов с применением технических средств). Благоприятные результаты по керну (пористость, проницаемость, насыщенность флюидами) необходимы для эффективной эксплуатации

коллектора и для предсказания его отдачи. (Способы отбора и анализа кернов более подробно описаны в соответствующем разделе.)

Канатный каротаж

Одной из самых масштабных категорий каротажа является регистрация и измерение сигналов, которые передаются или испускаются приборами, помещенными в скважину с помощью стального троса или кабельного каната. Такие измерения обычно проводятся специальными компаниями. Результаты этих исследований, известных как канатный каротаж, позволяют получать данные, необходимые для оценки пластов.

Для проведения канатного каротажа в скважину опускают так называемый каротажный зонд и электронный блок, а затем поднимают их с определенной скоростью, которая зависит от конкретного вида измерений (рис. 6.4). При подъеме прибора из скважины на поверхность непрерывно поступает сигнал, который передается по проводнику, проходящему внутри троса. Поступающие данные обрабатываются на панели управления и записываются в подходящем формате каротажной диаграммы на пленке с помощью оптического регистрирующего устройства.

Полученные диаграммы обычно подразделяются на диаграммы электрического и радиационного каротажа, хотя есть и другие виды каротажных диаграмм, которые в данной книге мы будем называть «прочие». Ниже мы рассмотрим некоторые из этих типов каротажных диаграмм и их роль в оценке нефтеносного пласта.

Электрический каротаж

Электрический каротаж, который наиболее часто применяется в настоящее время, проводится посредством погружения измерительного прибора на изолированном электрическом кабеле в ствол скважины после удаления

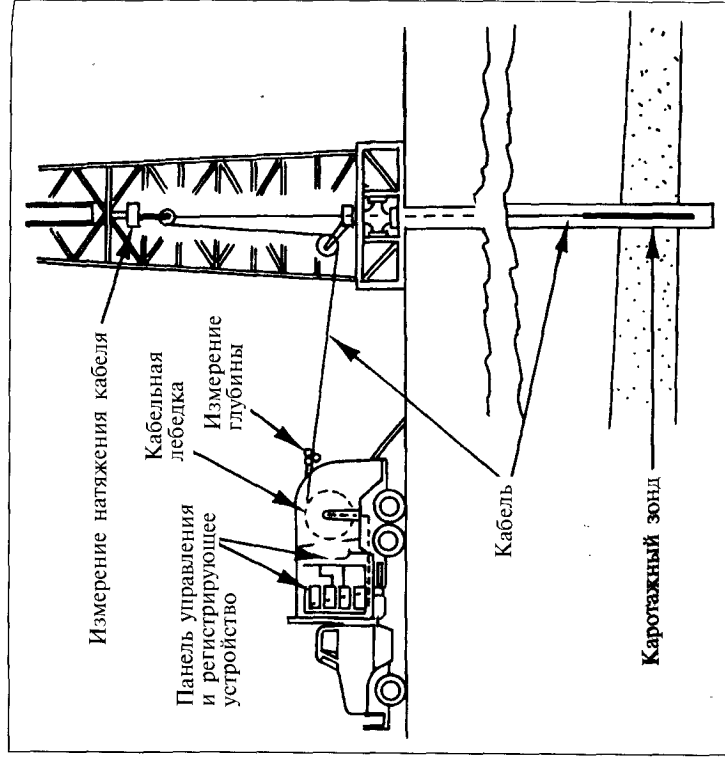


Рис. 6.4. Работа с каротажным зондом

оттуда бурильных труб. Каждый тип пласта характеризуется своим электрическим откликом, при этом электрические свойства нефти и газа отличаются от свойств воды. При электрическом каротаже измеряют электрические свойства пластов и пластовых флюидов. Таким образом, соответственно интерпретированная диаграмма может указать, содержит ли данный пласт нефть и газ, а также позволяет определить природу пласта (песчаник, известняк или сланец).

Электрокаротаж называют также *каротаж необсаженной скважины*, так как его нельзя проводить в скважинах с обсаженным стволом: стальная труба нарушает электрические свойства пласта.

При проведении данного вида каротажа строят графики для нескольких видов данных (рис. 6.5). Стандартная диаграмма электрического каротажа регистрирует два вида величин. В левой части находится кривая потенциала самопроизвольной поляризации, а в правой — кривая изменения удельного сопротивления. С каждым ходом инструмента можно одновременно записать несколько видов кривых.

Потенциал самопроизвольной поляризации — это малая величина электрического напряжения, которая характерна в той или иной степени практически для всех материалов. Напряжение играет ту же роль в электрических явлениях, что и давление для поведения жидкостей. Обе величины показывают потенциал, с которым нечто стремится течь. В случае электричества — это потенциал или давление электронов.

Удельное электрическое сопротивление является мерой сопротивления материала потоку электронов. Эту величину можно считать противоположной электропроводности, которая показывает способность материала проводить электричество (или поток электронов). Удельное сопротивление пласта позволяет получить данные о его возможной литологии и содержании жидкости.

Таким образом, и потенциал самопроизвольной поляризации, и удельное сопротивление представляют инженерам и геологам важную информацию о возможной продуктивности пласта.

Существует множество моделей и модификаций приборов, используемых для электрического каротажа. При *боковом каротаже* ток проходит в радиальном направлении через слой определенной толщины, что достигается специальным размещением электродов и использованием системы автоматического регулирования. При этом измеряемая величина не зависит от наличия бурового раствора в скважине. *Микрокаротаж* относится в основном к измерению удельного сопротивления; при этом электроды располагаются на резиновой прокладке на небольшом расстоянии друг от друга. Изолирующая прокладка помещается напротив стенки ствола скважины,

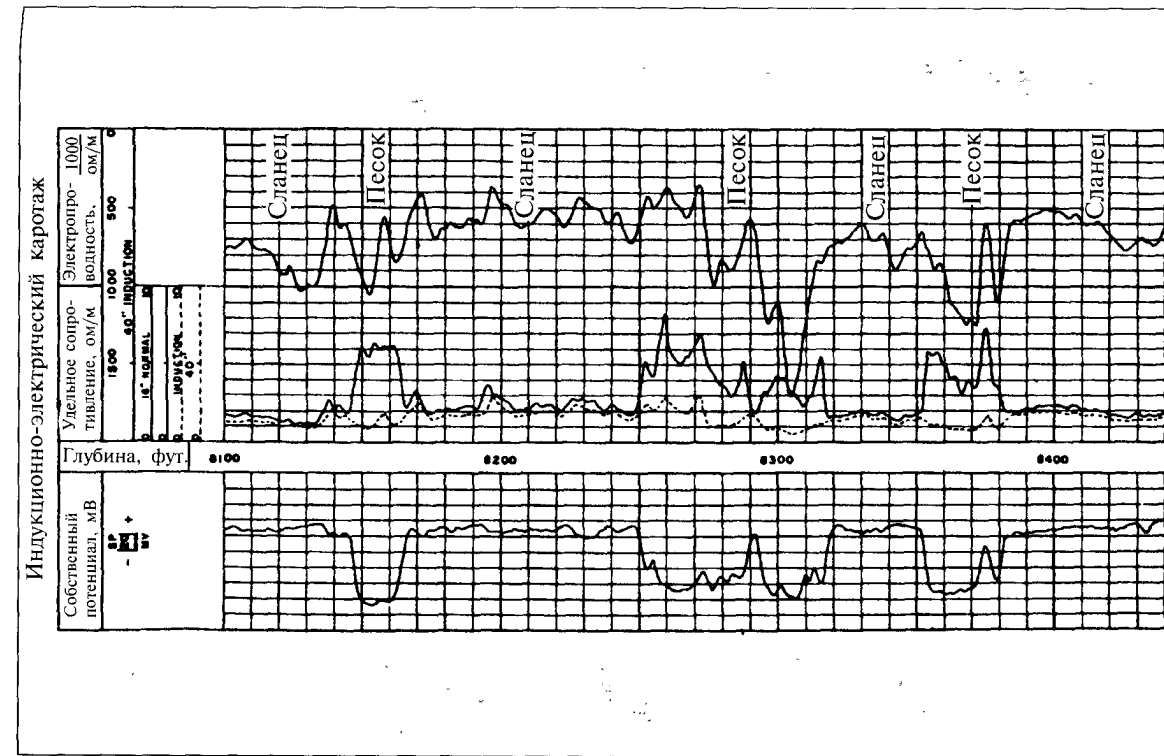


Рис. 6.5. Диаграмма электрического каротажа скважины. Левая кривая показывает изменение потенциала самопроизвольной поляризации, а правая — изменение удельного сопротивления

снижая закорачивающее действие бурового раствора. При таком виде каротажа измерение проводится в малом объеме материала перед изолирующей прокладкой, что важно при регистрации диаметра скважины и наличия спекшей глинистой корки. При *боковом микрокаротаже* имеется один центральный электрод и три электрода, расположенных по кольцу вокруг него. На электроды подается ток, напряжение измеряется и регистрируется как мера электрического сопротивления.

Мы привели краткое описание наиболее широко известных методов электрического каротажа, хотя используются также и другие методы. Каждая каротажная компания должна успешно конкурировать с другими, поэтому они постоянно разрабатывают новые приборы, которые позволяют получить более подробную и точную информацию о природе горных пород и жидкостей или газов, содержащихся в них.

Каротаж по радиоактивности

Электрический каротаж осуществляется на необсаженной скважине, чтобы избежать короткого замыкания, вызванного присутствием стальной обсадной колонны. В то же время радиационный каротаж может проводиться как в свободной, так и в обсаженной скважине.

Полная диаграмма каротажа по радиоактивности включает два типа кривых — гамма-каротажа и нейтронного каротажа (рис. 6.6). Кривая гамма-каротажа записывается в левой части диаграммы и напоминает кривую потенциала самопроизвольной поляризации. Кривая нейтронного каротажа регистрируется справа и соответствует кривой удельного сопротивления. Сочетание этих кривых показывает фоновую (естественную) и искусственную радиоактивность в скважине.

Прибор для *гамма-каротажа* обычно состоит из ионизационной камеры, заполненной инертным газом при высоком давлении. Гамма-излучение, испускаемое пластами породы, проникает в камеру. Некоторые из гамма-частиц сталкиваются с атомами газа, выбивая из них

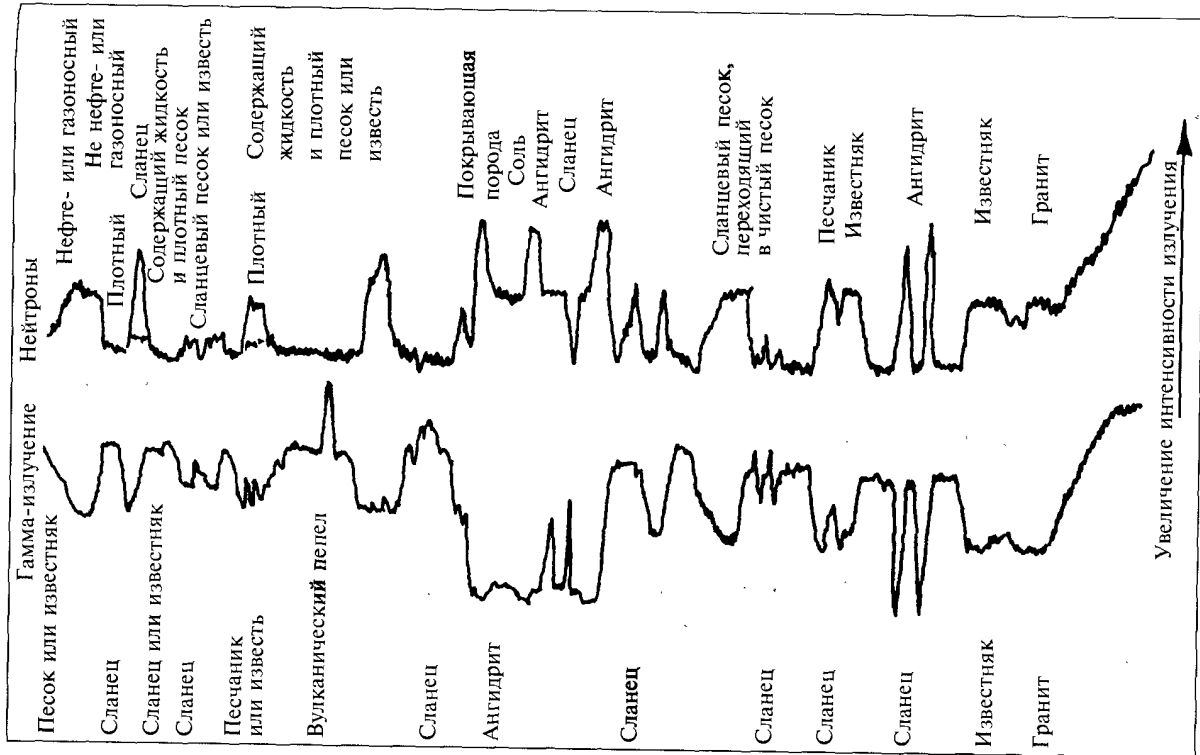


Рис. 6.6. Каротажная диаграмма по радиоактивности

электроны и генерируя таким образом ток. Сигнал передается на поверхность, усиливается и регистрируется в виде кривой его зависимости от глубины. Величина тока непосредственно связана с интенсивностью гамма-излучения. Кривая гамма-излучения (или диаграмма гамма-каротажа) фиксирует естественную радиоактивность пластов.

Величина радиоактивности зависит от типа горной породы. Наибольшую природную радиоактивность имеют сланцевые породы, они обнаруживаются по отклонениям вправо на диаграмме. Для вулканических пород радиоактивность выше, чем в случае осадочных пород, поэтому они легко различаются по диаграммам гамма-каротажа.

Нейтронный каротаж проводят, перемещая по стволу скважины источник излучения нейтронов высокой энергии и детектор излучения, расположенный на определенном расстоянии от источника. С помощью источника осуществляется бомбардировка породы постоянным потоком нейтронов, а детектор регистрирует вторичное гамма-излучение переменной интенсивности. Полученная кривая содержит в себе информацию о жидкости, находящейся в породе.

Нейтроны с большой скоростью равномерно во всех направлениях выпускаются в ствол скважины. Во время своего движения наружу они рассеиваются и тормозятся при столкновениях и, наконец, захватываются. Свойства окружающего материала таковы, что дальность перемещения нейтронов всегда оказывается меньше, чем расстояние между источником излучения и детектором. Выходной сигнал детектора возрастает при уменьшении содержания водорода в окружающем пространстве.

Прочие приборы для каротажа

Существует много других типов приборов для проведения каротажа, которые используются с большим или меньшим успехом. В данном разделе рассматриваются наиболее важные из них.

Акустический каротаж использует ультразвуковые сигналы, которые генерируются и проходят сквозь буровой раствор в прилежащие пласты породы. Результирующий сигнал преломляется, распространяется параллельно стволу скважины и улавливается приемником. Скорость сигнала, проходящего через пласт, измеряется с помощью прибора для каротажа и регистрируется на поверхности.

Данные акустического каротажа позволяют получить информацию о литологии пластов. Поскольку скорость звука различна в разных типах пород, то их легко отличить друг от друга. Кроме того, можно оценить пористость, поскольку в нефти и газе скорость звука ниже, чем в воде; измеряя время прохождения, можно также определить насыщенность пласта флюидом.

Диаграмма диаметра скважины (кавернограмма) регистрирует диаметр скважины в зависимости от глубины. Прибор для таких измерений состоит из набора пружин, которые растягиваются поперек ствола скважины (рис. 6.7). Центральный стержень соединяется с нижними концами пружин, которые, растягиваясь, попадают в полость, содержащую индукционную катушку. В результате движения центрального стержня, проходящего через катушку, возникает электрический ток, который непрерывно регистрирует данные о диаметре ствола скважины; полученный сигнал записывается на поверхности.

Диаграмма диаметра скважины позволяет определить объем скважины, что нужно для цементирования. Кроме того, эти данные дают возможность рассчитать скорость циркуляции бурового раствора для определения его объема, необходимого для подъема шлама на поверхность. Такие данные также могут оказаться полезными при литологической корреляции, выборе положения для установок пакера и для оценки толщины спекшейся корки на стенках.

Термограмма скважины (термокаротаж) — это кривая изменения температуры в скважине в зависимости от глубины. Измерения температуры проводят с помощью электрических либо автономных термических приборов. Так как темпе-

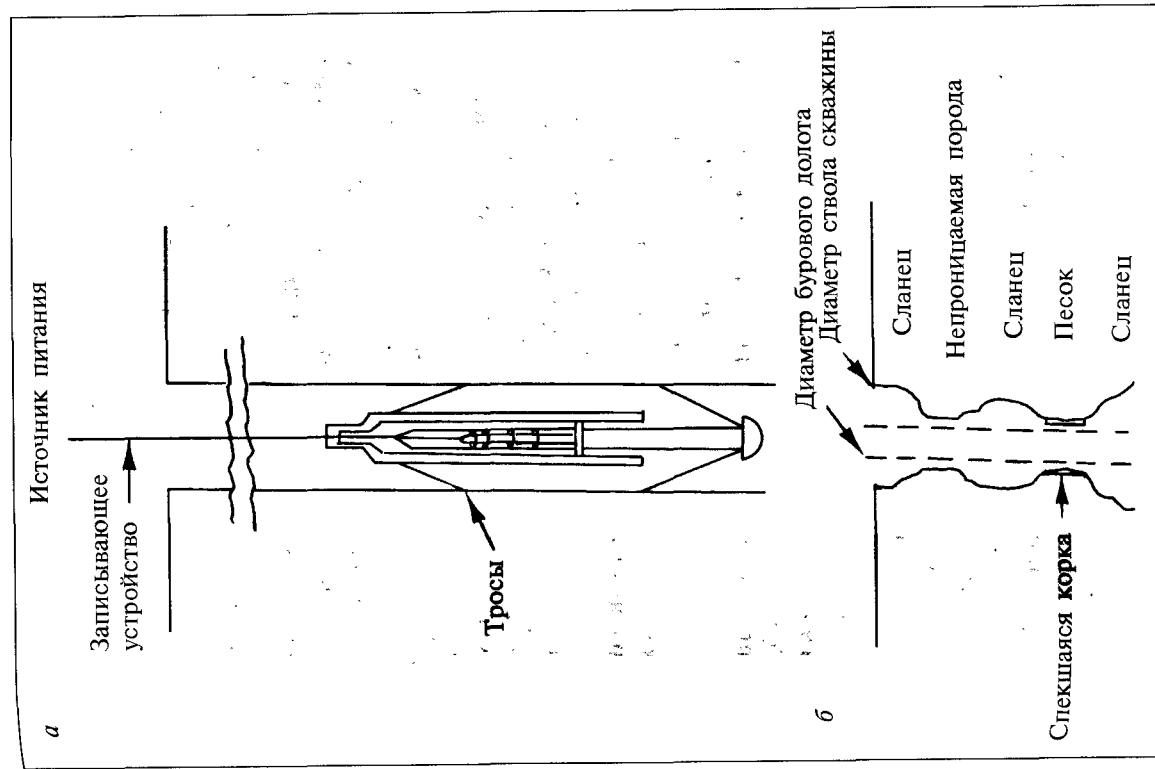


Рис. 6.7. Инструмент для регистрации диаграммы диаметра ствола скважины (а) и типовой ствол скважины (б), где показаны изменения диаметра

ратура обычно равномерно меняется в зависимости от глубины, любое отклонение или внезапное изменение могут указывать на расширение газа или на иное движение газа или жидкости. Это может свидетельствовать о неплотности обсадной колонны, наличии зоны потери бурового раствора или даже газоносного участка.

Измерение наклона пласта — это регистрация данных по наклону пласта в зависимости от глубины. Измеряется как угол наклона, так и его направление. Запись осуществляется с помощью сложного инструмента, который является модификацией инструмента для микрокаротаж, способного измерять угол наклона пласта породы, через который идет бурение. Данные по наклону полезны при установлении искривления скважины, а также для составления структурной карты пластов и для определения правильного направления дальнейшего бурения по отношению к скважине, открывшей новое месторождение, или к сухой скважине.

Прочие используемые виды каротажа включают диаграмму положения муфт, метод радиоактивных меток, диаграммы инклинометрии и качества связи цемента, перфорационный каротаж и многие другие.

Неспециалист может задуматься о нужности такого огромного объема информации, получаемого за счет различных методов каротажа. Однако не стоит забывать, что потенциальные разрабатываемые нефте- и газоносные пласты залегают на нескольких тысячах футов под поверхностью земли и в большинстве случаев их невозможно исследовать непосредственно. В связи с этим методы косвенного анализа являются единственно возможными и, так как задействованы большие суммы денег, имеет смысл собрать всю возможную информацию, которая может решить вопрос, будет ли скважина продуктивной.

Отбор керна

Отбор керна является одним из наиболее старых методов оценки пластов. Несмотря на высокую стоимость,

отбор керна — оптимальный метод, дающий возможность получить образец пласта подземной породы на месте скважины для подробного литологического исследования, а также для последующих лабораторных исследований.

Если изучение обломков породы разбуриваемого пласта укажет на возможное присутствие нефти или газа, то проводят более подробные исследования. Один из способов получить дополнительную информацию связан с кернами — крупными цилиндрическими кусками пород пласта. С целью извлечения керна бурильную колонну удаляют из скважины, туда вносят колонковое буровое долото или боковой керноотборник и начинают отбор керна.

Данную операцию можно проводить двумя основными способами: бурением с отбором керна буровым накопником (стандартный способ) и боковым отбором керна. Далее мы рассмотрим оба способа и отметим их достоинства и недостатки.

Стандартный способ отбора керна

Несмотря на существование различных типов колонковых буровых инструментов, для отбора керна почти повсеместно применяют алмазные инструменты вследствие их экономической эффективности. Они могут быть использованы как при работе с колонковым долотом, так и в случае отбора керна съемным керноотборником. Надежность резки и эффективность при работе этими инструментами, а также длительный срок службы в скважине могут сократить время бурения более значительно, чем нужно для компенсации их дополнительной стоимости.

Колонковое долото — это специальное буровое долото с отверстием посередине (рис. 6.8). В процессе бурения часть пласта остается в этом отверстии. Длина данной оставшейся части меняется от 3 до 25 м, в зависимости от типа используемого керноотборника.

Съемный керноотборник помещается внутрь буровой трубы и может быть удален без поднятия всей бу-



Рис. 6.8. Колонковое долото и образцы кернов

рильной колонны. Однако в этом случае обычно отбирается керн меньшего размера (4,5 м в длину и 2—5 см в диаметре). При получении кернов большего размера керноотборник в виде бурового наконечника прикрепляется к нижней части буровой колонны. Для отбора керн после проходки определенной длины бурильная колонна должна быть целиком поднята из скважины.

Части керн вынимают из керноотборника, протирают, не промывая, очищают от бурового раствора, а затем измеряют. Когда длина извлеченного керн не совпадает с длиной проходки колонковым долотом, недостающую часть считают утерянной в нижней части скважины (если нет фактов, противоречащих этому). Затем специалист — инженер или геолог — проводит первичное исследование для установления целесообразности проведения лабораторного анализа. Если планируется проведение анализа, керн немедленно помещают в ящики. Каждый ящик маркируют с торца, обозначая номер ящика и номер керн. На боковой стороне рисуют стрелку, обозначающую ориентацию (сверху вниз) керн в ящике. Глубина, с которой был извлечен керн, также должна быть обозначена в виде интервала величин на дне и на боковой стороне ящика.

В лаборатории определяют пористость, проницаемость, водонасыщенность и нефтенасыщенность пласта,

через который идет бурение. Эту информацию объединяют с данными геологических исследований, полученных в месте расположения скважины, включая данные по наклону, трещинам в породе, нерегулярности залегания, неравномерности окраски, а также с результатами испытаний на флуоресценцию в ультрафиолете (нефть флуоресцирует в ультрафиолетовом свете) — для более надежной оценки потенциальной продуктивности пласта.

Боковой отбор керн

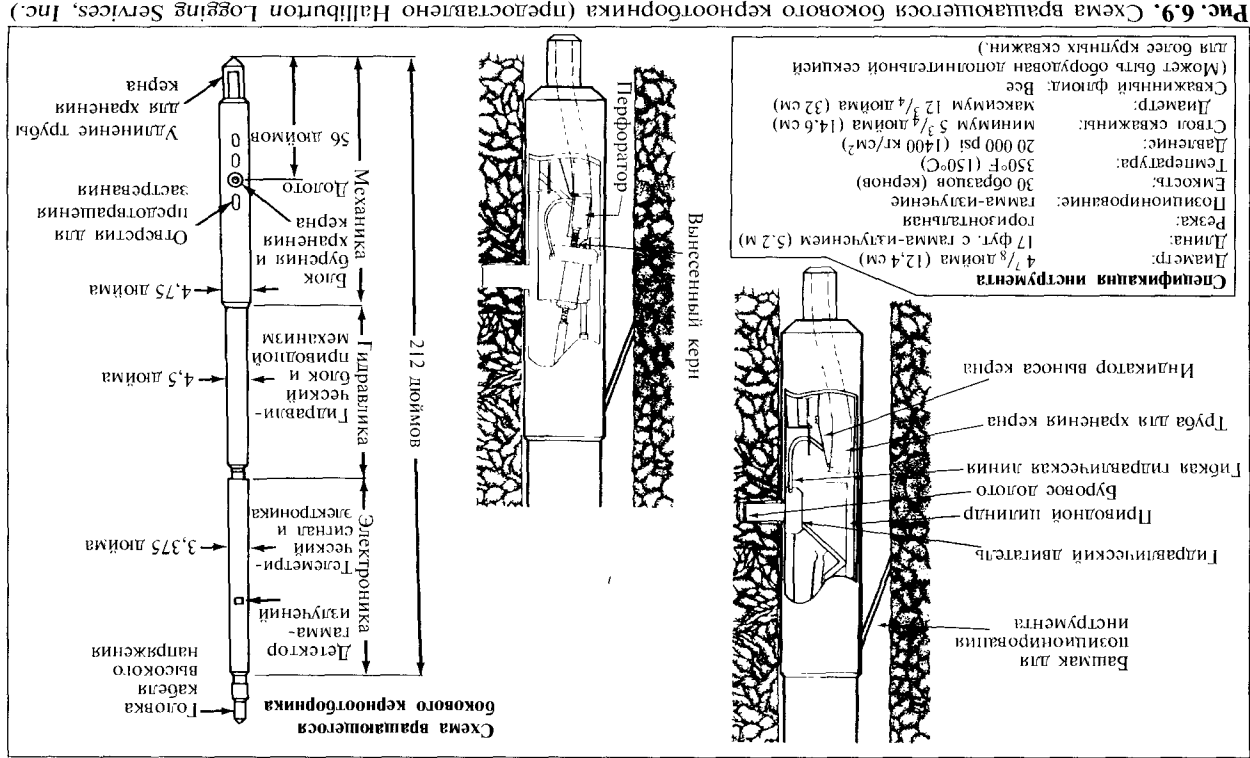
Боковой отбор керн является дополнительной операцией, которая используется в тех случаях, когда вынос керн традиционным способом слишком мал или когда в процессе бурения вообще не производили отбора кернов.

Для получения бокового керн в скважину вносят специальное оборудование и на поверхность поднимают образец из стенки скважины (рис. 6.9). При таком методе отбирают небольшие образцы — около 10 см в длину и 2—3 см в диаметре; поэтому данные, полученные таким методом, менее надежны. Однако боковой отбор керн занимает меньше времени и требует меньших затрат. Специалист должен взвесить преимущества и недостатки каждого варианта и принять решение.

Опробование пласта

Если выводы, основанные на данных, полученных описанными выше методами исследования, выглядят обнадёживающими, можно провести исследование опробованием пласта, спускаемым на бурильных трубах (опробование пласта). Опробование пласта моделирует условия законченной скважины.

Во время опробования перспективный интервал изолируют от остальной части ствола скважины с помощью пакера или системы клапанов. При этом жидкость из пласта направляется внутрь бурильных труб, а затем выносится на поверхность.



Опробование пласта можно проводить как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Его основной задачей является определение типов жидкостей или газов в пласте и производительности скважины.

Все эти виды исследований помогают буровым мастерам и инженерам-нефтяникам определить момент, когда бурение скважины проходит через продуктивный пласт с промышленным количеством нефти. Если данная скважина не представляется перспективной, ее считают «сухой» и ликвидируют (заполняют цементной пробкой). Если же скважина может оказаться перспективной, осуществляют заканчивание скважины, которому посвящено на глава VII.

Глава VII

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ

Методы оценки пласта, такие как каротаж в скважинах, отбор кернов и опробование пластов, позволяют определить, будет ли проводиться заканчивание данной скважины для промышленной добычи. Кроме того, при этом выясняются некоторые характеристики потенциально продуктивных пластов, необходимые для выбора наиболее приемлемого метода заканчивания данной скважины. Возможны следующие варианты заканчивания скважины: обсаживанием, без спуска обсадной колонны и многозабойное. В 90% случаев применяется заканчивание обсаживанием. Этот метод подразделяется на:

- обычное заканчивание скважины с перфорацией обсадной колонной;
- заканчивание скважины со стационарным оборудованием;
- многопластовое заканчивание скважины;
- заканчивание с отсеканием песка;
- заканчивание с отсеканием воды или газа.

Далее мы рассмотрим различные варианты заканчивания скважин, методы их осуществления и достоинства.

Обычное заканчивание скважины с перфорацией обсадной колонной

Данный метод заключается в спуске обсадной колонны или трубы с поверхности до низа скважины или до подошвы фрагмента породы, который был определен как

коммерчески продуктивный. Затем обсадную колонну цементируют непосредственно на месте. Такую колонну труб часто называют *эксплуатационной обсадной колонной*, так как через нее осуществляется добыча нефти.

Колонну закрепляют, закачивая вниз цемент внутри колонны, за цементом следует пробка, которую вытесняют водой (рис. 7.1). Цемент при этом опускается в нижнюю часть обсадной колонны. Затем он возвращается вверх и распространяется вокруг внешней части обсадной колонны — в пространстве, которое называется *кольцевой зазор*. За цементом следует скреboвая пробка. Она плотно укладывается в обсадной колонне, поэтому при вытеснении пробки водой цемент соскребается со стенок трубы. Пробка задерживается в нижней части обсадной колонны башмаком либо ограничителем. Башмак удерживает цемент от распространения вверх во внешнем кольцевом пространстве. Когда цемент затвердевает, труба оказывается зафиксированной.

Одной из функций цемента является изоляция водоносных пород, находящихся выше или ниже продуктивного пласта. Прочность цемента контролируют и после затвердевания до требуемого состояния проверяют герметизацию. Время затвердевания цемента до заданных показателей зависит от состава цементной смеси, а также от температуры и давления в нижней части скважины.

Для контроля цементирования записывают диаграмму качества связи цемента по его слою. Положение верха цементной колонны можно оценить на основании размера пробуренной скважины и внешнего диаметра обсадной колонны. Некоторые скважины, особенно неглубокие, могут быть зацементированы по всей высоте от низа обсадной колонны до поверхности.

Принципиально важным аспектом при заканчивании скважины с перфорированной обсадной колонной является процесс перфорации. Перфорация — продельвание отверстий на трубе и в цементе — производится для обеспечения контакта (сообщения) между стволом скважины и окружающим скважину пластом породы.

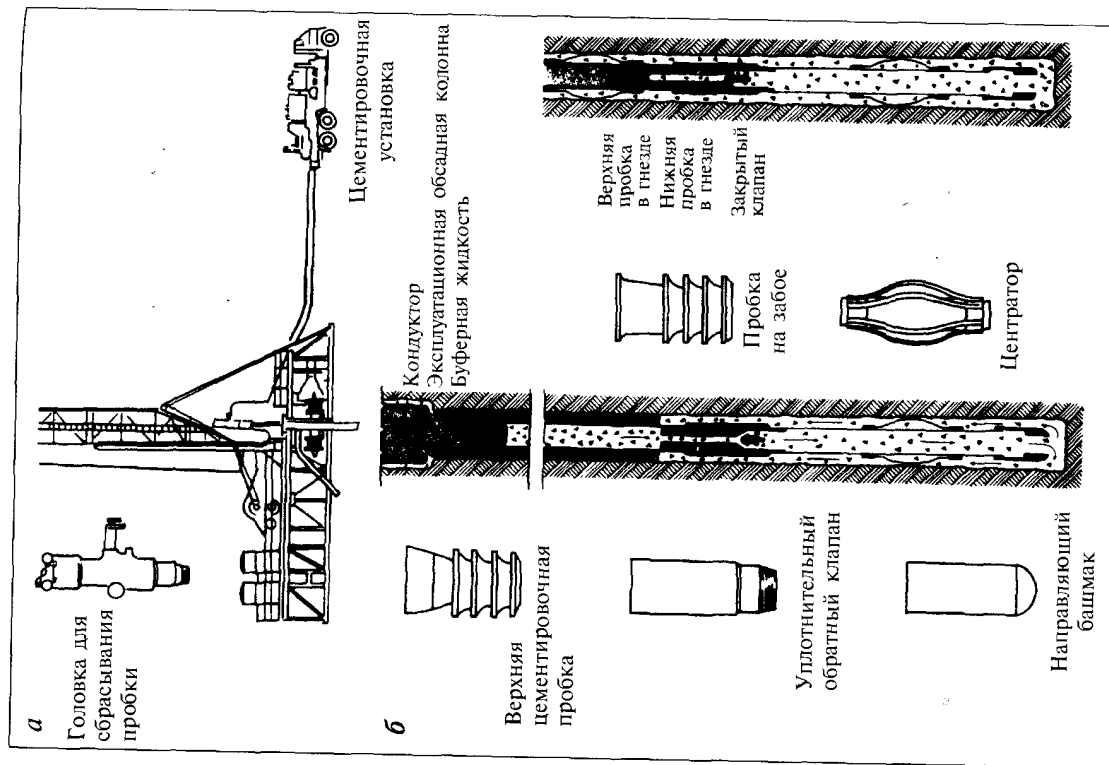


Рис. 7.1. Типовая схема цементирования после постановки обсадной колонны: а — цемент заканчивают в скважину; б — эта операция закончена и цемент оставлен для затвердевания (соответственность Halliburton)

Для выполнения данной операции чаще всего применяют два типа скважинных перфораторов. Пулевой перфоратор — это многоствольное «огнестрельное оружие», сконструированное для внесения в скважину. Перфоратор располагается на заданной глубине и приводит в действие электрическим выключателем с пульта управления на поверхности. Перфорация, т.е. проникновение сквозь трубу, цемент и пласт горной породы, осуществляется на большой скорости снарядами или пулями. В зависимости от потребностей компании-разработчика за один раз может выстреливаться либо только одна пуля, либо несколько.

Другой распространенный тип скважинного перфоратора представляет собой кумулятивный (беспулевой) перфоратор, который часто называют «реактивное ружье» (рис. 7.2). По этому методу проникновение сквозь обсадную колонну происходит с помощью газового заряда, возникающего в результате сгорания химического топлива в сопле и выстреливающего с большой скоростью (почти 10 000 м/с). Такой заряд создает давление на мишень около 280 000 кг/см².

Инструменты данного типа подразделяются, кроме того, на перфораторы однофазового и многофазового использования. Многофазовый перфоратор состоит из цилиндрического стального корпуса, который напоминает фрагмент трубы, при этом заряды располагают по периметру корпуса. Однофазовые перфораторы изготавливают из материалов, которые распадаются после выстрела на мелкие фрагменты. Корпус перфоратора обычно стальной, но оболочка заряда может быть алюминиевой, пластмассовой или керамической. Корпус перфоратора однофазового использования извлекают из скважины после выстреливания газового заряда.

При пробивании пластов плотных пород и при наличии нескольких обсадных колонн предпочтительны кумулятивные перфораторы по сравнению с пулевыми. Для более мягких пород пулевые перфораторы не уступают беспулевым или даже превосходят их.

Для операции перфорирования в скважине важное значение имеет правильное измерение глубины. Точное

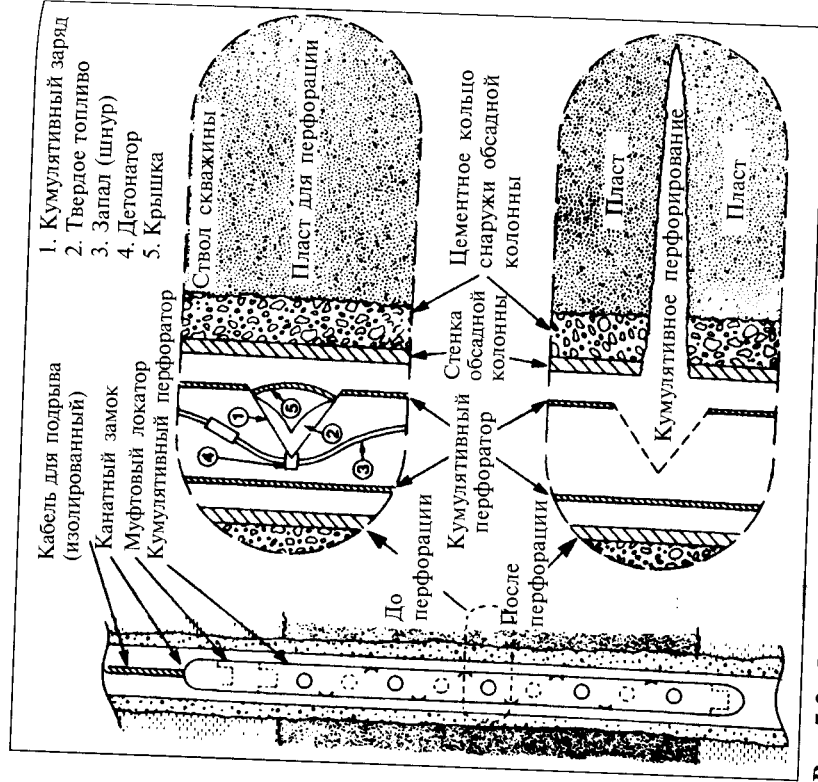


Рис. 7.2. Схема процесса кумулятивного перфорирования

размещение перфораторов достигается использованием муфтового локатора совместно с радиоактивным каротажем. Интервал для перфорирования выбирается на основании диаграммы радиоактивного каротажа, при этом измерения проводят по отношению к муфтам обсадной колонны, которые обнаруживают с помощью детектора, прикрепленного к перфоратору.

Более благоприятной для перфорирования является ситуация, когда давление в стволе скважины ниже, чем в пласте горной породы. В таком случае буровой мастер

имеет возможность сразу удалить обломки породы, которые образуются при перфорировании и, оставаясь на месте, могут ограничить проницаемость.

Свабирование. После перфорирования обсадной колонны продуктивный пласт открыт в ствол скважины, и флюид может поступать внутрь колонны и подниматься на поверхность. Однако обсадная колонна может оказывать сопротивление буровому раствору. Если дело обстоит именно так, то скважину очищают свабированием. При этом в скважину погружают систему насосно-компрессорных труб, достигающих продуктивного пласта.

При свабировании в эту систему труб опускают на проволочном канате резиновый поршень, снабженный запорным клапаном. По мере опускания данной конструкции в скважину жидкость поднимается в пространство над поршнем. Однако при подъеме поршня жидкость не может пройти обратно из-за клапана. Таким образом, резиновый поршень выносит на поверхность всю собравшуюся над ним жидкость.

Заканчивание скважины со стационарным оборудованием

При заканчивании скважины со стационарным оборудованием монтаж системы труб и оборудования устья скважины проводится для данной скважины только единожды. Все операции по заканчиванию и ремонту осуществляются с помощью специальных инструментов малого размера внутри насосно-компрессорных труб. Перфорирование, свабирование, вторичное цементирование (терметизация протечек в обсадной колонне), заполнение гравием (ствол скважины заполняется гравием для предотвращения обрушения стенок и поступления песка) и другие операции по заканчиванию и ремонту должны проводиться через насосно-компрессорные трубы. Преимуществом данного метода является его экономическая выгода.

Рассмотрим это на примере вторичного цементирования. В этом случае секцию трубы помещают в скважину с помощью проволочного каната и опускают внутри насосно-компрессорной колонны до ее нижней части. После проведения вторичного цементирования обедненных участков избыток цемента выводится из скважины за счет циркуляции. Секция трубы удаляется, после чего можно проводить такие операции, как, например, перфорирование на новом участке выше по стволу скважины, используя специальный скважинный перфоратор для работ в колонне насосно-компрессорных труб.

При обычном повторном заканчивании в скважину подают буровой раствор до тех пор, пока давление не понизится, затем насосно-компрессорные трубы вынимают и снова опускают в скважину с цементировочным пакером, далее их снова нужно удалить и внести перфоратор, после чего провести перфорацию обсадной колонны и, наконец, следует в последний раз смонтировать насосно-компрессорную колонну для добычи нефти. При заканчивании скважины со стационарным оборудованием все эти дорогостоящие операции не нужны. Однако при стационарном заканчивании применяются менее эффективные инструменты малого размера, которые чаще выходят из строя, чем инструменты нормального размера, используемые при обычном заканчивании.

Многопластовое заканчивание скважины

В некоторых случаях внутри одной скважины обнаруживается несколько продуктивных горизонтов. Многопластовое заканчивание скважины позволяет одновременно проводить добычу из двух или более горизонтов. Часто это является результатом деятельности органов государственного регулирования, которые раздельно проводят классификацию нефти. Кроме того, это может быть необходимо для регулирования работы коллектора — пласт с высоким давлением и пласт с низким давлением.

Наиболее распространенным является заканчивание в двух горизонтах (рис. 7.3). Заканчивание в трех и более го-

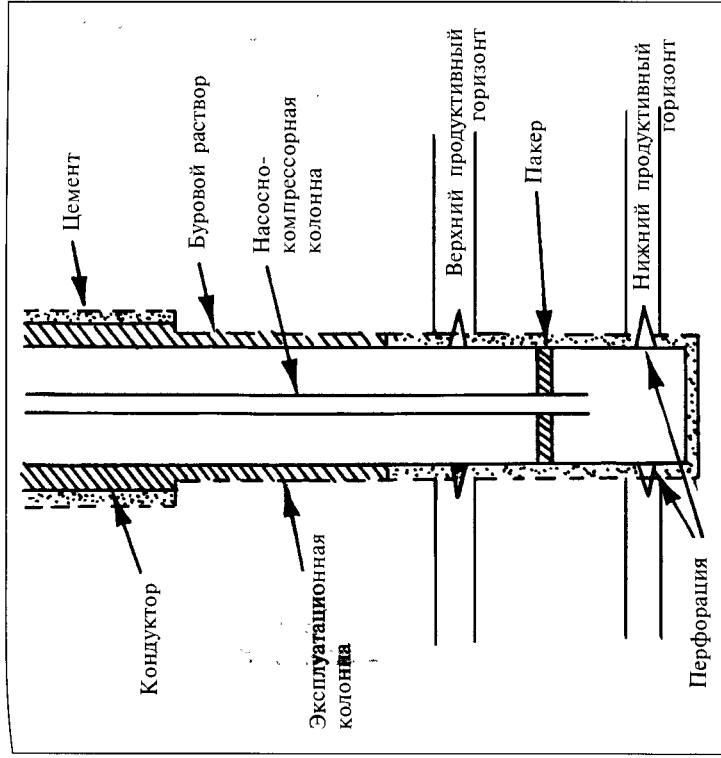


Рис. 7.3. Скважина, законченная в двух горизонтах. При таком методе для двух продуктивных пластов достаточно одного ствола скважины

ризонтах проводится значительно реже. Легко обнаружить один недостаток этого метода: чем больше операций по заканчиванию, тем более сложным (и дорогостоящим) оказываются скважинное оборудование и инструменты, необходимые для достижения и поддержания отдельных горизонтов. Проблемы усугубляются, если один или более горизонтов требуют механизированной добычи (насосы и т.д.).

Многопластовое заканчивание скважин в нефтяной промышленности было вынужденной мерой. Экономия за счет отсутствия необходимости бурить отдельную сква-

жину для каждого продуктивного горизонта, как правило, сводится к нулю в результате возникающих дополнительных проблем, связанных с добычей нефти и ремонтными работами. Экономия на начальном этапе не всегда приносит прибыль.

В целом выбор метода определяется общей экономической эффективностью данного варианта по сравнению с вариантом отдельной скважины для каждого пласта. Многопластовое заканчивание может оказаться более выгодным по сравнению с бурением отдельных скважин в результате принятых арендных обязательств. Применение данного метода может, кроме того, ускорить разработку месторождения. Иногда в период нехватки материалов стоимость стальных труб резко возрастает. В результате дальнейшего технического прогресса этот метод заканчивания станет, по-видимому, более распространенным.

Заканчивание с отсекаем песка

Если скважина расположена в неуплотненном (рыхлом) песчанике, заканчивание значительно усложняется по сравнению с описанными выше вариантами. Вынос песка может разрушать оборудование и ствол скважины и засорять выкидные линии до такой степени, что эксплуатация скважины становится невыгодной. При низкой скорости отбора нефти вынос песка может быть незначительным или вообще отсутствовать, однако при высокой производительности скважины поток нефти часто выносит большие количества песка.

На ранних этапах развития нефтяной промышленности вынос песка допускался для фонтанирующих скважин. Принимались меры только для предотвращения его накопления. Когда потребовалась насосная добыча нефти из скважин, возникла необходимость разработки методов, позволяющих предотвратить перекачивание песка насосами. Без этих методов в настоящее время многие продуктивные скважины оказались бы неэффективными.

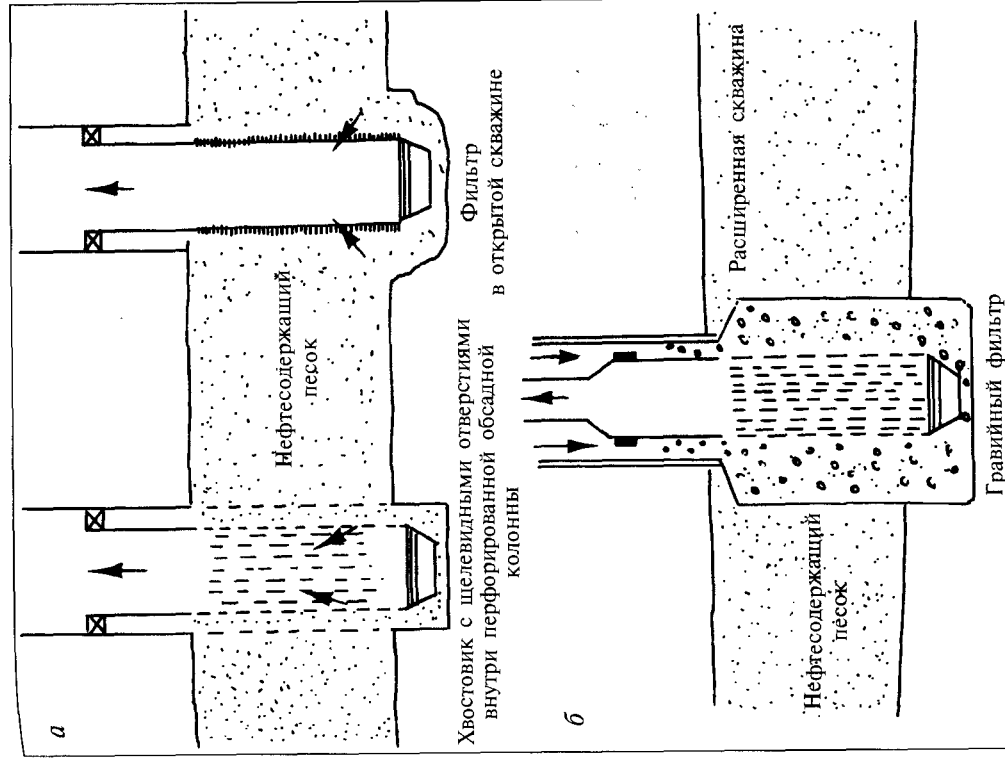


Рис. 7.4. Два метода борьбы с песком: а — применение хвостиков; б — заполнение гравием

Известны две технологии заканчивания с предотвращением попадания песка: использование обсадных колонн-хвостиков с щелевидными отверстиями или с перфорацией, а также заполнение скважины материалом

типа гравия (рис. 7.4). Принцип, лежащий в основе этих методов, — отверстия, через которые будут проходить флюиды, должны иметь соответствующий размер. В этом случае песок образует пробку и не попадает в скважину.

Первой стадией является получение образца песчаного пласта и определение размера его частиц. Это помогает правильно выбрать размер щелей или перфорации и размер гранул инертного материала-заполнителя. На основании этих данных после монтажа хвостовик с шелевидными отверстиями или с перфорацией помещают в скважину посредством системы трубок и с помощью пакера закрепляют подвески на уровне продуктивного горизонта. Это можно сделать как в обсаженной, так и в открытой (необсаженной) скважине.

Известны разные способы заполнения гравием, они также используются как при наличии перфорированной обсадной колонны, так и без нее. В этом случае щели и отверстия обсадной колонны-хвостовика служат только для предотвращения попадания гравия. Таким образом, размер щелей может быть больше, чем в предыдущем варианте, и обычно он лишь немного меньше, чем размер частиц заполнителя. Толщина слоя заполнителя, как правило, составляет 4—5 диаметров частиц. Как отмечалось выше, песок из пласта образует пробку в порах гравийного фильтра, а гравий не может пройти в скважину из-за наличия хвостовика.

Работы по отсеканию песка могут проводиться и в процессе заканчивания скважины, и после него при функционировании скважины. Во многих районах мира песок не является принципиальной проблемой. Однако в Калифорнии и на побережье Мексиканского залива эти трудности возникают почти ежедневно и их решение является повседневной работой.

Заканчивание с отсеканием воды или газа

В целом нефтепереработчики стремятся получить как можно меньше других продуктов одновременно с нефтью.

Вода до продажи должна быть отделена от сырой нефти — и чем больше объем воды, которую придется отделять, тем меньше останется нефти на продажу. Желательно также снизить объем добываемого газа либо совсем исключить его (кроме тех случаев, когда скважина ведет в газовый коллектор). В нефтяном коллекторе газ играет роль той силы, которая выталкивает флюиды в ствол скважины. Поэтому имеет смысл сохранять его как можно дольше — это увеличивает продолжительность эксплуатации месторождения.

Во многих коллекторах поверх нефтеносной зоны располагается газоносная, либо снизу находится зона воды, либо вместе и то и другое. В этих случаях заканчивание скважины нужно провести таким образом, чтобы не допустить попадания в нее свободного газа или воды. Следовательно, важное значение приобретает правильный выбор горизонта в пределах интересующей зоны.

Сделаем небольшое отступление, чтобы разобраться, как ведут себя флюиды коллектора в процессе добычи. Для добычи из скважины необходимо создать *депрессию* — градиент давления между скважиной и зоной дренирования, т.е. областью вокруг скважины, содержащей углеводороды. Градиент давления направлен горизонтально и вертикально. Таким образом, депрессия, создаваемая скважиной, воздействует на все три пластовых флюида: нефть, газ и воду. В результате все они перемещаются к скважине. Вода имеет более высокую плотность, чем нефть, а нефть — более высокую, чем газ. Эти различия в плотности создают противоположный градиент, который не дает воде подниматься выше ее статического уровня. Если текущий отбор из скважины невелик, то граница раздела нефть—вода (граница между горизонтами нефти и воды) будет просто подниматься, пока не достигнет равновесного положения, в котором противоположно направленные градиенты равны по величине. В случае границы между нефтью и газом наблюдается обратная ситуация. Граница нефть—газ будет опускаться, пока не уравниются два противоположно направленных градиента.

Однако при высокой скорости отбора и вода, и газ могут быть затянуты в скважину. Это приводит к истечению воды из скважины и возникновению проблем, включая затраты на удаление и/или выделение свободного газа, непроизводительное расходование энергии коллектора и закономерное быстрое снижение давления. Дополнительный устрашающий фактор — санкции, применяемые органами государственного регулирования при добыче избыточного газа. Поэтому получение воды и газа из скважины стараются исключить, как только возможно.

Полезным устройством для обнаружения поступления воды в ствол скважины является прибор гамма-каротажа с инжектором изотопов. Его опускают на забой скважины в процессе добычи нефти, когда высвобождается водородостойчивый радиоактивный индикатор. При перемещении наверх индикатор растворяется в воде по мере попадания ее в скважину. Прибор фиксирует излучение радиоактивного индикатора и постоянно контролирует расположение источника излучения по высоте. Данные о расположении точек попадания воды передаются на поверхность и записываются в виде графика.

В коллекторах, состоящих из чередующихся слоев продуктивных пластов и сланцевых или плотных участков, поступление воды можно значительно снизить или даже предотвратить за счет вторичного цементирования и перфорации. Однако в некоторых случаях насыщение коллектора водой столь велико, что исключить попадание воды в скважину невозможно, и она будет поступать из скважины вместе с нефтью.

Заканчивание скважины без обсаживания. Заканчивание скважины без спуска обсадной колонны означает ситуацию, когда эксплуатационная колонна установлена, который остается свободным, т.е. необсаженным (рис. 7.5). Такой метод может применяться только в случае очень твердых пород, которые не склонны к обрушению.

Данный способ заканчивания часто используется в пластах твердых пород с низким давлением, где вскры-

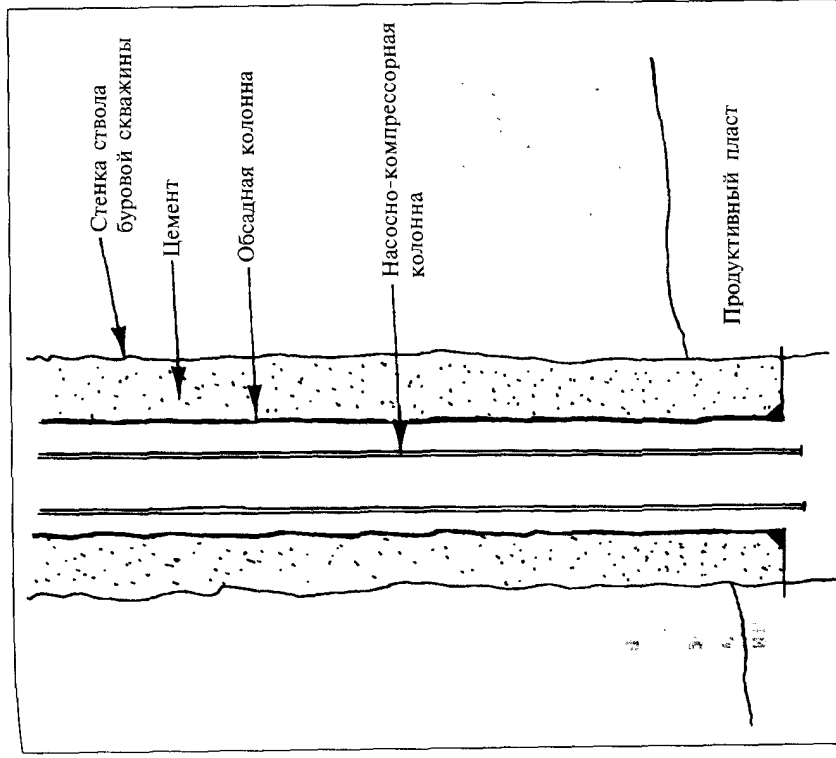


Рис. 7.5. Заканчивание скважины без спуска обсадной колонны в продуктивную зону

тие пласта проводилось ударно-канатным методом. При этом роторное бурение осуществляется вплоть до установления эксплуатационной колонны. Затем инструмент для роторного бурения удаляют и на его место устанавливают станок канатного бурения. Буровой раствор также удаляют и далее проводят добуривание требуемого продуктивного участка.

Преимуществом данного метода является возможность опробования пласта в процессе бурения. Нет необходимости удалять инструменты из скважины, цементировать и перфорировать обсадную колонну. Кроме того, исключается вероятность повреждения пласта буровым раствором и цементом, а также появляется возможность пошагового увеличения глубины, что позволяет избежать бурения в воду. Последнее особенно важно в коллекторах малой толщины с водонапорным режимом, в которых продуктивный горизонт составляет всего несколько футов.

Во многих случаях для повышения скорости потока из продуктивного интервала можно использовать методы интенсификации притока. Наиболее распространенными из них являются обстреливание нитроглицирином (в настоящее время метод устарел), гидравлический разрыв и кислотный разрыв. (Эти методы более подробно описаны в главе IX.)

Из приведенного выше следует, что заканчивание без обсаживания — более эффективный метод, чем стандартное заканчивание с перфорированной обсадной колонной, при котором флюиды должны попадать в ствол скважины через маленькие отверстия в трубе. Преимущество особенно велико в случае тонких слоистых пород или когда проницаемость в вертикальном направлении является либо низкой, либо прерывистой.

Заканчивание без обсаживания требует меньших финансовых затрат, так как при этом не нужна часть обсадной колонны. Кроме того, отсутствуют расходы на перфорирование. Исключается также загрязнение цементом либо повреждение буровым раствором. Однако заканчивание с перфорированной обсадной колонной предоставляет гораздо больше возможностей регулирования продуктивного горизонта, так как его можно перфорировать и испытывать как угодно. Имеется возможность выделять отдельные секции и проводить их испытания; интенсификацию притока легче осуществлять при наличии перфорированных отверстий, чем на открытой скважине. Гидравлический разрыв также происходит более успешно, но при наличии перфорированной обсадной колонны.

Продуктивность в среднем оказывается на 50% выше, чем в случае необсаженной скважины. Повышенная эффективность регулирования продуктивных зон также имеет большое значение, если проводятся ремонтные работы, например по отсеканию воды или газа.

Многозабойное заканчивание скважины

Многозабойное заканчивание — широкое понятие, относящееся к целому ряду технологий заканчивания скважин. В целом оно применимо к скважинам, пробуренным и законченным в некоторой горизонтальной или близкой к горизонтальной конфигурации. Данная технология предполагает использование какого-либо вида направленного бурения, т.е. бурения в направлении, отклоняющемся на некоторый угол от направления вертикально вниз (рис. 7.6).

Основным принципом, лежащим в основе технологий многозабойного заканчивания скважины, является отклонение скважины от вертикали (искривление), которое увеличивается, пока на входе в продуктивный пласт скважина не становится почти горизонтальной.

Другие варианты многозабойного заканчивания предусматривают бурение одного или нескольких поперечных ответвлений от основного ствола скважины. Скважины с такими ответвлениями, или боковыми стволами, называются *разветвленными скважинами*. В таком случае основная скважина может иметь диаметр до 2,5 м. Бурение дополнительных стволов проводится рабочими со дна основного ствола, что аналогично работе шахтеров.

Следует анализировать соотношение дополнительных затрат на бурение и заканчивание боковых стволов и ожидаемой дополнительной продуктивности. С постоянным развитием техники и снижением себестоимости работ применение таких методов получит более широкое распространение. При этом метод многозабойного заканчивания должен выдерживать конкуренцию с обычными методами интенсификации притока, которые широко

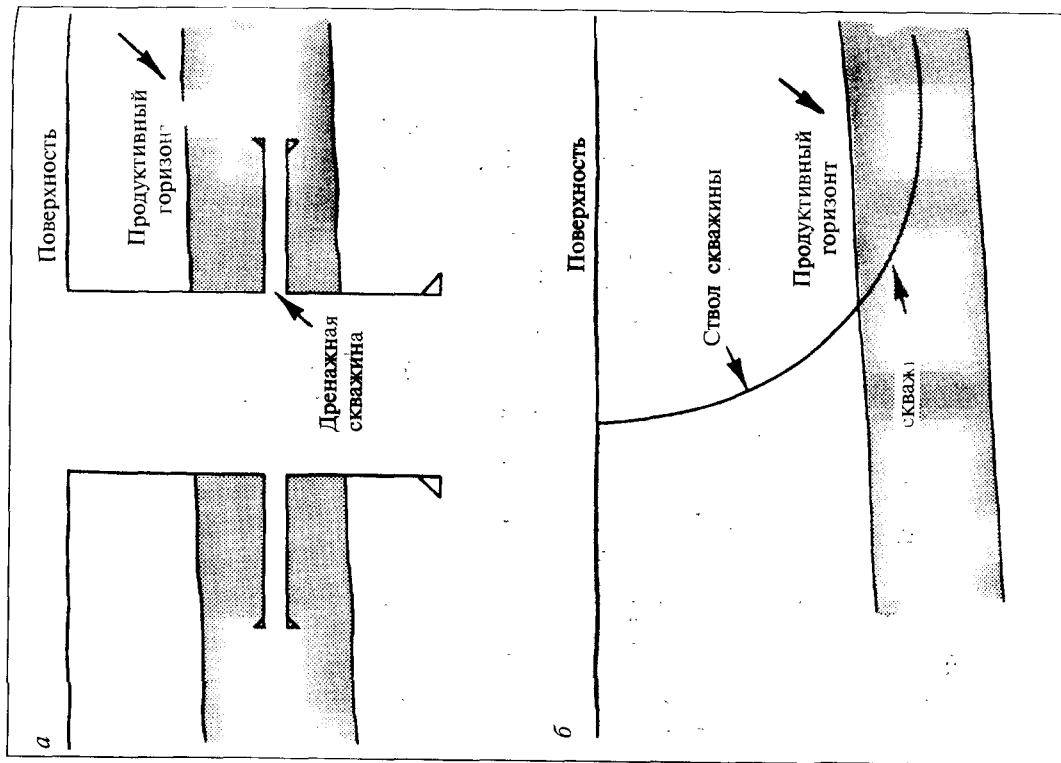


Рис. 7.6. Два типа многозбойного заканчивания скважины: а — бурение в пласт происходит в горизонтальном направлении при вертикальном стволе скважины; б — бурение ведется под углом, так чтобы проникновение в пласт оказалось горизонтальным. В результате увеличивается срок продуктивности данного горизонта, т.е. в целом продуктивность повышается

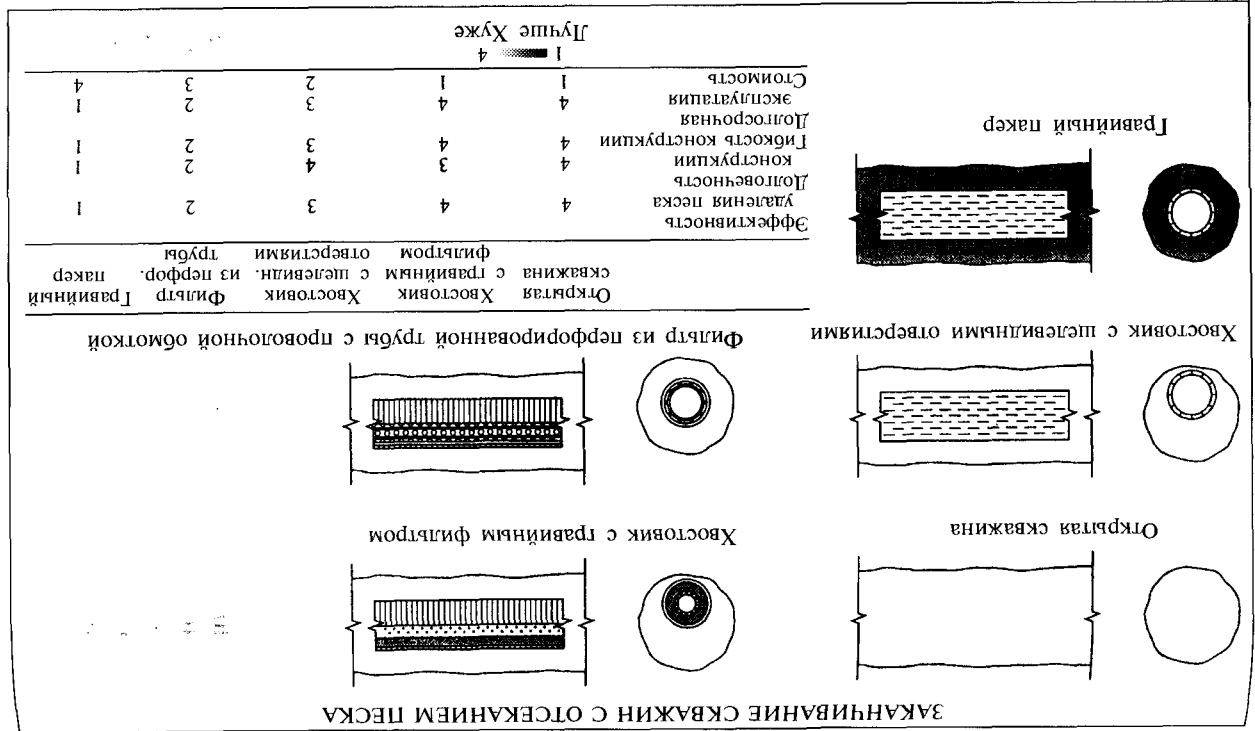


Рис. 7.7. Сравнение различных способов заканчивания скважин с отсеканием песка

используются и также позволяют достигать увеличения продуктивности.

В данной главе мы обсуждали различия между заканчиванием с обсаживанием и заканчиванием без обсаживания скважины. Далее мы более подробно рассмотрим процессы установки обсадной колонны в скважине и цементирование, а затем различные методы добычи нефти.

Глава VIII

ОБСАЖИВАНИЕ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

При заканчивании скважины очень часто приходится устанавливать обсадную колонну для предотвращения проникновения флюидов внутрь. Чтобы прочно прикрепить обсадную трубу к стенкам скважины и обеспечить ее устойчивость, в скважину закачивают цемент. В главе VII мы кратко касались этого вопроса. Теперь рассмотрим эти важные процедуры более подробно.

Обсадная колонна (труба)

Обсадную колонну устанавливают в скважине, если имеются признаки наличия коммерческих количеств углеводородов. Обсадную колонну обычно пропускают сквозь самый нижний продуктивный участок, затем ее цементируют по стволу.

Обсадная колонна выполняет следующие функции:

- сдерживает давление пласта и предотвращает растрескивание верхней, менее прочной зоны;
- предохраняет скважину от обрушения;
- удерживает добываемые жидкости в стволе скважины;
- служит якорем наземному оборудованию;
- служит якорем газлифтного оборудованию;
- разделяет пласты и обеспечивает приток только из тех зон, которые определены инженером-нефтяником.

Поскольку обсадная колонна выполняет несколько различных функций, обычно устанавливаются более одной колонны обсадных труб. Колонны делятся на пять категорий:

- направляющая труба;
- кондуктор;
- техническая (промежуточная) обсадная колонна;
- обсадная колонна-хвостовик;
- эксплуатационная обсадная колонна.

Направляющая труба

На некоторых участках из-за состояния почвы на поверхности может потребоваться установка короткой направляющей трубы длиной обычно не более 6—15 м во избежание избыточного обрушения краев скважины. Направляющая труба служит также трубопроводом для подъема бурового раствора на достаточную высоту над уровнем земли, чтобы вернуть его в амбар. Кроме того, она предотвращает подмыв основания вышки.

Направляющая труба устанавливается после того, как буровая площадка спланирована и подготовлена под вышку. Если будут делаться амбары для бурового раствора, они должны быть вырыты. Отверстие под направляющую трубу бурится буром, установленным на грузовом автомобиле. Затем труба вводится в скважину, а пространство вокруг нее заливается цементом.

На болотах и при морской добыче трубу устанавливают с помощью сваевой машины. При бурении с морских платформ диаметр направляющей трубы может составлять 750—1080 мм, а на суше диаметр обычно меньше — 400—500 мм.

Кондуктор

Следующая устанавливаемая обсадная колонна называется кондуктором. Она защищает пресноводные пласты от загрязнения нефтью, газом или соленой водой из

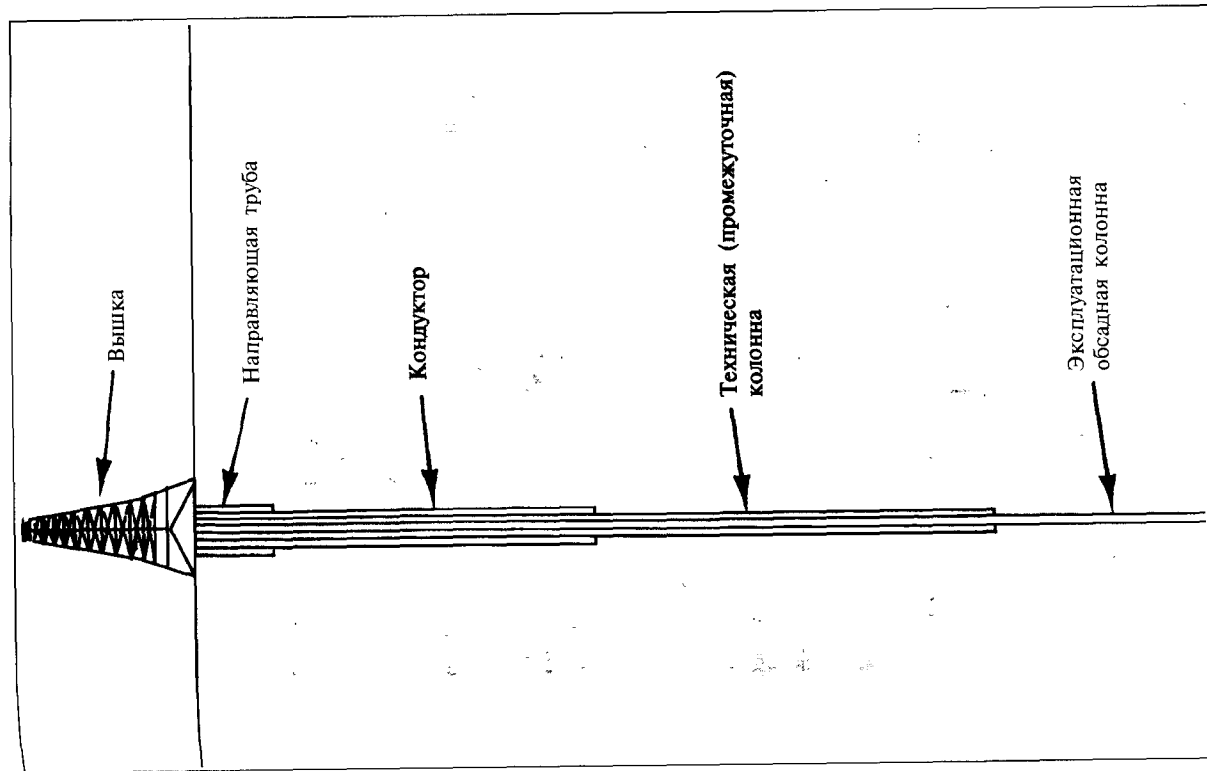


Рис. 8.1. Четыре класса обсадных труб

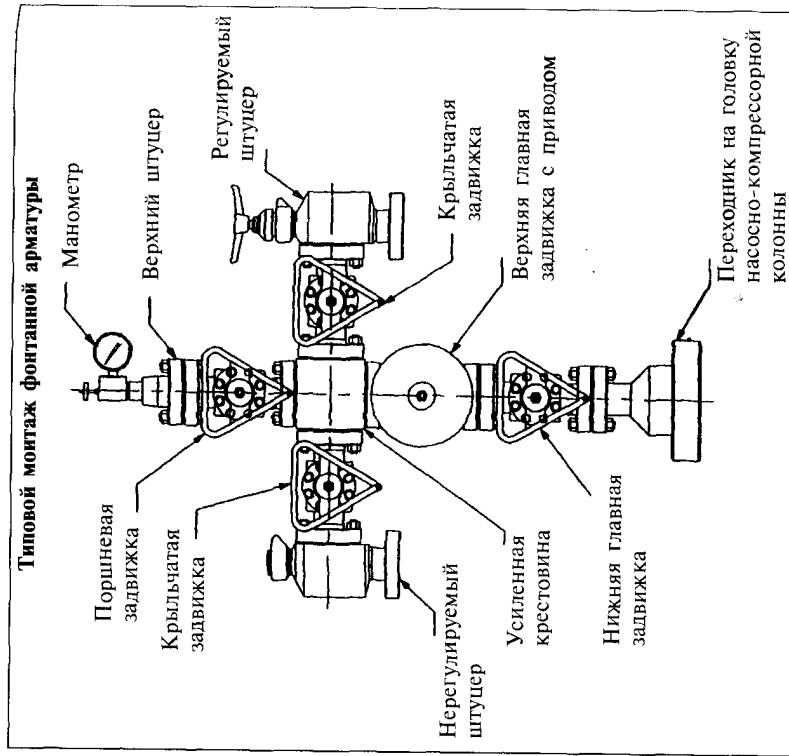


Рис. 8.2. Фонтанная арматура

более глубоких продуктивных слоев. Поскольку водоносные слои, как правило, встречаются на небольших глубинах, обычно необходимая высота кондукторной колонны не превышает 600 м.

Важная вспомогательная функция кондуктора заключается в подготовке места для размещения противовыбросового устройства (ПВУ), которое монтируется в процессе бурения, чтобы противостоять ударам или скачкам давления в стволе скважины. После заканчивания скважины ПВУ заменяет добывающий коллектор или *фонтанную арматуру* (рис. 8.2).

Кондуктор следует устанавливать довольно глубоко, чтобы достать до скальных пород, которые не будут растрескиваться или разламываться под максимальным ожидаемым весом бурового раствора на той глубине, где предполагается установить следующую колонну. Наружный диаметр кондуктора немного меньше диаметра направляющей трубы. (Кондуктор спускается внутри направляющей трубы.) Минимальная глубина обычно составляет 10% от ожидаемой суммарной глубины скважины или 150 м (выбирается большая из этих величин). Когда достигается требуемая глубина, эту колонну цементируют в окружающей направляющей трубе и таким образом фиксируют ее на месте.

Техническая (промежуточная) обсадная колонна

Промежуточная обсадная колонна, хотя она и не всегда устанавливается, предохраняет скважину от потерь бурового раствора в пластах неглубокого залегания. При бурении в зонах с пластовым давлением, превышающим норму, или содержащих отложения, склонные к осыпям и обвалам, а также в зонах поглощения бурового раствора может потребоваться установка обсадной колонны для минимизации риска перед более глубоким бурением. Для этого служит промежуточная обсадная колонна. Строго говоря, она не нужна для правильного функционирования скважины, так что это скорее часть операции бурения, чем заканчивания скважины.

Промежуточные обсадные колонны подвешиваются и герметизируются на поверхности на подвеске обсадной колонны. Нижняя часть заполняется цементом, циркулирующим вниз, вокруг забойной зоны скважины, и вверх, сквозь те пласты, где он нужен. Цементирование более подробно будет рассмотрено ниже.

Обсадная колонна-хвостовик

В отличие от обсадной трубы, проходящей с поверхности до заданной глубины и перекрывающейся с пре-

дыдущей обсадной трубой, труба-хвостовик проходит только от конца предыдущей колонны до дна открытой скважины. Колонны-хвостовики подвешиваются с предыдущей колонны на подвеске. Они часто цементируются по всему стволу, но могут быть и подвешены в скважине без цементирования.

Преимущество использования колонны-хвостовика заключается в том, что не нужно пропускать обсадную трубу до самой поверхности. Обсадные колонны стоят дорого, поэтому, используя меньшее число таких колонн, можно заметно сократить расходы.

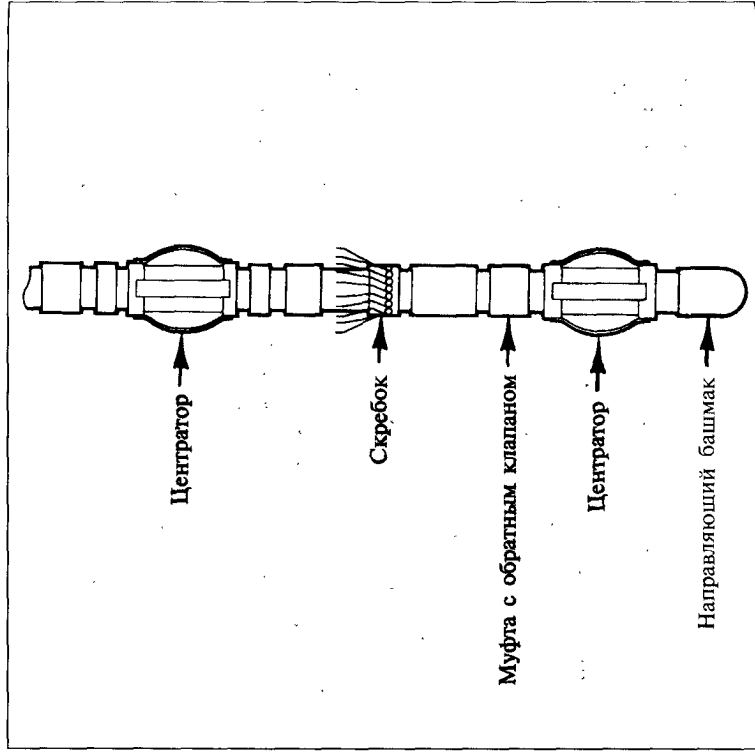


Рис. 8.3. Оборудование для заканчивания скважины при установке обсадной трубы (предоставлено компанией Trico Industries)

Иногда колонны-хвостовики устанавливаются в скважине в качестве защитных обсадных труб, выполняющих ту же функцию, что промежуточная колонна.

Эксплуатационная обсадная колонна

Эксплуатационная обсадная колонна известна под названием *нефтяной колонны* или *последней колонны*. Она отделяет нефть и/или газ от нежелательных флюидов продуктивного пласта и от других зон, через которые проходит ствол скважины. Эта обсадная труба служит также защитным кожухом для насосно-компрессорной колонны и другого оборудования, используемого в скважине.

Эксплуатационная обсадная колонна — последнее звено обсадной колонны, вводимое в скважину. Это непрерывная труба, идущая от поверхности до продуктивных пластов.

Вспомогательное оборудование обсадной колонны

При введении обсадной колонны в скважину используется много инструментов и приспособлений (рис. 8.3). Рассмотрим некоторые из них.

Направляющий башмак

Направляющий башмак представляет собой тяжелый тупой предмет, располагаемый на нижней части обсадной трубы, который предотвращает деформацию нижнего конца трубы. Направляющий башмак имеет закругленный нос, чтобы направлять обсадную трубу сквозь или мимо любых препятствий, которые могут встретиться в скважине. Он также снабжен цементировочной муфтой внутри основания, которая помогает закреплению цемента на обсадной колонне. Его внутренний диаметр меньше, чем диаметр обсадной колонны, чтобы ограничить подъем бурового раствора в колонну, а также обеспечить некоторую плавучесть.

Муфта с обратным клапаном

Муфта с обратным клапаном представляет собой многоцелевое приспособление, позволяющее опускать обсадные трубы в ствол скважины. Обратный клапан запирается за счет давления снаружи столба флюида. Этот клапан предотвращает попадание жидкости в процессе погружения обсадной трубы в скважину. Он также служит запорным клапаном, не позволяющим цементу стекать обратно после закачивания вверх по кольцевому зазору снаружи колонны труб. Это приспособление важно, так как плотность жидкого цементного раствора всегда выше плотности бурового раствора.

Кроме того, обратный клапан также предупреждает прорыв по обсадной колонне, если в ходе цементирования произойдет выброс. Это средство безопасности очень важно, когда пласты высокого давления выходят в открытую скважину.

Муфта с обратным клапаном может служить для останки верхней цементировочной пробки при вытеснении цементного раствора. Преимущество такого варианта состоит в том, что известное количество цементного раствора останется внутри обсадной колонны между муфтой и башмаком. Если циркуляция цементного раствора происходит внутри обсадной колонны, цемент хорошего качества заполняет кольцевое пространство выше башмака колонны. Это позволяет некоторому количеству цементного раствора оставаться внутри колонны труб у башмака и дает разработчику месторождения чувство уверенности, что в этой точке снаружи обсадной колонны оказался высококачественный цемент.

Центраторы и скребки

Центраторы и скребки присоединяются к обсадной колонне для облегчения цементирования. Центраторы представляют собой неподвижные пружины, держащие трубу в центре скважины, и не контактируют с ее стеном. Это гарантирует правильность распределения цемента

та вокруг трубы. Скребки представляют собой механические приспособления с проволочными пальцами, присоединенными к трубе вместе с центраторами. Скребки обдирают ствол скважины при возвратно-поступательных или вращательных движениях обсадной колонны. Это позволяет удалять глинистую корку — слой бурового раствора и обломков выбуренной породы, откладывающиеся на стенках. К такой поверхности цемент прилипает лучше.

Устье скважины

Устье скважины — соединение обсадной трубы с протовывбросовым устройством или с фонтанной арматурой. Это несъемное устройство, которое крепится болтами или приваривается к направляющей трубе или кондуктору. Устье скважины располагается в устьевой шахте в случае скважин на суше или на устьевой палубе домкратных или других морских платформенных буровых установок. Баржи, полупогружные суда и буровые суда устанавливают устья скважин на морском дне.

Кондукторная обсадная труба почти всегда приваривается к устью скважины. Последующие обсадные колонны вставляются внутрь кожаного устья скважины и поддерживаются подвеской обсадной колонны, которая запирает и герметизирует внутренность кожаного. Защитные втулки или протекторы бура защищают уплотняемую поверхность при прохождении бура через устье скважины.

Цементирование

Устье скважины не может удерживать вес тысяч фунтов обсадных труб. Начиная с определенного места, обсадную трубу для дополнительной стабильности закрепляют на стенке ствола скважины. Для этого ее цементируют.

Цементирование нефтяных скважин представляет собой процесс смешивания и вытеснения цементного раствора по обсадной колонне и вверх по кольцевому зазо-

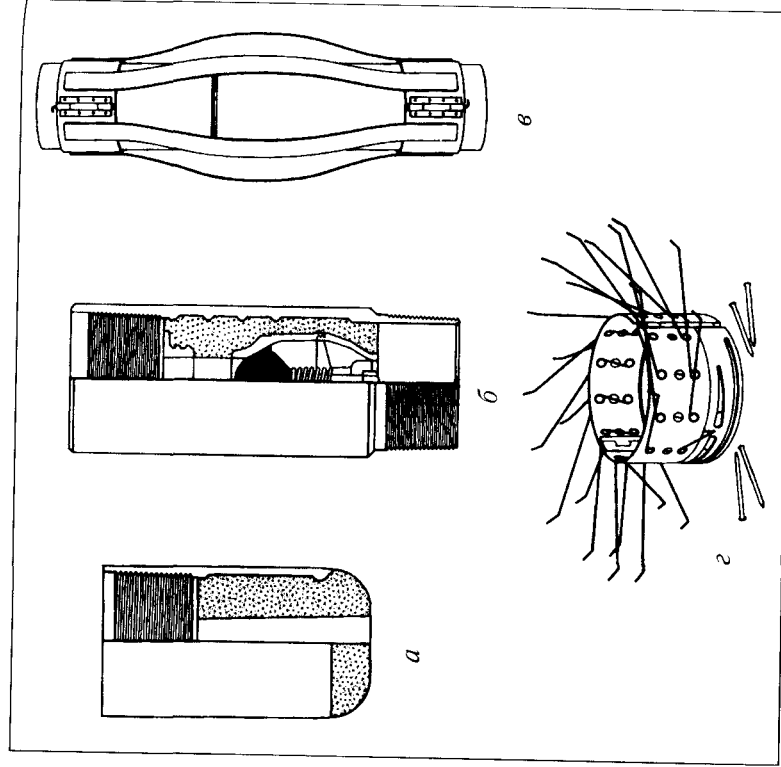


Рис. 8.4. Дополнительное оборудование для заканчивания скважины: *а* — направляющий башмак; *б* — муфта с обратным клапаном; *в* — центратор; *г* — скребок (собственность Halliburton)

ру снаружи трубы. После схватывания цемента образуется связь между трубой и породой.

Цементирование преследует несколько целей:

- прикрепляет трубу к скальной породе;
- защищает трубу и продуктивные пласты;
- герметизирует пласты, создающие неудобства, перед продолжением бурения;
- предохраняет зоны высокого давления от выбросов;



Рис. 8.5. Общий вид скважины при проведении цементирования

- обеспечивает опору для обсадной трубы;
- предотвращает коррозию труб;
- создает уплотнение на случай резкого скачка давления при продолжении бурения.

Цементирование делится на первичное и вторичное. Первичное цементирование проводится сразу после введения обсадной колонны в скважину, для того чтобы эффективно герметизировать и разделить каждую зону и защитить трубу. Вторичное цементирование выполняется

после первичного. Обычно это часть ремонтных или восстановительных работ.

Первичное цементирование

Существует семь методов цементирования:

- одностадийное цементирование по обсадной колонне, называемое *нормальной технологией вытеснения*;
- многоступенчатое цементирование, применяемое на скважинах с критическими градиентами давления гидравлического разрыва пласта или если требуется тщательное цементирование последней обсадной колонны;
- внутриколонное цементирование через бурильную трубу (используется для колонн большого диаметра);
- многорядное цементирование (применяется для труб малого диаметра);
- обратная циркуляция в критических пластах;
- замедленное схватывание для критических пластов и для улучшения установки на место;
- цементирование снаружи кольцевого зазора по рабочей колонне для кондуктора и других труб большого диаметра.

Из приведенных методов основными являются одностадийное и ступенчатое цементирование.

Одностадийное цементирование

Вслед за буровым раствором, но перед пробкой на забое в скважину закачивается буферная жидкость: 1500—2500 л воды или химического реагента. Вода или химический реагент служат для промывки и создают пространство между буровым и цементным растворами. Они также помогают удалить спекшийся буровой раствор из ствола скважины и смывают глину перед цементным раствором, снижая таким образом загрязнение.

Цементировочные заглушки обычно представляют собой алюминиевые чушки, завулканизированные в литую резину. Когда нижняя пробка достигает муфты с обратным клапаном, разрывается диафрагма, выпускающая цементный раствор вниз по обсадной колонне, а затем вверх по кольцевому зазору снаружи трубы. Прочно смонтированная верхняя пробка выпускается, когда замешан весь цемент. Она поступает вслед за цементным раствором. Цементный раствор подгоняется буровым раствором или другой жидкостью для вытеснения цемента вниз по обсадной колонне. Пробка обеспечивает полное отсеивание, когда достигает муфты с обратным клапаном. Заглушка, содержащая цементировочную головку, применяется для сброса пробки.

Повышение давления нагнетания служит сигналом того, что верхняя пробка достигла муфты с обратным клапаном. Такая ситуация называется *стучком заглушки*. Для гарантии хорошей циркуляции и вытеснения цемента обсадная труба приводится в возвратно-поступательное или вращательное движение или одновременно в оба. Они не прекращаются в течение всего времени, необходимого для циркуляции, замешивания цемента и вытеснения.

Ступенчатое цементирование

Данная технология используется для цементирования двух или более разделных секций за обсадной колонной. Это обычно требуется для последней обсадной колонны, которая могла бы вызвать разрушение пласта, если бы цемент вытеснялся со дна. Главной частью при этом является соединительный элемент с отверстиями, который размещается в назначенной точке колонны.

Вначале обычным способом цементруется нижняя часть колонны с использованием пробки, которые проходят через муфту для ступенчатого цементирования, при этом отверстия остаются закрытыми. Затем устройство для ступенчатого цементирования открывается гидравлически с помощью специальных заглушек, после этого флюид

перекачивается через данное устройство на поверхность. Цемент вводится в верхнюю секцию через отверстия, которые затем закрываются последней пробкой, следующей за цементом.

Вторичное цементирование

Работы по вторичному цементированию проводятся после первичного цементирования. Оно может применяться для закупоривания открытой зоны, сухой скважины или для вытравливания цемента сквозь перфорацию. Вторичное (исправительное) цементирование отделяет зоны, дающие нефть и газ, от пластов, содержащих другие жидкости. Оно применяется также для:

- дополнения или восстановления первичного цементирования;
- ремонта поврежденной обсадной трубы или неправильно размещенных перфораций;
- уменьшения угрозы поглощения бурового раствора в открытой скважине при продолжении бурения;
- отказа от непродуктивной или истощенной зоны;
- изоляции участка перед перфорированием;
- гидроразрыва пласта.

Раствор под давлением закачивают через перфорационные отверстия. Скорость закачивания должна быть низкой, чтобы могло пройти обезвоживание и начальное схватывание. Подача раствора продолжается до достижения искомого давления прокачивания.

Классификация цемента

В результате исследований, направленных на поиск гидравлического цемента, который мог бы использоваться под водой, ученые обнаружили, что известковый раствор из загрязненных известняков превосходит по своим

ствам растворов из чистых известняков. На основании этого открытия проводился обжиг смесей известковых и глиноземистых материалов. Так был разработан запатентованный процесс получения материала, известного под названием *портландцемент* и напоминающего бетон, производимый на острове Портланд у берегов Англии.

Портландцементы, используемые для цементирования нефтяных скважин, характеризуются классом по API. Нормальным градиентом температур по API считается 1,5°F на 100 фут. (0,8°C на 30 м) глубины.

Добавки к цементу

Большая часть работ по цементированию скважин выполняется с использованием заранее подготовленных систем силосов, а не перетаскиванием вручную мешков с цементом. Системы с силосами позволяют рабочим готовить и поставлять смеси, специально предназначенные для любых конкретных условий скважины. Это достигается введением добавок в цементы классов А, В, С или Н по API. Одни добавки замедляют, а другие ускоряют схватывание цементного раствора. Различные добавки могут также выполнять следующие функции:

- сокращать плотность раствора;
- увеличивать объем раствора;
- увеличивать время загустевания и связанное с ним время схватывания;
- сокращать время ожидания затвердевания **цементного** раствора и увеличивать начальную прочность;
- снижать водопотери;
- предотвращать преждевременное обезвоживание;
- повышать плотность раствора для противодействия давлению.

Цементы для направляющей трубы и кондуктора используются при более низких температурах и нуждаются в

ускорители, способствующем схватыванию цемента и сокращающем чрезмерное время затвердевания.

Для глубоких скважин *замедлители* схватывания увеличивают диапазон перекачиваемости цемента. Основным фактором, управляющим использованием дополнительных замедлителей, является температура забойной зоны. По мере повышения температуры реакция между цементом и водой ускоряется. Это сокращает время загустевания цемента и снижает перекачиваемость. Некоторое влияние оказывает давление, но повышение температуры на каких-то 10°C может означать переход от успешного к безуспешному проведению цементирования.

Облегчающие добавки снижают плотность раствора. *Утяжеляющие добавки* применяются, когда ожидаются ненормально высокие давления.

Потери бурового раствора — обычное осложнение при бурении, но эта же проблема может возникнуть и при цементировании. Поэтому может оказаться необходимым использовать цементы, содержащие добавки *для борьбы с поглощением*.

Замешивание *добавок для низкой водоотдачи* в цементы для нефтяных скважин для снижения скорости фильтрации аналогично технологиям, применяемым в случае буровых растворов. Добавки *для снижения потерь флюида* иногда используют в цементировании выдавливанием и в цементировании высоких колонн, например глубоко расположенных колонн-хвостовиков.

В отличие от практики закачивания буровых растворов, для достижения более полного вымывания глины из кольцевого зазора поток цемента должен быть турбулентным. Цементные растворы более низкой вязкости переходят в турбулентный режим потока при более низких скоростях закачки. Это сокращает скорости циркуляции и дает возможность подачи турбулентного потока цемента при давлении ниже давления разрушения пласта. *Добавки для снижения трения* помогают переходу в турбулентный режим на меньших скоростях вытеснения.

Цементы, насыщенные солями, были разработаны для цементирования засоленных участков, так как пресная

вода не дает хорошего связывания с засоленными породами. Вода из цементного раствора смывает или растворяет соль на границе раздела фаз, что мешает эффективному прилипанию. Соленые цементные растворы также помогают предохранить участки сланцевых отложений, чувствительные к пресной воде.

Параметры цементирования

Плотность цементных растворов для нефтяных скважин составляет 1,3—2,6 г/см³. Она зависит от количества воды и от наличия добавок, а также от запыления раствора буровой жидкостью или другим посторонним веществом. Плотность цементного раствора обычно контролируется с помощью измерения плотности цемента, проходящего через емкость со стандартными рычажными весами, которые также используются для буровых растворов.

Объем цемента, необходимый для данной операции по цементированию, определяется расчетными объемами, опытом добычи нефти и требованиями регулятивных органов. При отсутствии опыта объем, рассчитанный на основании кабельного снятия кавернограммы или оцененный из измерений буровым долотом, следует увеличивать в 1,5 раза.

При схватывании цемента его температура значительно повышается. Это явление может быть использовано для точного определения местоположения верхнего края цемента (рис. 8.6). Как только цемент начинает затвердевать, в скважину опускают записывающий термометр и регистрируют температурную каротажную диаграмму. Слой от верхнего края цемента до забоя скважины будет иметь значительно более высокую температуру, чем область над цементом.

Такая каротажная диаграмма также позволяет оценить качество связывания между обсадной колонной и стволом скважины. Плохое качество связывания проявляется как наличие температурных изменений, не соответствую-

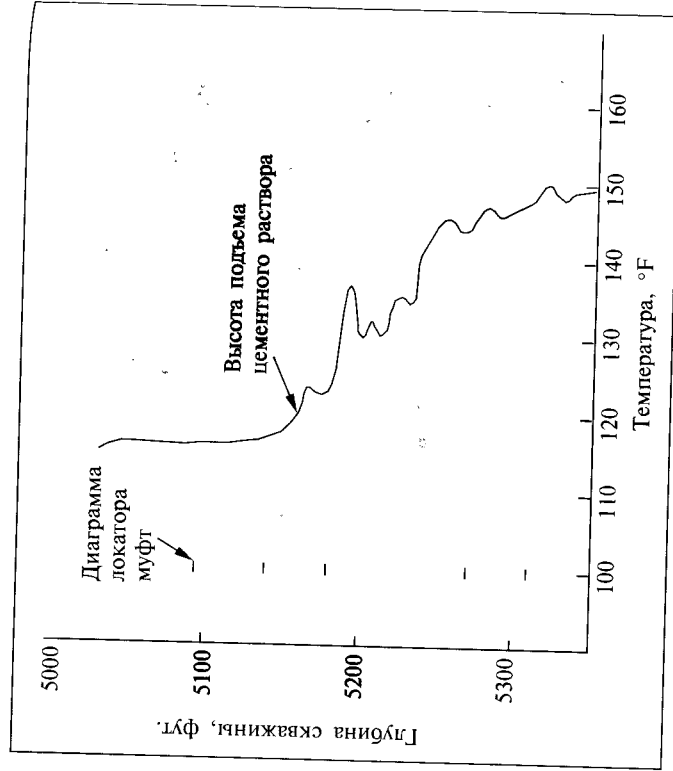


Рис. 8.6. Температурный график высоты подъема цементного раствора

ющих нормальному градиенту. Более сложным инструментом для той же цели является *каротаж качества связи цемента*, который основан на обнаружении уменьшения интенсивности акустического сигнала. При этом можно оценить качество прикреплении цемента как к обсадной колонне, так и к окружающей породе. Каротажная диаграмма данного вида требует квалифицированной расшифровки. При благоприятных условиях можно узнать даже прочность цемента на сжатие.

После установления, цементирования и перфорирования колонны, а также после проведения необходимых процедур по стимулированию пласта скважину оборудуют для добычи нефти. В следующей главе обсуждаются методы доставки углеводородов из продуктивной зоны.

Глава IX

ВЫБОР МЕТОДА ДОБЫЧИ

Эффективная нефтедобыча из коллектора требует специальных знаний основ механики жидкостей и процессов добычи. Эти знания нужно применять к каждому коллектору. Так, инженер-нефтяник должен уметь распознать индивидуальные характеристики коллектора, выбрать процесс, наиболее пригодный для данного коллектора, и способы разработки, гарантирующие извлечение из коллектора максимально возможного количества нефти.

Механизмы нефтедобычи

Добыча нефти — это процесс вытеснения. Нефть не вытесняется сама себя из коллектора. Напротив, она должна вытесняться в скважину из пористого пласта каким-то замещающим агентом. Обычно в качестве такого агента используют газ или воду, зачастую один из них или оба имеются внутри или недалеко от коллектора. Если их нет, разработчик месторождения может закачивать газ или воду через нагнетательные скважины.

Ранее мы обсуждали, что три главных природных механизма нефтевытеснения включают режим растворенного газа, газонапорный и водонапорный режимы. Избранный тип движущей силы задает условия эксплуатации и в значительной степени определяет окончательную степень нефтеотдачи. Эти три метода различаются по своим свойствам, механизмам и эффективности.

При вытеснении в режиме *растворенного газа* нефть вытесняется при выделении газа из раствора в нефти. Это

происходит, когда давление в пласте снижается в результате добычи. В сегодняшнем понимании такое действие в основном неэффективно, так как истощение происходит одновременно во всем коллекторе.

При вытеснении в *газонапорном* режиме действующий фактор — шапка свободного газа — с самого начала присутствует над нефтеносным участком. При таком механизме понижение давления вызывает расширение газовой шапки. По мере ее расширения вниз и проникновения в расположенную ниже структуру нефтяной зоны она вытесняет нефть в направлении областей пониженного давления — добывающих скважин.

При вытеснении в *водонапорном* режиме вода из осевших водоносных слоев проникает в нефтеносную часть коллектора. При понижении давления в скважине вода течет в направлении понижения давления, проникает в нефтеносную зону, вытесняет нефть из пористой породы и толкает ее перед собой в направлении скважины.

Действие газовой шапки и воды эффективнее, чем действие растворенного газа, причем действие воды обычно наиболее эффективно. Однако зачастую природные факторы приходится дополнять или даже улучшать для получения максимально эффективной нефтеотдачи.

В каждом из этих механизмов нефтедобычи на процесс дополнительно воздействует сила тяжести, и ее следует учитывать, если имеет место перемещение в вертикальном направлении. В определенных условиях сила тяжести может оказаться главным действующим фактором. Там, где перемещения жидкости равновесны или лишь немого изменяют давление, комбинированное действие силы тяжести и давления может заставить разные жидкости разделяться в зависимости от относительной плотности. Поскольку нефть легче воды, она может перемещаться перед вытесняющей водой, что увеличит нефтеотдачу.

Условиями, где сила тяжести может играть заметную роль, могут быть высокопроницаемые пласты с некоторым углом наклона и маловязкой нефтью, где скорость добычи достаточно низка, чтобы уменьшить возможность перемешивания.

Факторы, влияющие на нефтеотдачу

Количество нефти, которое можно извлечь из коллектора, колеблется в широких пределах и зависит от природных условий в подземной структуре и от свойств жидкости, а также от разработчика и от выбранного метода разработки месторождения. Среди факторов, влияющих на нефтеотдачу, назовем следующие:

- характеристики продуктивного пласта, например пористость, проницаемость, содержание межпластовой и захваченной воды, однородность, непрерывность и структурная конфигурация;
- свойства нефти в коллекторе, например вязкость, сжимаемость, количество газа в растворе;
- средства регулирования, например природные вытекающие силы, скорость добычи, изменение давления;
- состояние скважины и расположение относительно структуры.

Управление производительностью коллектора

Каждый режим требует тщательного контроля во избежание потери вытесняющего агента. Разработчик в определенной степени может регулировать природные силы, например в плане их направленности. Проблема заключается в том, сможет ли разработчик заменить менее эффективный режим более эффективным, а затем управлять им для получения максимальной отдачи.

Важным фактором является раннее планирование. После обнаружения нового коллектора разработчик должен определить тип естественной движущей силы и ее эффективность. На основании этих сведений разработчик может решить, следует ли целиком воспользоваться природной движущей силой, дополнить ее или полностью изменить положение вещей посредством закачивания газа или воды. Это решение должно приниматься с учетом

суммарных затрат на разработку и эксплуатацию. Разработка скважины — монтаж, расположение и способ заканчивания — при газонапорном режиме существенно отличается от такового при водонапорном режиме. Но при любом механизме вытеснения обычно лучше действовать при высоком уровне давления в коллекторе. Это значит, что начинать эксплуатацию следует на настолько раннем этапе жизни месторождения, насколько это возможно.

Требования к правильному управлению. Эффективная нефтеотдача зависит от того, в какой степени поступают газ или вода проникают в коллектор в целом и насколько равномерно газ или вода вытесняют или вымывают нефть. Ниже приведены семь основных требований правильного управления коллектором.

- Выбор эффективного преимущественного механизма нефтедобычи. Возможно, это только природная движущая сила, ее можно дополнить закачиванием жидкости или изменить, чтобы создать совершенно новую движущую силу.
- Преимущественный механизм должен согласованно и последовательно продвигать флюиды по всему коллектору, причем замещающая жидкость должна вытеснять нефть перед собой в направлении добывающих скважин.
- Граница между замещенной и незамещенной частью коллектора должна быть четко выражена и всегда в разумных пределах однородна.
- Нефть должна вымываться равномерно. Участки с высоким насыщением нефтью не должны быть отрезаны или обойдены наступающим фронтом газа или воды.
- Следует избегать неоправданной утечки газа или воды.
- Следует правильно располагать и заканчивать скважины для адекватного управления поступающим газом или водой.
- Давление в коллекторе должно поддерживаться на достаточно высоком уровне для предотвращения избыточного выделения растворенного газа.

Управление скоростью отбора

Нефтедобыча не бывает эффективной случайно; она требует осторожных и тщательных действий разработчика. Одним из наиболее существенных факторов для эффективной нефтедобычи является управление скоростью отбора. Исследования показывают, что избыточный отбор приводит к быстрому падению давления в коллекторе, преждевременному выделению растворенного газа, неравномерному продвижению фронтов вытеснения, непродуктивным утечкам газа и воды, запариванию нефти в ловушках или ее обтеканию, а в худших случаях — к неэффективному режиму растворенного газа. Каждый из этих факторов, вызванных избыточным отбором, снижает конечную нефтеотдачу. В общем случае наиболее эффективный способ управления нефтедобычей заключается в снижении отбора.

Тем не менее одного только управления отбором может оказаться недостаточно. Разработчику может также потребоваться управлять продвижением вытесняющей жидкости и предотвращать ее преждевременное растекание. Поэтому необходимо предпринимать меры по снижению потерь и по управлению производительностью коллектора.

Максимальная эффективная норма отбора

Нефтеотдача большинства залежей напрямую зависит от дебита скважины. Для каждого коллектора существует максимальная скорость добычи, обеспечивающая эффективную нефтеотдачу. Увеличение добычи свыше этого максимума обычно ведет к растрате движущей силы и снижает конечную нефтеотдачу. В то же время добыча со скоростью ниже этой максимальной не увеличивает конечную нефтеотдачу. Из этих соображений сложилось понятие *максимальной эффективной нормы отбора* (МЭНО).

Это понятие хорошо обосновано и является инженерным принципом. МЭНО нефтяного коллектора опреде-

ляется как самая высокая скорость отбора, которая может поддерживаться в течение длительного времени без повреждения коллектора и при превышении которой повреждается конечная нефтеотдача. Это не неизменная характеристика коллектора: МЭНО зависит от механизма нефтедобычи и физической природы коллектора, его окружения и содержащихся в нем жидкостей. В одном и том же коллекторе она различна для разных процессов добычи. Но, изучая коллектор и его поведение, инженеры могут определить МЭНО, если располагают достаточными геологическими и эксплуатационными сведениями.

При установлении МЭНО следует учитывать (два независимых физических условия и одно экономическое), что отбор:

- не должен превышать возможности коллектора;
- на отдельной скважине не должен быть чрезмерным;
- на отдельной скважине не должен быть таким низким, чтобы добыча оказалась экономически неоправданной.

На ранних этапах разработки месторождения МЭНО обычно ограничивается эффективным отбором с отдельных скважин. После того как существенная часть разработки завершается, обычно бывает достаточно скважин, чтобы выйти на общую МЭНО коллектора без превышения МЭНО отдельных скважин. Таким образом, на поздних стадиях разработки МЭНО ограничивается эффективной производительностью коллектора. Во всяком случае, меньшая из двух производительностей — либо коллектора, либо отдельных скважин — определяет МЭНО месторождения.

Эффективная эксплуатация скважины

Эффективный отбор из коллектора требует также эффективной эксплуатации добывающих из него скважин. Мы выяснили, что МЭНО коллектора не может превышать суммы МЭНО отдельных скважин. Таким образом,

чтобы определить эффективную производительность коллектора, разработчик должен исследовать ограничения и способность каждой скважины произвести соответствующую долю.

Один из наиболее полезных способов установления производственной способности скважины — определение притока в скважину. Рассчитывают приток в скважину с помощью коэффициента производительности и удельного коэффициента производительности скважины. Эти сведения, в свою очередь, позволяют определить суммарное падение давления и падение давления на единицу сечения пласта, имеющего выход в скважину во время притока при данной скорости добычи. Таким образом, этот тест оценивает максимальную скорость добычи из скважины, при которой исключается чрезмерное локальное падение давления вблизи скважины для поддержания высокой степени насыщения нефтью и предотвращения проскока или просачивания в скважину газа или воды.

Проверка производственного потенциала скважин и производственной способности через регулярные промежуточные времени и постоянная запись истории эксплуатации скважин также являются источниками сведений, ценных для назначения метода отбора из отдельных скважин.

Теперь мы знаем, как работают коллекторы и почему скорость добычи важна для того, чтобы добиться максимальной нефтеотдачи из скважины. Когда все факторы определены, разработчик принимает решение, какой режим вытеснения выбрать для данной скважины и/или коллектора. На этой стадии разработчик готов оснастить скважину добывающим оборудованием и начать извлечение нефти.

Глава X

МЕТОДЫ ДОБЫЧИ — ОБОРУДОВАНИЕ И ОПРОБОВАНИЕ

Когда обсадная колонна установлена, зацементирована, перфорирована и предприняты все необходимые меры по интенсификации притока, на скважине можно монтировать оборудование для добычи. В этой главе рассматривается, как нефть попадает из продуктивной зоны к месту продажи.

Оборудование скважины для добычи

Для защиты обсадной трубы в скважину пропускается линия стальных труб меньшего диаметра, которая называется *насосно-компрессорной, лифтовой, эксплуатационной* или *рабочей колонной* или *трубой* (НКТ). По этой НКТ жидкости из скважины будут доставляться на поверхность. Чтобы скважинные флюиды не попадали в кольцевое пространство между обсадной и насосно-компрессорной колоннами, у основания НКТ обычно устанавливается *накер*, который можно расширить так, чтобы образовалось герметичное уплотнение.

Наверху скважины необходимо установить ряд клапанов и фитингов, чтобы регулировать и направлять поток из скважины. Как мы говорили выше, эту конструкцию из клапанов и фитингов называют *устьем скважины* или иногда *фонтанной арматурой*.

Из устья скважины добытые жидкости транспортируются по выкидному трубопроводу в промысловый сбор-

ник — *резервуарный парк*. В этих резервуарах может собираться продукция из многих скважин. Резервуарный парк оснащен оборудованием, необходимым для разделения произведенных жидкостей — нефти, воды и газа, так чтобы каждую из них можно было использовать по назначению. (Подробнее об этом изложено в главе XI.) Далее рассмотрим операции и оборудование, необходимые для того, чтобы доставить продукцию с забоя скважины в выкидной трубопровод.

Классификация скважин по методу подъема

Добывающие скважины обычно классифицируют по типу механизма, используемого для доставки жидкостей с забоя скважины в выкидной трубопровод. Это может быть либо естественный поток, либо какой-то искусственный способ подъема. Газовые скважины обладают естественной продуктивностью. Некоторые нефтяные скважины фонтанируют на ранних стадиях своей продуктивной жизни благодаря присутствию им внутренней энергии (рис. 10.1), но рано или поздно и им требуется дополнительная энергия для поддержания продуктивности.

Когда скважина открывается для добычи, нефть поступает в ствол скважины под действием перепада давлений в скважине и в коллекторе. По мере подъема нефти по насосно-компрессорной колонне давление продолжает снижаться. При снижении давления растворенный газ начинает выделяться, образуя в нефти пузырьки. Эти пузырьки газа расширяются, и столб жидкости становится легче. Совместное действие давления коллектора и уменьшенного веса столба жидкости и обеспечивают фонтанирование скважины.

По мере извлечения нефти пузырьки газа образуются и в самом коллекторе. Они продолжают расширяться, вытесняя больше нефти в скважину. Однако в конце концов расширяющиеся пузырьки газа соединяются между собой, формируя сплошные газовые каналы внутри коллектора.

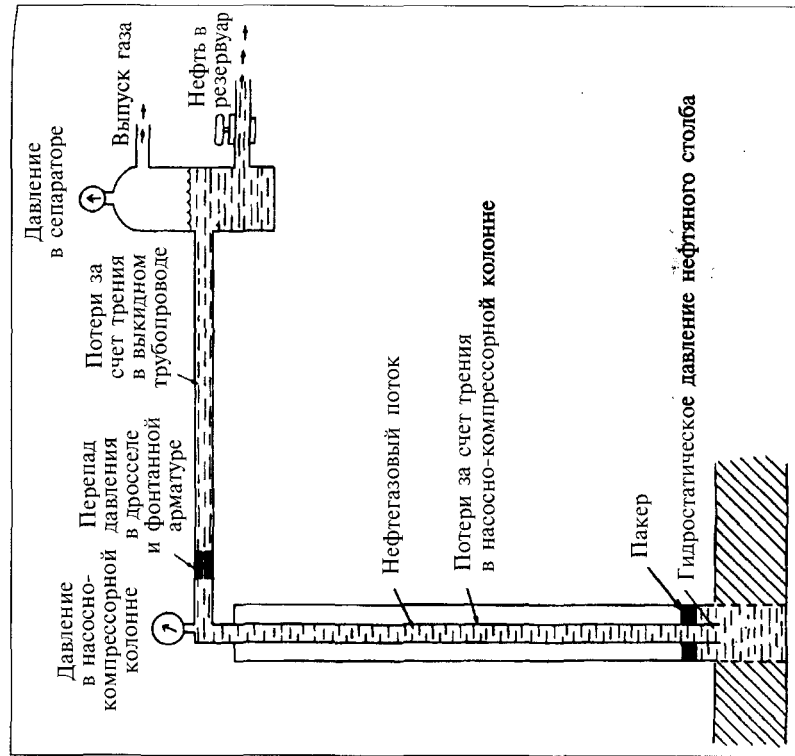


Рис. 10.1. Схематическое изображение фонтанирующей скважины с достаточным давлением для подъема нефти на поверхность

Когда это происходит, газ начинает стекать в скважину, оставляя за собой большую часть более тяжелой нефти (рис. 10.2). Эти явления продолжаются до тех пор, пока давление в коллекторе не уменьшится до такой степени, что не сможет выталкивать оставшуюся, более тяжелую нефть на поверхность. Начиная с этого момента требуется механизированная добыча.

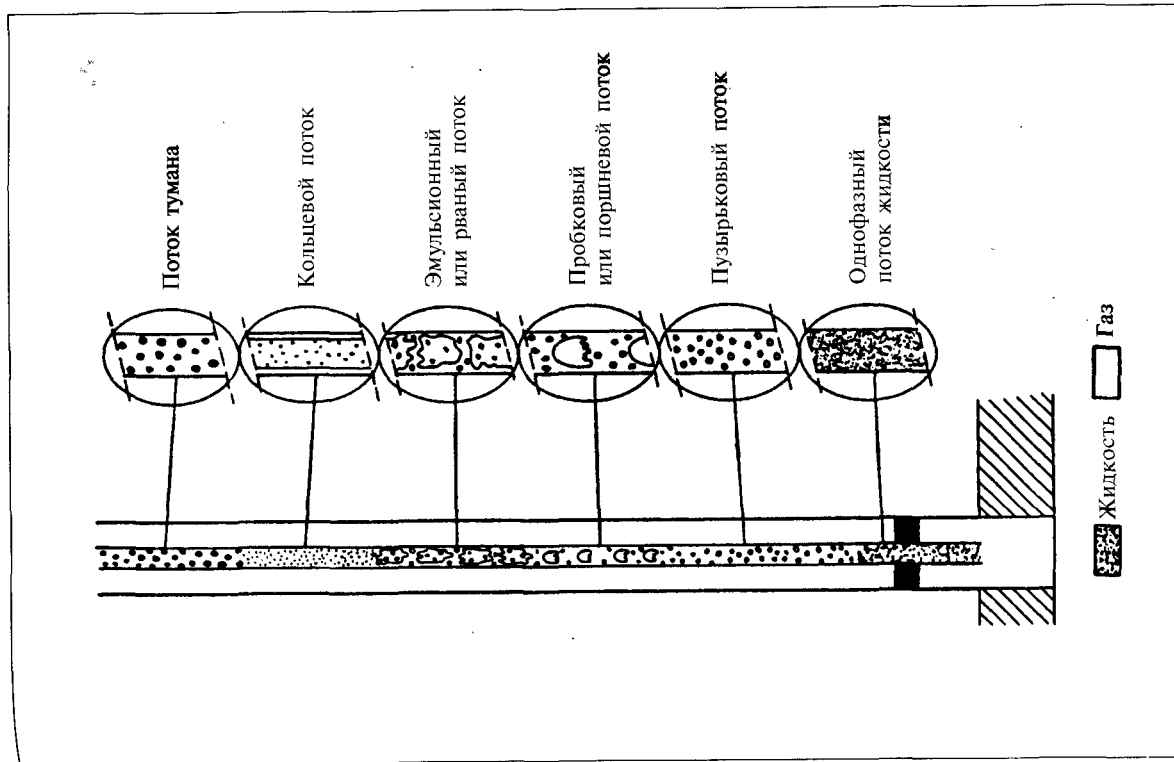


Рис. 10.2. Разделение жидкостей по мере протекания по насосно-компрессорной колонне

Механизированная добыча

Механизированная добыча (механизированный лифт) применяется в тех случаях, когда давление в нефтяном коллекторе снижается настолько, что уже не может обеспечить экономически оптимальный отбор из скважины за счет природной энергии. Наиболее распространены следующие методы механизированной добычи:

- газлифт;
- плунжерный лифт;
- добыча штанговыми насосами;
- откачка пневматическими и гидравлическими насосами;
- откачка роторными насосами;
- откачка гидравлическими глубинными насосами;
- откачка электрическими погружными насосами.

Для достижения максимальной экономической эффективности при добыче нефти следует учитывать изменение стоимости денег по истечении какого-либо времени. Хорошо знакомым примером этого принципа служат сберегательные счета. Один доллар, помещенный на сберегательном счету с годовым интересом в 15 сложных процентов, через 10 лет будет стоить 4,05 дол. Наоборот, 4,05 дол., которые можно получить через 10 лет, сегодня стоят всего-навсего 1 дол. с годовым интересом в 15 сложных процентов.

Определение текущей цены будущих долларов называется дисконтированием или обратным расчетом сложных процентов. Текущая цена доллара в некотором будущем равна обратной величине будущей цены доллара, вложенного сегодня на какой-то промежуток времени с постоянным интересом и одним и тем же периодом начисления сложных процентов.

Инженеры-нефтяники пользуются этим принципом для расчета наиболее экономичного метода эксплуатации данной скважины. С точки зрения эксплуатационника, понимание этой концепции помогает осознать цену простоя и важность решения проблем, снижающих макси-

мальную продуктивность. Если скважина на месторождении с ожидаемым продуктивным временем жизни 10 лет простаивает, потери могут не окупиться за это время. При годовом интересе в 15 сложных процентов и при постоянных ценах на нефть это производство принесет только четверть того, что дало бы, будь эта нефть добыта сегодня. Один из наиболее важных факторов в получении максимальной экономической эффективности скважины заключается в минимизации простоев и потери производительности.

Газлифт

В скважинах, где давление в коллекторе или давление растворенного газа слишком мало, чтобы создавать фонтанирование, поток жидкости может поддерживаться искусственным методом — *газлифтом* (рис. 10.3). Существует множество вариаций газлифтной системы, но основной принцип заключается в том, чтобы брать газ из внешнего источника и закачивать его в добываемые жидкости, проходящие по насосно-компрессорной колонне. Это снижает вес столба жидкости и обеспечивает истечение нефти из скважины.

В ходе эксплуатации газ под давлением закачивается в пространство между обсадной и насосно-компрессорной колоннами и попадает в последнюю через открытый газлифтный клапан. Жидкость в насосно-компрессорной колонне выше клапана вытесняется и/или становится легче при смешивании с газом и может подниматься на поверхность вместе с расширяющимся газом. Когда газ и жидкость достигают поверхности, газ отделяется от нефти. Здесь его вновь сжимают до высокого давления и еще раз закачивают в пространство между обсадной и насосно-компрессорной колоннами, чтобы повторить цикл снова.

Так как газ закачивается с более или менее постоянной скоростью, система классифицируется как *непрерывный* газлифт. Тем не менее рано или поздно давление в

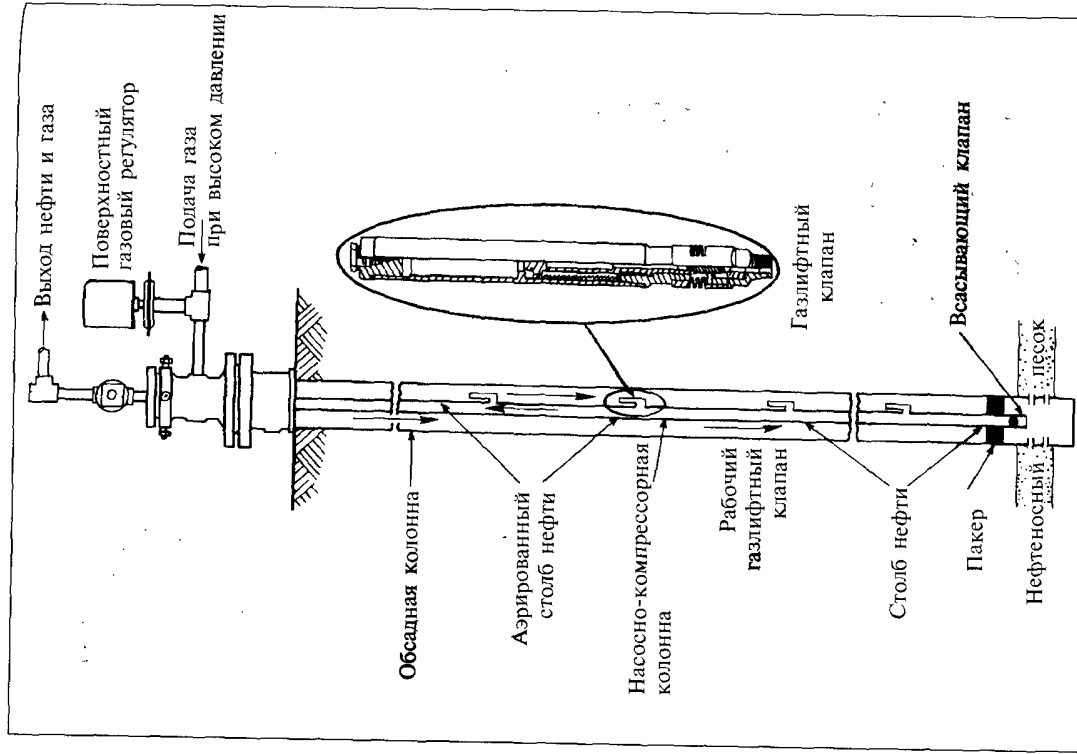


Рис. 10.3. Газлифтная установка. Газ закачивается в скважину в пространство между обсадной и насосно-компрессорной колоннами, проникает в насосно-компрессорную колонну через рабочий газлифтный клапан, там смешивается с нефтью и поднимает ее на поверхность

коллекторе понизится до такой степени, что даже с помощью вспомогательной закачки газа оно не будет поддерживать ток нефти. На данном этапе можно применить одну из *периодических* систем газлифта. По этому методу жидкости дают время для накопления в насосно-компрессорной колонне. Затем в скважину в заранее определенные промежутки времени закачивают газ, который порциями вытесняет жидкость на поверхность.

Особым типом газлифта является система *плунжерного подбоя* для скважин, производящих небольшие количества жидкости. На нижнем конце насосно-компрессорной колонны устанавливают накопительную камеру. Когда накапливается достаточное количество жидкости, плунжер выталкивает ее на поверхность. Энергия для выталкивания плунжера на поверхность передается газом высокого давления. Когда плунжер достигает поверхности, газ высокого давления высвобождается и плунжер падает обратно на дно насосно-компрессорной колонны до своего следующего путешествия на поверхность.

Газлифт широко используют как механизированный способ эксплуатации при морском способе добычи. Предпочтительным методом газлифта в море является непрерывный газлифт, так как пропускная способность трубопроводов высокого и низкого давления обычно ограничена. На суше также имеется много установок для газлифта.

В начале XIX века водозаборные скважины зачастую эксплуатировали с помощью воздушного лифта. Для этого по линии тонких труб в скважину подавали сжатый воздух, чтобы поднимать воду на поверхность. Тот же принцип был позднее применен для нефти, но воздух в качестве закачиваемой среды заменили на природный газ, чтобы снизить опасность коррозии и пожара.

Непрерывный поток

Простейший вид газлифта — это использование насосно-компрессорных колонн с открытым концом. На

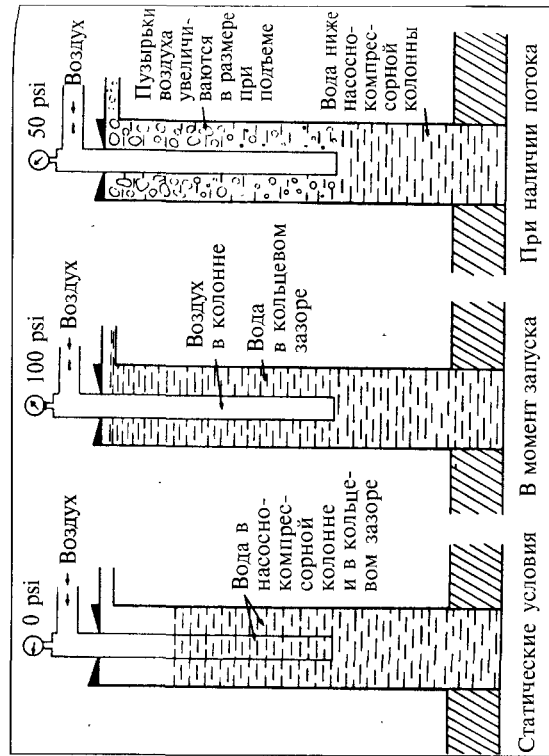


Рис. 10.4. Газлифт с использованием колонны с открытым концом в водяной скважине

рис. 10.4 изображена водозаборная скважина в статических условиях. Поскольку давление в пласте слишком мало, чтобы заставить воду вытекать на поверхность, следует воспользоваться каким-либо искусственным подъемником. Обратите внимание на то, что гидростатический напор жидкости в скважине равен давлению в геологическом пласте.

Добыча начинается подачей в колонну воздуха или газа, который смешивается с жидкостью над нижним краем колонны; при этом снижается градиент жидкости, в результате чего скважина становится продуктивной. Этот тип подъема известен как непрерывный газлифт. Систему непрерывного потока часто останавливают в скважине (задолго до того, как она перестанет давать нефть) для увеличения производительности и предотвращения остановки скважины. В большинстве случаев газ подается внутрь и вниз по кольцевому зазору, а добыча

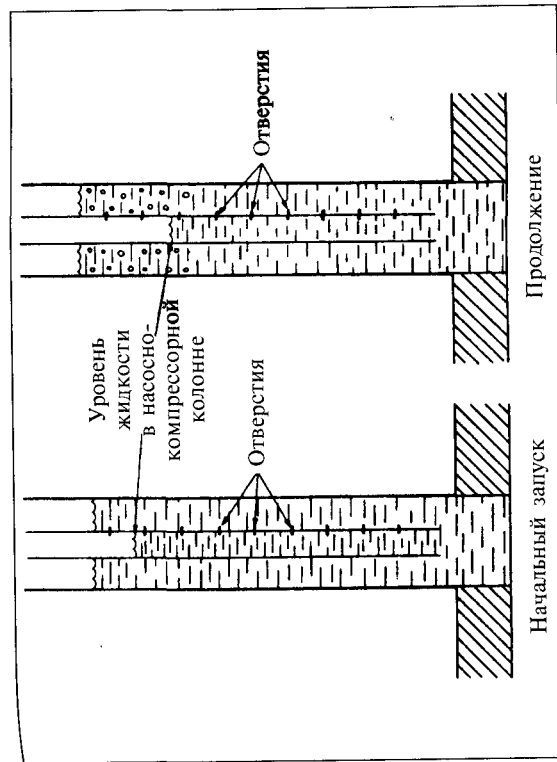


Рис. 10.5. Насосно-компрессорная колонна с отверстиями

производится по насосно-компрессорной колонне. Для больших объемов, тем не менее, газ может закачиваться по насосно-компрессорной колонне, а добыча происходить по кольцевому зазору.

При периодическом варианте газлифта (рис. 10.7) подача газа периодически прекращается, чтобы дать жидкости возможность достичь требуемого уровня над самым нижним газлифтным клапаном. Обратное давление на продуктивный пласт сводится к гидростатическому давлению газа над жидкостью в колонне и гидростатическому давлению относительно небольшого столба жидкости в колонне, которое очень мало. Быстрое нагнетание газа через большое отверстие в нижнем газлифтном клапане приводит к быстрому выталкиванию накопленной жидкости в виде пробки при небольшом проскоке газа вверх через жидкость. При правильной конструкции и регулировке этот вид газлифтной установки очень эффективен

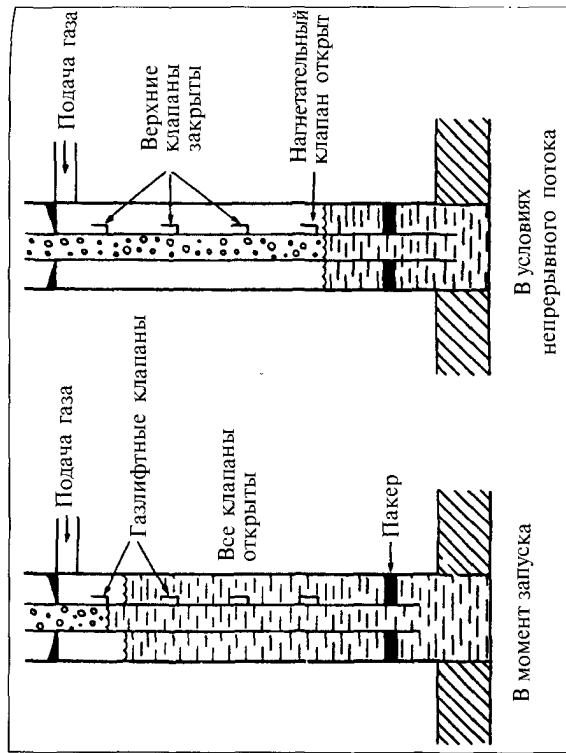


Рис. 10.6. Схема монтажа газлифтных клапанов

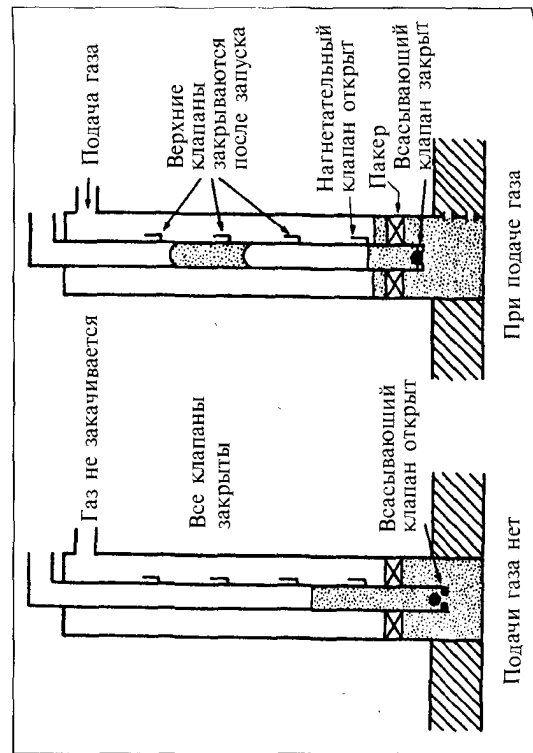


Рис. 10.7. Газлифт периодического действия

и может использоваться для добычи из скважин с довольно низким давлением в забое.

На некоторых скважинах с очень низким давлением в забое и высокими показателями продуктивности (измеряется в баррелях в сутки на перепад давления в футах на квадратный дюйм) применяют особый вид газлифта, известный как *камерный* газлифт. Эта система действует так же, как другие варианты газлифта периодического действия, за исключением случая, когда подача газа отключена, поступающие в скважину жидкости собираются в камере, имеющей больший диаметр, чем насосно-компрессорная колонна. При одном и том же объеме добыаемой жидкости гидростатический напор и давление у дна скважины уменьшены. Добавляются более низкого давления притока в пласте, чем при непрерывной добыче, используя камерный газлифт, либо в обычных установках газлифта периодического действия. Запускающие клапаны над камерой устроены так же, как на обычных газлифтных установках периодического действия (рис. 10.8).

По мере того как газ поступает в кольцевой зазор из насосно-компрессорной колонны, плотность жидкости в нем над точкой подачи уменьшается. При этом снижается давление, необходимое для качки газа, и гидростатическое давление в забое скважины. Поскольку давление в пласте теперь превышает гидростатическое давление в забойной зоне, жидкости перетекают в скважину. Пузырьки газа, образовавшиеся у дна колонны в результате закачивания газа, расширяются, поднимаясь по кольцевому зазору и увеличиваясь вдвое в объеме всякий раз, когда гидростатический напор над ними уменьшается наполовину.

Этот вид газлифта удовлетворительно действует как на неглубоких скважинах, так и на скважинах с высоким давлением в забое. Тем не менее в более глубоких скважинах давление, необходимое для запуска газлифта, слишком велико. Чтобы его снизить, иногда в насосно-компрессорной колонне на некотором расстоянии от верхнего лята (или пробивают) маленькие отверстия от верхнего статического уровня жидкости до ее низа (рис. 10.5).

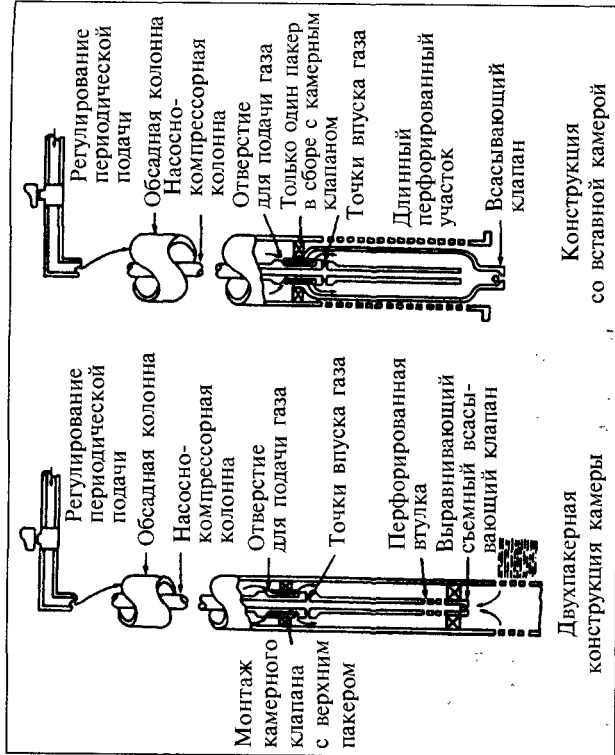


Рис. 10.8. Два вида камерного газлифта

При такой конструкции для запуска требуется гораздо меньшее давление. Тем не менее, если точка ввода газа смещается к низу колонны, газ продолжает поступать и через верхние открытые отверстия, что существенно снижает эффективность подъема. Поэтому были разработаны газлифтные клапаны, которые позволяют закрывать точки ввода газа при снижении уровня жидкости после опрелделения рабочей глубины ввода газа (рис. 10.6).

Периодический поток

Газлифтная технология быстро развивалась начиная с 1930 г., что привело к созданию газлифта периодического действия. На рис. 10.5 и 10.6 показан вариант непре-

рывного ввода газа для подъема жидкостей. Такой вариант налагает серьезные ограничения на скважины с низкими давлениями в пласте из-за постоянного действия давления нагнетаемого газа.

Газлифт может также создать определенные проблемы в процессе добычи. При непрерывном варианте на пласт воздействует относительно высокое встречное давление. Использование высокого давления создает проблемы с точки зрения техники безопасности. Дополнительными проблемами являются воздействие давления закачиваемого газа на обсадную колонну и попадание воды в наземные трубопроводы (образование газовых гидратов).

Плунжерный лифт

Среди методов механизированной добычи реже всех используется плунжерный лифт. Он применяется менее чем в одном проценте всех скважин с механизированной добычей. Чаще всего его используют в ситуациях, когда имеется некоторый естественный поток. Тем не менее на некоторых скважинах этот метод особенно удобен, в частности в скважинах с высоким газовым фактором или в газовых скважинах с низким забойным давлением и низкой производительностью. В таких скважинах скорость тока по насосно-компрессорной колонне слишком мала, чтобы выносить флюиды на поверхность. В насосно-компрессорной колонне происходит разделение: скважина заполняется жидкостью и перестает течь. При плунжерном лифте используется плунжер, который движется вверх и вниз по насосно-компрессорной колонне. Внутри плунжера имеется перепускной клапан, открывающийся по достижении верха насосно-компрессорной колонны и закрывающийся при ударе о ее дно (рис. 10.9). Посадка плунжера в насосно-компрессорной колонне снижает обратный проскок жидкости сквозь газ, т.е. подгоняет ее, как показано на рис. 10.10.

Плунжерный подъем применяется для продления срока эксплуатации нефтяных и газовых скважин, где для

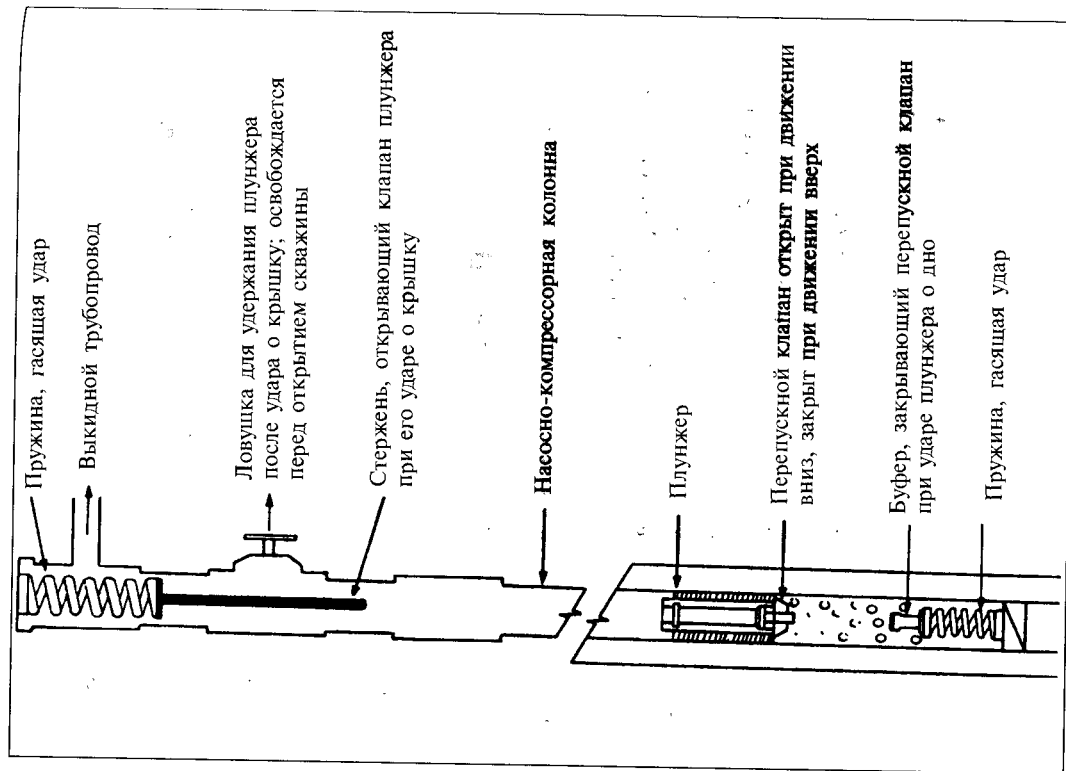


Рис. 10.9. Основные части плунжерного подъемника

добычи используется собственная энергия скважины. Тем не менее с пакером, всасывающим клапаном и установкой периодического газлифта плунжерный подъемник

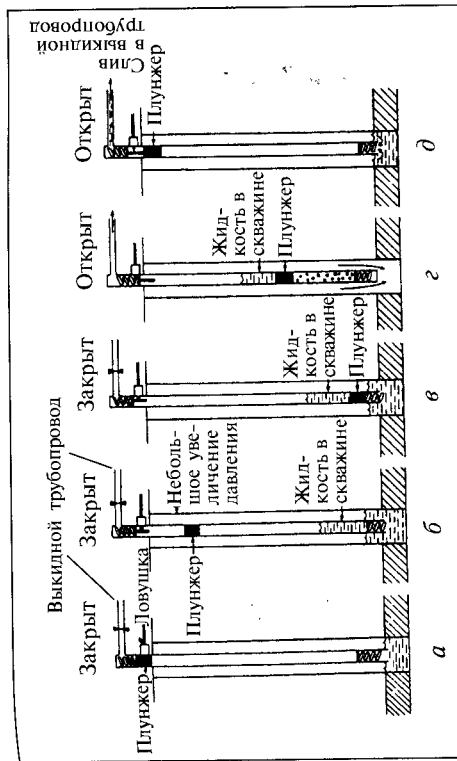


Рис. 10.10. Цикл работы плунжерного подъемника: а — скважина закрыта с маленьким поверхностным давлением, плунжер держится в ловушке, перепускной клапан открыт; б — скважина закрыта, давление нарастает, плунжер выпущен с открытым клапаном, жидкость накапливается на дне насосно-компрессорной колонны; в — скважина закрыта, плунжер ударяется о дно, жидкость оказывается над плунжером; г — скважина открыта, плунжер с грузом жидкости поднимается под действием расширяющегося газа, перепускной клапан закрыт; д — скважина открыта, плунжер сталкивается с крышкой, ловушка срабатывает, перепускной клапан открывается. Далее скважина закрывается и цикл повторяется

может также использовать внешний источник газа, это позволяет достичь лучших результатов, чем одна только газлифтная установка периодического действия. Плунжерный подъем применяется и на скважинах, где добыче мешают отложения парафина, соли или осадок на стенках насосно-компрессорной колонны. Работа плунжера в насосно-компрессорной колонне помогает удалить эти отложения прежде, чем они нарастут до такой степени, что будут мешать добыче.

Достоинства и недостатки

Как метод механизированной добычи нефти, газлифт обладает многими достоинствами в тех случаях, когда он применим. Метод относительно прост в работе, не требует обременительного сравнительно недорогого и взаимозаменяемого. Могут добываться как большие, так и малые объемы, и не имеет значения, непрерывный это поток, периодический поток или камерный газлифт. Метод оказался эффективным при неблагоприятных скважинных условиях; от песка и других твердых веществ можно избавиться без особых затруднений. Удастся более успешно, чем в других методах искусственного лифта, решить проблемы коррозии и добычи нефти с высоким содержанием газа, он эффективно применяется в искривленных скважинах. Газлифт может быть предназначен и для работы с канатными системами. При использовании канатов нетрудно провести замеры давления в забое.

Среди прочих достоинств газлифта — низкие эксплуатационные расходы и, в некоторых случаях, низкая вероятность отказа по сравнению с другими системами. Газлифт может применяться в районах городской застройки и требует меньше места, а также на морских добывающих платформах.

Перед установкой газлифтной системы следует учитывать некоторые ее недостатки. Требуется источник сжатого газа; сжатие газа может сильно увеличить начальные капиталовложения. В зависимости от рыночных цен возмещение потерь газа в замкнутой системе при высоком давлении также может оказаться дорогим. Использование газлифта на участках с одной скважиной или на малых скважинах месторождения обычно не окупает затрат. Газлифт лучше не применять для глубоких добывающих скважин с высокими перепадами давления или низкими забойными давлениями. Особенно малоэффективны в этом случае системы периодического действия. Трудно получить точные замеры газа, и пульсация потока может осложнить эксплуатацию наземного оборудования.

Системы плунжерного подъема работают в большинстве случаев в автоматическом режиме или с применением датчиков давления, и можно встретить лишь несколько случаев с ручным управлением. Автоматические регуляторы длительности цикла, плунжеры и ловушки, используемые в системах плунжерного подъема, могут быть весьма различны.

Важнейшее достоинство плунжерного лифта — низкая себестоимость. Установка плунжерной системы относительно недорого, и эксплуатационные расходы невелики по сравнению с другими системами. Плунжерные системы могут устанавливаться на талых, и в случае морских скважин они не требуют дополнительного места на платформе.

Плунжерные подъемники могут быть модифицированы для использования в наклонно направленных скважинах и на скважинах, уже работающих с применением периодического газлифта, что улучшает производительность и эффективность добычи.

Главным недостатком плунжерных подъемников является непригодность для скважин с высокой нормой отбора. Заклинивание плунжера и проблемы с выносом песка могут вызывать остановки добычи. Еще один недостаток плунжерного подъема заключается в том, что пульсирующий поток из скважины может отрицательно сказаться на эффективности наземного оборудования.

Добыча штанговыми насосами

Добыча при помощи *штанговых насосов* — бесспорно, самый распространенный способ искусственного подъема нефти. Используемые с первых дней возникновения нефтяной промышленности штанговые насосы работают по тому же принципу, что и водяные насосы, которые начали применять в Китае, Египте и Риме по крайней мере 1500 лет тому назад. Основные детали штангового насоса следующие: глубинный насос, штанги для передачи усилия с поверхности к насосу и поверхностный

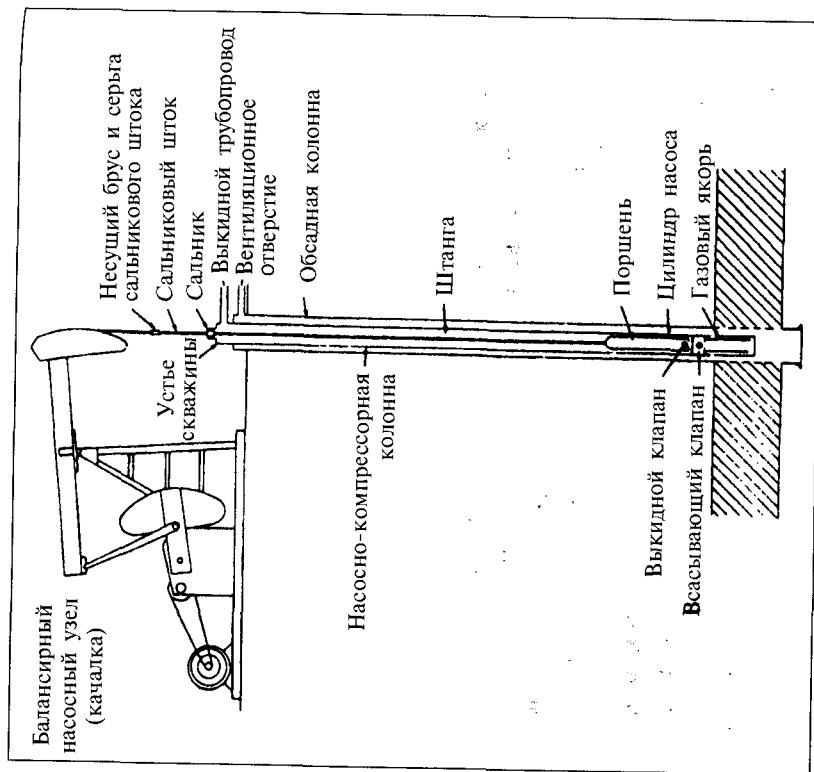


Рис. 10.11. Основные части штанговой насосной системы

насосный узел, приводящий штанги в возвратно-поступательное движение. Качалки типа изображенной на рис. 10.11 являются наиболее распространенными.

Принцип действия

Глубинный насос в простейшем виде состоит из поршня, движущегося вверх-вниз по хорошо подогнанному цилиндру. Поршень снабжен обратным клапаном, кото-

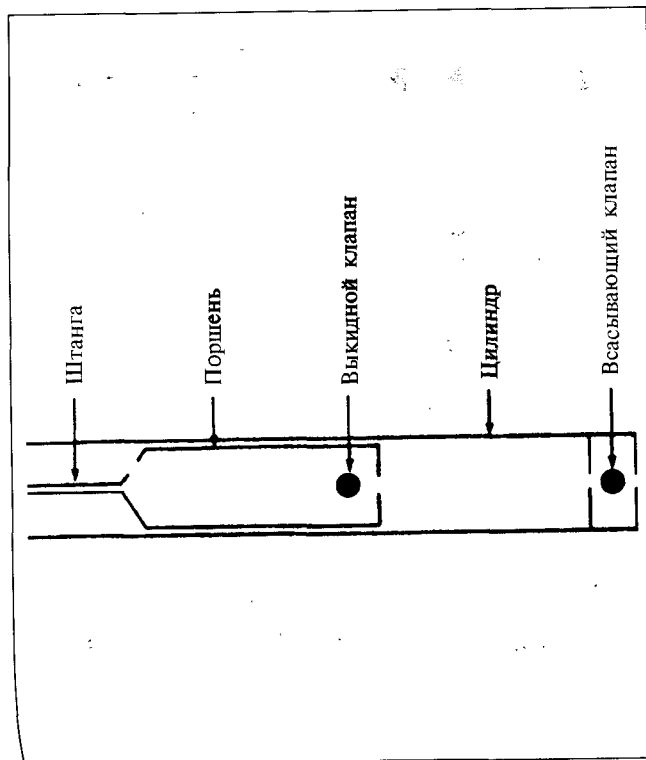


Рис. 10.12. Схематическое изображение простого штангового насоса

рый позволяет жидкости течь вверх, но не вниз. Обратный клапан, называемый также выкидным, в современных насосах обычно представляет собой клапан типа шар-седло. Вторым клапан, всасывающий, — это шаровой клапан, расположенный внизу цилиндра, и, подобно обратному клапану, позволяет жидкости течь вверх, но не вниз (рис. 10.12).

Принцип действия простого штангового насоса показан на рис. 10.13. Вначале поршень находится в стационарном состоянии в нижней точке хода. В этот момент и всасывающий, и выкидной клапаны закрыты. Столб жидкости в насосно-компрессорной колонне создает гидростатическое давление над всасывающим клапаном. Нагрузкой на сальниковый шток (верхний шток из колон-

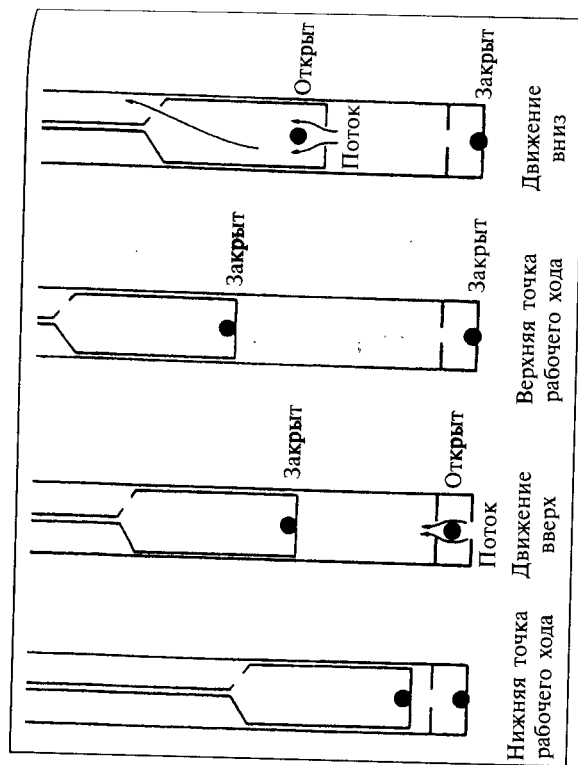


Рис. 10.13. Схема рабочего цикла штангового насоса

ны насосных штанг) и насосный блок является только вес колонны насосных штанг. При движении поршня вверх обратный клапан остается закрытым и колонна насосных штанг принимает на себя вес жидкости в насосно-компрессорной колонне — вес колонны насосных штанг и вес столба жидкости. При минимальной утечке между поршнем и насосным цилиндром давление между выкидным и всасывающим клапанами уменьшается, так что всасывающий клапан открывается и жидкость из ствола скважины поступает в цилиндр насоса. В верхней точке рабочего хода поршень останавливается, и оба клапана снова закрываются, при этом вес жидкости снова приходится на поршень и выкидной клапан. Предположим, что теперь цилиндр насоса заполнился жидкостью и жидкость несжимаема. При начале движения поршня вниз выкидной клапан открывается. Вес столба жидкости в насосно-компрессорной колонне перенесется на всасы-

вающий клапан и рабочую колонну, а нагрузка на сальниковый шток и насосный узел опять будет состоять только из веса штанг. Дальнейшее движение поршня вниз заставит жидкость перетечь из цилиндра в поршень через обратный клапан. Возвращение поршня в нижнюю точку рабочего хода закончит цикл.

На практике сальниковый шток никогда не принимает на себя такую нагрузку. На нагрузку влияет инерция, эффективность работы насоса меньше 100%, трение изменяет нагрузку, штанги под нагрузкой растягиваются, и динамика процесса вносит свои коррективы. Нагрузка на сальниковый шток оказывается, тем не менее, близкой к описанной при выкачивании однофазной жидкости из очень мелкой скважины при очень длинных, медленных рабочих ходах насоса. Реальные диаграммы нагрузки, применяемые для оценки работы насоса, называются динамограммами.

Глубинные насосы

В штанговых насосных установках применяются два основных типа глубинных насосов (рис. 10.14). Насосы первого типа называются *трубными*, потому что цилиндр насоса расположен на насосно-компрессорной трубе. Поршень спускается в скважину на штангах насоса. Внутренний диаметр цилиндра насоса лишь чуть-чуть меньше, чем диаметр колонны, внутри которой он находится. Это обеспечивает наибольшую скорость добычи в данной конструкции. Чтобы заменить цилиндр насоса, нужно извлечь из скважины насосно-компрессорную колонну.

Глубинные насосы второго типа называются *вставными* — они опускаются в насосно-компрессорную колонну и вынимаются из нее на штангах. Вставной насос был изобретен до 1870 г., но не находил широкого применения вплоть до 1920 г. Поскольку такой насос можно поднимать как одно целое, он предпочтителен по сравнению с трубными насосами в более глубоких скважинах.

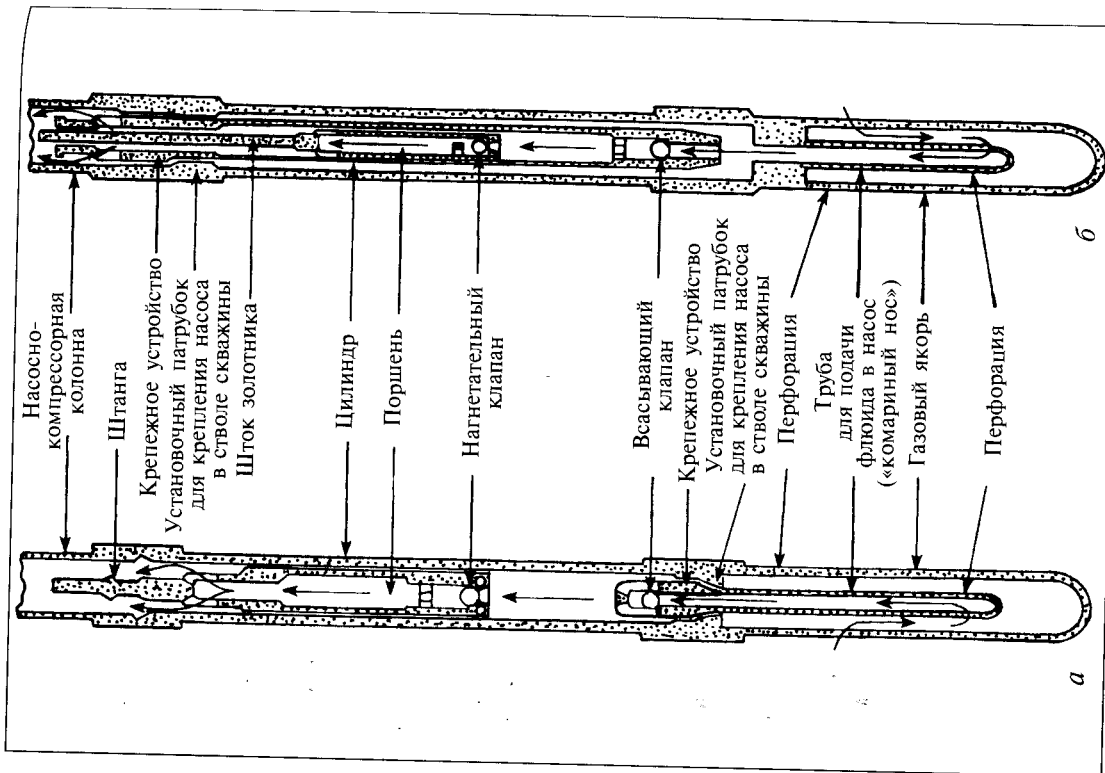


Рис. 10.14. Два типа насосов для штанговых насосных установок: *а* — трубный насос, *б* — стационарный цилиндр вставного типа с верхним креплением штока. Вставной насос и цилиндр можно извлечь из скважины, не поднимая насосно-компрессорную колонну

Наиболее типичные конструкции трубных и вставных насосов регламентируются техническими условиями API. Некоторые конструкции, не регламентированные API, такие как насос в обсадной трубе и многоступенчатый насос, зарекомендовали себя как эффективные в особых скважинных условиях.

Штанговые насосы

Первые штанговые насосы делали из дерева, обычно гикори, с металлическими концевыми деталями. Железные и стальные штанги начали использоваться примерно в 1880—1890-х годах и стали обычным явлением к 1900 г. Стандарты API для штанговых насосов впервые были приняты в 1927 г.

Продолжающиеся усовершенствования в металлургической промышленности увеличивали прочность и несущую способность насосных штанг. Тем не менее даже с этими усовершенствованиями и при использовании конических штанг максимальная практическая глубина работы штанговых насосов составляет около 3000 м. Есть несколько установок низкой производительности, достигающих глубины 4000 м. Более легкие и более прочные материалы нужны для установок для глубины более 4500 м. Максимальная глубина на сегодняшний день составляет 6000 м. В настоящее время ведутся исследования современных фибергласовых материалов для изготовления насосных штанг для специальных областей применения.

Качалки

Качалки (балансирные насосные установки) передают усилие на верхнюю часть системы штанг в виде возвратно-поступательного движения. Длина рабочего хода может варьироваться от менее чем 30 см до 24 м. Для переноса качалок использовали вышки для ударно-канатного

бурения по завершении бурения, при этом для приведения в действие глубинного насоса применяли балансиры бурильного станка. Несущие элементы этих установок делались из дерева с металлическими подшипниками и осей. Приводом служили паровые машины или одноцилиндровые низкооборотные двигатели внутреннего сгорания, снабженные ременной передачей. Иногда также добавляли привод от электромотора. В этих установках вышка оставалась над скважиной и силовая установка и главный маховик использовались для обслуживания скважины. Одно и то же оборудование применялось для бурения, добычи и обслуживания. Эти установки с некоторыми модификациями использовались примерно до 1930 г. К этому времени были пробурены более глубокие скважины, нагрузки на насосы увеличились и применение установок канатного бурения в качестве насосов изжило себя. На рис. 10.15 изображена старинная качалка, переделанная из вышки для ударно-канатного бурения.

Современный насос-качалка, в основном разработанный в 1920-х годах, изображен на рис. 10.16. Появление эффективных мобильных приспособлений для обслуживания скважин устранило необходимость во встроженных таллах на каждой скважине, а создание долговечных, эффективных редукторов легло в основу более высокооборотных качалок и первичных двигателей меньшего веса.

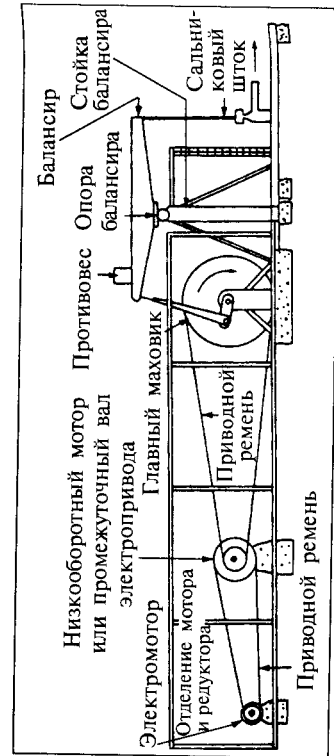


Рис. 10.15. Старинная качалка

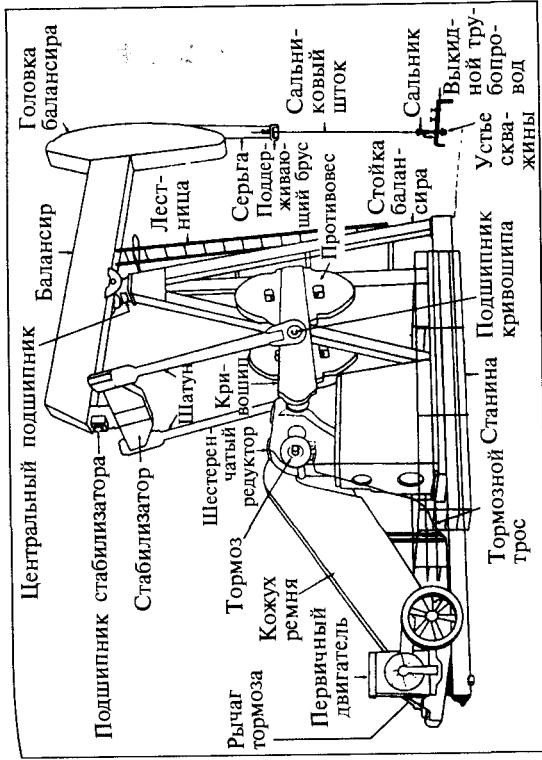


Рис. 10.16. Современный станок-качалка

Относительно высокая скорость вращения первичного двигателя сначала снижается ременной передачей, а затем шестеренчатым редуктором, чтобы кривошип вращался с заданным числом рабочих ходов в минуту. Вращение кривошипа преобразуется плечом кривошипа, опорой пальца кривошипа, шатуном и балансиром, а движение стабилизатора переходит в линейное движение сальникового штока головкой балансира и сергой для подвески штанг. При правильной настройке установки это движение не должно создавать никаких изгибающих нагрузок на устьевой сальниковый шток. Сальниковый шток и сальник обеспечивают уплотнение между штангами и насосно-компрессорной колонной на поверхности, чтобы направить перекачиваемую жидкость в выкидной трубопровод.

Противовес. Противовес, расположенный на плече кривошипа качалки (см. рис. 10.15), — важный компонент

системы. Он может быть также помещен на балансире, для этой цели можно использовать пневмоцилиндр (см. рис. 10.16). Насосные установки делятся на установки с коромысловой, кривошипной и пневматической балансировкой (рис. 10.17).

Назначение балансировки становится понятным, если рассмотреть движение колонны насосных штанг и качалки на примере идеализированной работы насоса, изображенного на рис. 10.13. В этом упрощенном случае нагрузка на устьевого сальниковый шток при движении вверх состоит из веса штанг плюс вес скважинных флюидов. При обратном ходе это только вес штанг. Без какой-либо балансировки нагрузка на шестеренчатый редуктор и первичный двигатель во время движения вверх направ-

лены в одну сторону. При движении вниз нагрузка направлена в противоположную сторону. Такой тип нагрузки весьма нежелателен. Он вызывает ненужный износ, срабатывание и перерасход топлива (энергии). На практике используется противовес, равный весу колонны насосных штанг плюс примерно половина веса поднимаемой жидкости. Правильный подбор противовеса создает наименьшие возможные нагрузки на редуктор и первичный двигатель, уменьшает поломки и простои и снижает требования к топливу или энергии. По оценкам, до 25% всех качалок, находящихся в эксплуатации, не сбалансированы должным образом.

Другие возвратно-поступательные насосы

Качалки используются более чем на 99% всех скважин, оборудованных штанговыми насосами, тем не менее существует ряд других установок для штанговых насосов, имеющих ограниченное применение. Теоретически в данном случае пригодно любое устройство, обеспечивающее движение колонны насосных штанг вверх и вниз. Гидравлические и пневматические насосные установки с гидравлическими и пневматическими цилиндрами высокого давления, приводящие в движение колонны насосных штанг, применяются примерно с 1900 г.

Пневматические установки

В случае пневматических установок один или более цилиндров помещаются над устьем скважины и монтируется балансировочная система, использующая сжатый воздух или газ (рис. 10.18). В такой системе сжатый газ воздействует на нижнюю часть поршней внутренних рабочих цилиндров при движении вверх. Газ низкого давления над поршнями выбрасывается в газопровод товарного газа. При движении вниз сжатый газ действует на верхнюю часть поршней, а газ низкого давления под поршнями выталкивается в газопровод товарного газа. Из

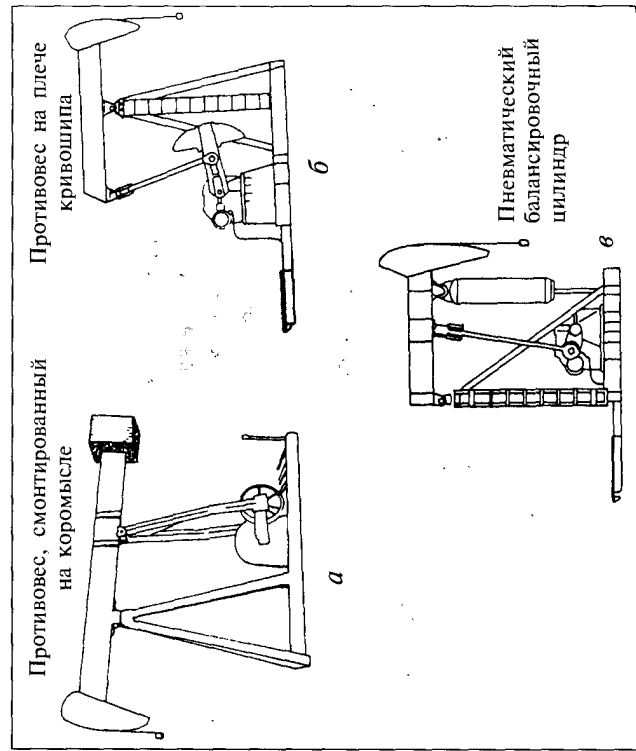


Рис. 10.17. Типы балансировки качалок: а — коромысловая, б — кривошипная и в — пневматическая

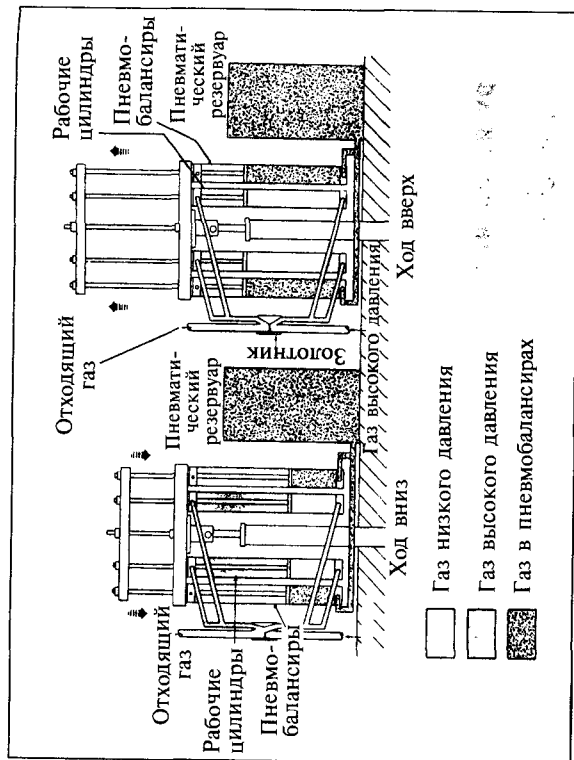


Рис. 10.18. Пневматический штанговый насос

буферной емкости балансира сжатый газ поступает в два пневмобалансира, компенсирующих вес колонных насосных штанг и половину веса скважинных флюидов, так же как и в качалке. Верхняя часть пневмобалансиров открыта в атмосферу. Давление на рабочий поршень в верхней и нижней точках рабочего хода меняется с помощью золотника, управляемого реверсивным штоком, присоединенным к оснастке штока поршня. Такие установки успешно применяются для откачки воды из газовых скважин, где давление в устье скважины существенно превышает давление в товарном газопроводе, что обеспечивает энергию для работы установки. Таким образом, эти установки работают без затрат на энергию, поскольку в качестве источника энергии они используют перепад давления между головкой обсадной колонны и газопроводом товарного газа.

Гидравлические установки

В конце 1940-х годов применялись гидравлические штанговые насосные установки с рабочим ходом более 6 м (рис. 10.19). По сравнению с тремя метрами максимального рабочего хода качалок того времени эти установки обеспечивали более плавную работу, более редкую смену штанг и более высокую степень сжатия для сокращения числа газовых пробок. Однако начальные капиталовложения были велики, и теперь, когда доступны качалки с ходом 7,5 м, гидравлические штанговые насосы с большим рабочим ходом используются очень редко.

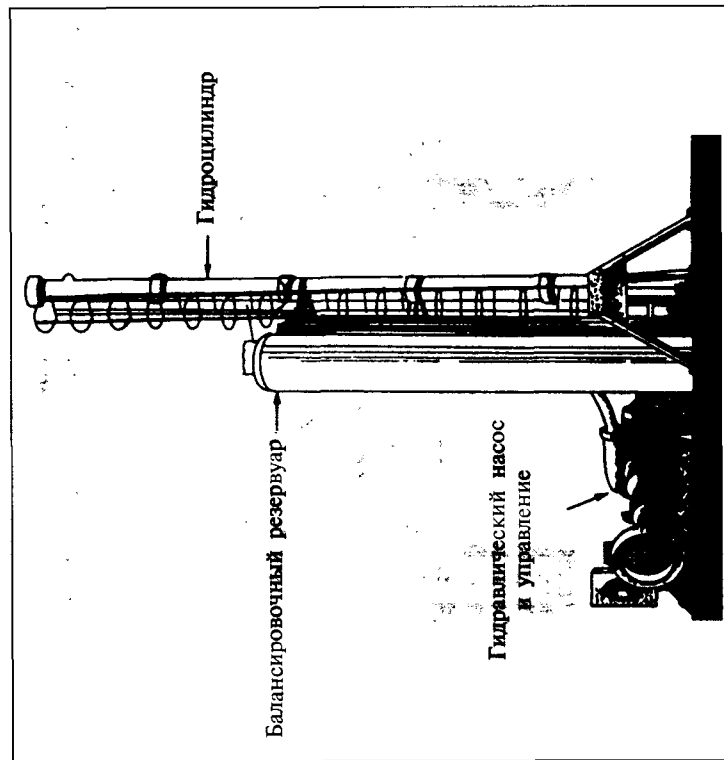


Рис. 10.19. Гидравлический штанговый насос

Насосы с воротом и колесным домкратом

Ограниченно применялись и многие другие конструкции штанговых насосов. Насосная установка с тросами и воротом (рис. 10.20) позволяет добывать длины рабочего хода 12—24 м, что снижает динамические нагрузки, необходимость смены штанг, возникновение газовых пробок и энергопотребление. Это устройство может применяться при глубоком погружении насоса. Колесный домкрат, напротив, применяется только для добычи с небольшой глубины.

Невзирая на многообразие штанговых насосных установок, качалкам отдано предпочтение благодаря их надежности, простоте, гибкости и известности. Хотя принцип работы остался тем же, что и у самых ранних насосных установок, современная качалка благодаря техническому прогрессу становится все более эффективной частью монтажа добывающего оборудования.

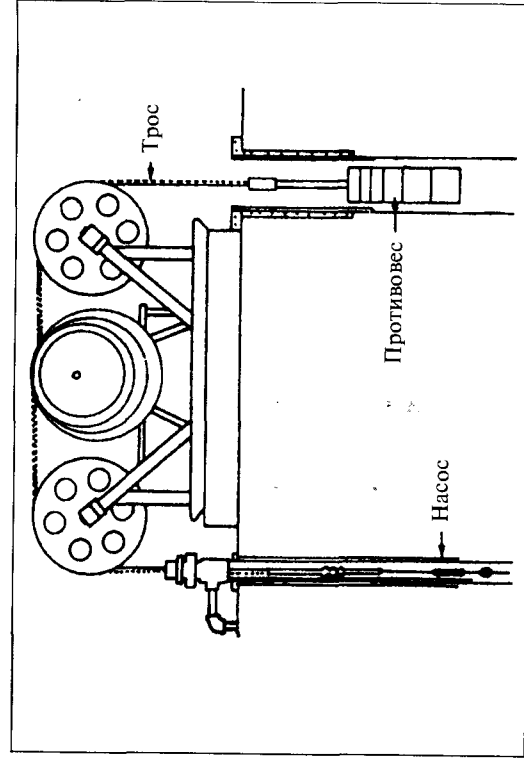


Рис. 10.20. Один из видов насосной установки с тросами

Достоинства и недостатки

Достоинства

Штанговый насос используется достаточно часто и хорошо знаком большей части персонала, занятого эксплуатацией и техническим обслуживанием. Он может применяться в широком диапазоне производительностей и на ограниченных скоростях и при ограниченных глубинах извлекать продукт из скважины вплоть до ее истощения. Штанговые насосы высоконадежны и легко поддаются диагностике с помощью ряда различных приемов: осмотра, динамометрии и зондирования скважины.

Данный метод позволяет добывать высокотемпературные или высоковязкие нефти, а проблемы коррозии и образование отложений легко разрешаются. Штанговые насосы приводятся в движение электричеством или топливным газом, причем электропривод легко подстраивается под график подачи газа или периодическую работу. Наконец, цена штангового насоса — дополнительное преимущество для поддержания эксплуатационных расходов на низком уровне.

Недостатки

Среди недостатков штанговых насосов следует упомянуть их непригодность для искривленных скважин. Глубина и объем скважин, для которых они могут применяться, ограничены весом штанг и запасом прочности, а высокий газовый фактор скважины либо попадание песка и парафина в скважинные флюиды еще более ухудшают их эффективность.

Определенные физические характеристики установок также свидетельствуют против их использования. Большие размеры штанговых насосов загромождают городскую застройку и мешают работе вращающихся дождевальных машин в сельской местности. Суммарный вес и габариты могут помешать их применению на морских платформах. Для обслуживания внутрискважинного оборудования сле-

дует принимать во внимание дополнительное неудобство, связанное с необходимостью использования подъемных устройств.

Роторные установки

Сравнительно новой для нефтяной промышленности насосной системой является насос с *поступательным движением полости* (рис. 10.21). Такой насос состоит из ротора из хромированной стали, выполненного в виде наружной спирали. Статор, в котором вращается ротор, сделан из синтетического эластомера в форме двойной внутренней спирали и наглухо закреплен в стальном кожухе. Вращение вала, находящегося на поверхности, посредством электромотора с вертикальным шпинделем растягивает вал на заданную величину, создавая в нем напряжение, что заставляет полость, содержащую скважинные флюиды, подниматься вверх (рис. 10.22).

Преимущество этой насосной системы перед возвратно-поступательной заключается в том, что она экономит расходы на энергию, лучше перекачивает вязкие жидкости, легче справляется с жидкостями, несущими песок, а компактные размеры на поверхности делают ее более привлекательной для установки в сельской местности и в городской среде.

Недостатком этой системы является то, что глубина ее применения не превышает 1200 м из-за недостаточной термостойкости эластомеров, ее производительность ограничена (при сегодняшнем техническом уровне) добычей примерно 400 бар./сут., и она мало известна нефтяникам.

Гидравлические насосы

Добыча *гидравлическими насосами* — достаточно новый метод по сравнению со штанговыми насосами. Эксплуатация гидравлическими насосами была внедрена в про-

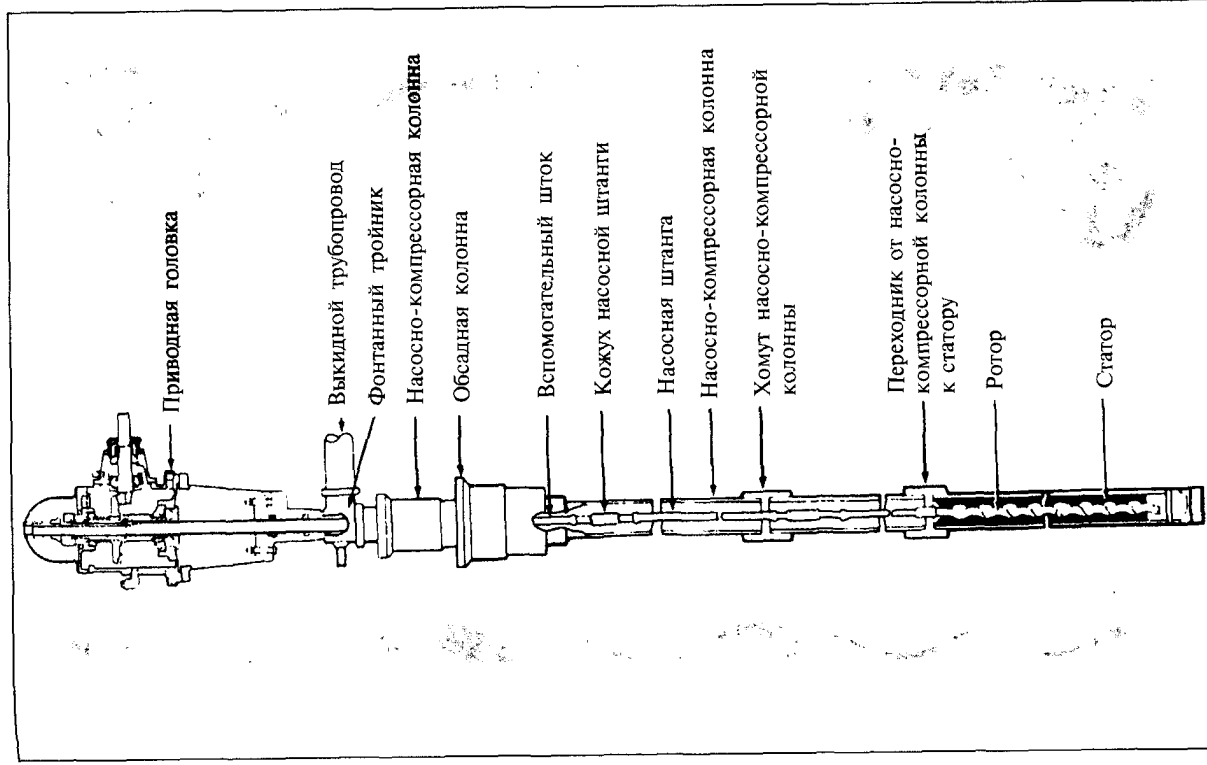


Рис. 10.21. Насос с поступательным движением полости

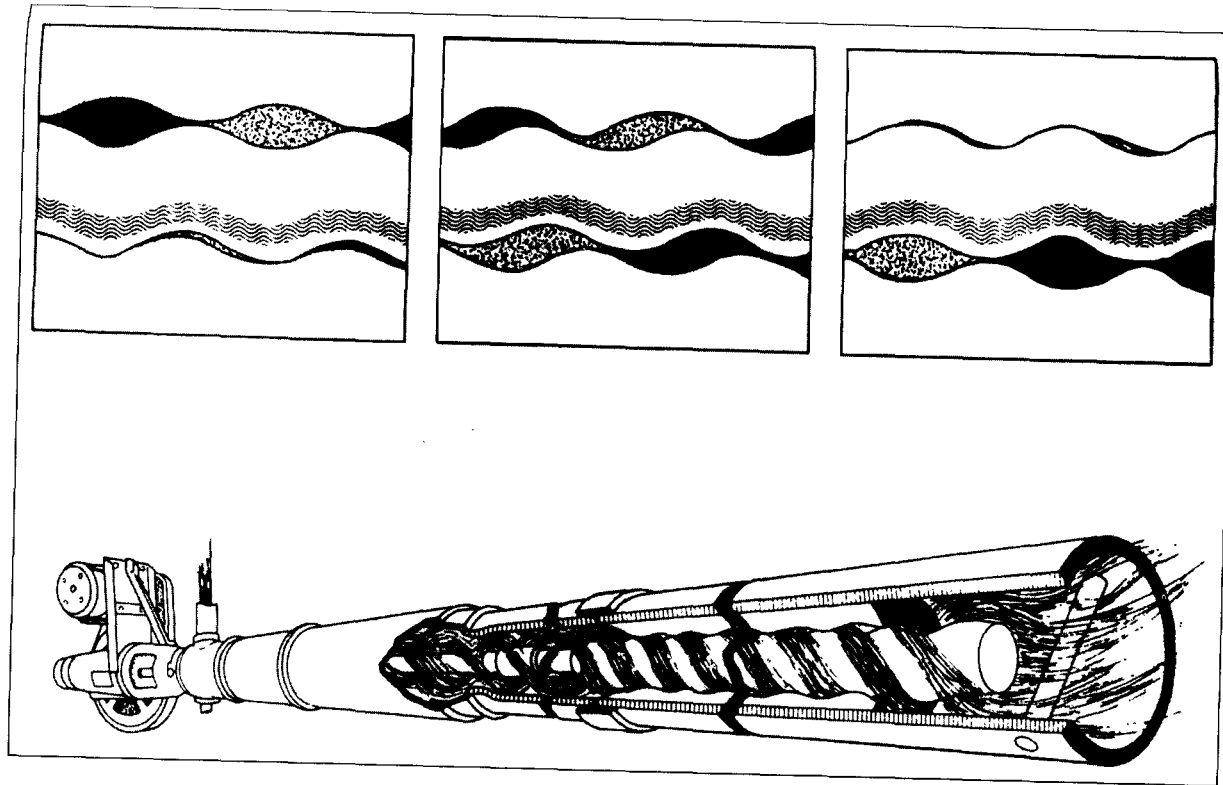


Рис. 10.22. Полостной насос

мышленность С. Дж. Коверли (C. J. Coverly, Cobe Inc.) в начале 1930-х годов. Глубинный насос, используемый в этой системе, аналогичен штанговому насосу, но напрямую соединен с гидравлическим двигателем, который приводится в действие рабочей жидкостью (давление до 5000 psi*, 36 МПа), поступающей с поверхности.

Насосы Кобе

Самые первые гидравлические насосы относились к типу вставных насосов. Такой насос вводится в эксплуатационную насосно-компрессорную колонну на тонкой трубе, по которой под высоким давлением подается рабочая жидкость (рис. 10.23). В этом случае гидравлический насос помещается на дно насосно-компрессорной колонны, так же как вставной штанговый насос. Масло, выпускаемое из гидравлического двигателя, смешивается с добываемыми скважинными флюидами, текущими по насосно-компрессорной колонне. Поскольку гидростатический напор в трубопроводе рабочей жидкости равен гидростатическому напору нефти в эксплуатационной колонне, энергия потребляется только для перекачивания скважинных флюидов и для преодоления трения. Любой выделяющийся газ может быть удален по обсадной колонне и, как и в случае штангового насоса, ниже насоса может быть установлен газовый якорь, который способствует отделению газа. Отбор из скважины ограничен производительностью насоса такой величины, которая позволяет поместить его вместе с двигателем в данную эксплуатационную колонну.

При монтаже в обсадной колонне появляется возможность применять гидравлические насосы больших размеров и при данном размере обсадной колонны перекачивать большие объемы (рис. 10.24). При таком монтаже рабочая жидкость и добываемые жидкости всасываются по нагнетательной магистрали в скважинный гидравлический насос и смешиваются с новыми жидкостями из

* psi — фунт/дюйм²; 1 psi = 0,07 атм (кг/см²). — Примеч. ред.

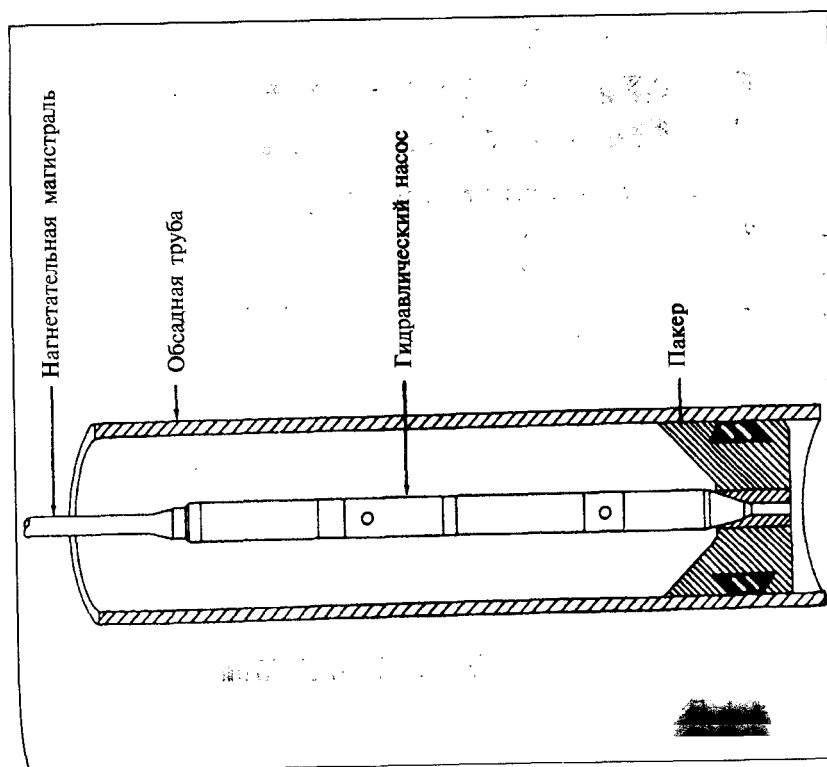


Рис. 10.24. Гидравлический насос в обсадной колонне

ную магистраль приходится извлекать из скважины для технического обслуживания насосного узла.

В 1950 г. был предложен гидравлический насосный узел, устраняющий необходимость извлечения нагнетательной магистрали для подпитки насоса. Так называемые *установки со свободным насосом* спускаются в скважину под действием гидравлического давления, прикладываемаемого так же, как при работе насоса, а извлекаются посредством изменения направления тока рабочей жид-

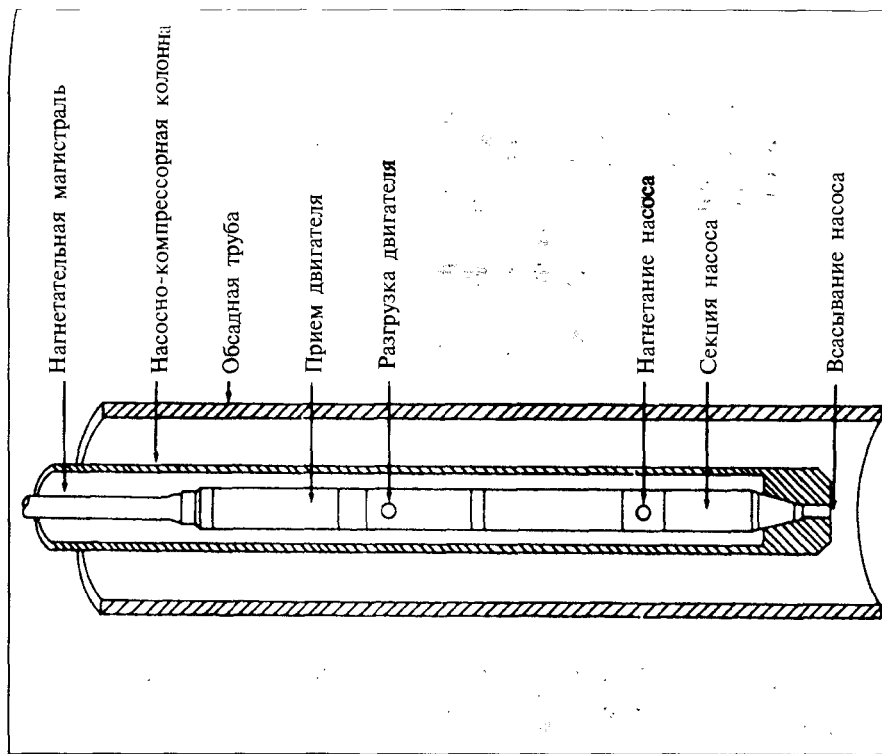


Рис. 10.23. Гидравлический насос вставного типа

скважины, после чего поступают на поверхность по обсадной колонне.

Недостатком такой конструкции является то, что добываемый газ должен проходить через насос и таким образом обсадная труба соприкасается с добываемыми жидкостями. И в случае монтажа в обсадной колонне, и при монтаже в насосно-компрессорной колонне нагнетатель-

Скважинные насосы

После внедрения насоса Кобе несколько фирм разработали гидравлические насосы, различающиеся конструктивными особенностями. Все они имеют в своем составе:

- насосный поршень, совершающий в цилиндре возвратно-поступательные движения;
- всасывающий и выкидной насосные клапаны;
- поршень двигателя, непосредственно соединенный с поршнем насоса;
- реверсивный клапан для обращения направления рабочей жидкости.

В одной из конструкций установлены насосный поршень одностороннего действия, качающий только при ходе вверх, и один поршень двигателя (рис. 10.26). Другие конструкции оснащены насосами двойного действия, которые сглаживают потребности в энергии, двукратными насосами для увеличения их объема, совместно работающими насосами для увеличения коэффициента сжатия и двукратными поршнями двигателя для увеличения мощности. Имеется также набор деталей, позволяющих изменять монтаж внутрискважинного оборудования для приспособления данных узлов к различным состояниям скважин (рис. 10.27).

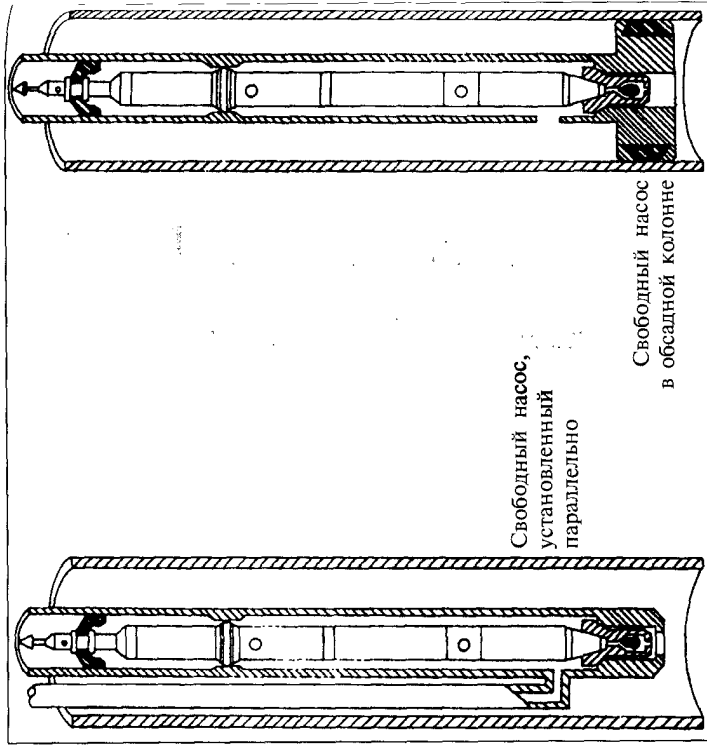


Рис. 10.25. Свободный гидравлический насос

кости (рис. 10.25). Двигатель и насос в этом узле по существу такие же, как в обычном гидравлическом насосе. Тем не менее посадочный ниппель и нижняя уплотнительная пробка различаются и, кроме того, свободный насос снабжен поршнем для улучшения притока в скважину (свабом), оборудованным двумя манжетами в верхней части устройства. Эти манжеты обычно ориентированы так, чтобы создать герметичное уплотнение при извлечении насоса. В некоторых глубоких или искривленных скважинах верхняя манжета развернута обратной стороной для обеспечения уплотнения при извлечении насоса. Сваб снабжен шейкой для захвата ловильным инструментом, чтобы поднять насос на тросах, если не удается получить его обычным способом.

Переработка на поверхности и насосное оборудование

Гидравлические системы

Открытые системы. Большинство используемых в настоящее время гидравлических насосов имеют открытую гидравлическую систему, использующую добытую сырую нефть в качестве насосно-компрессорной жидкости (рис. 10.28). Для большинства внутрискважинных устройств существуют обвязки устья скважины. Масляный

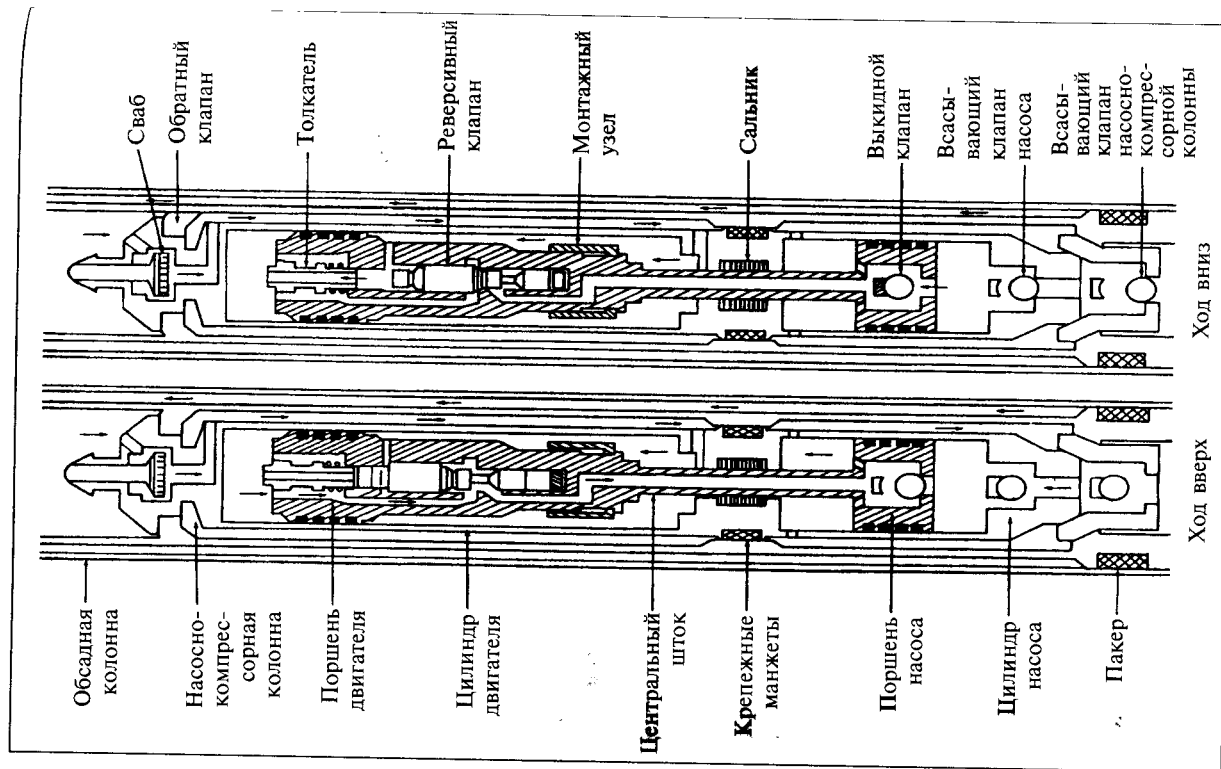


Рис. 10.26. Свободный гидравлический насос другого типа

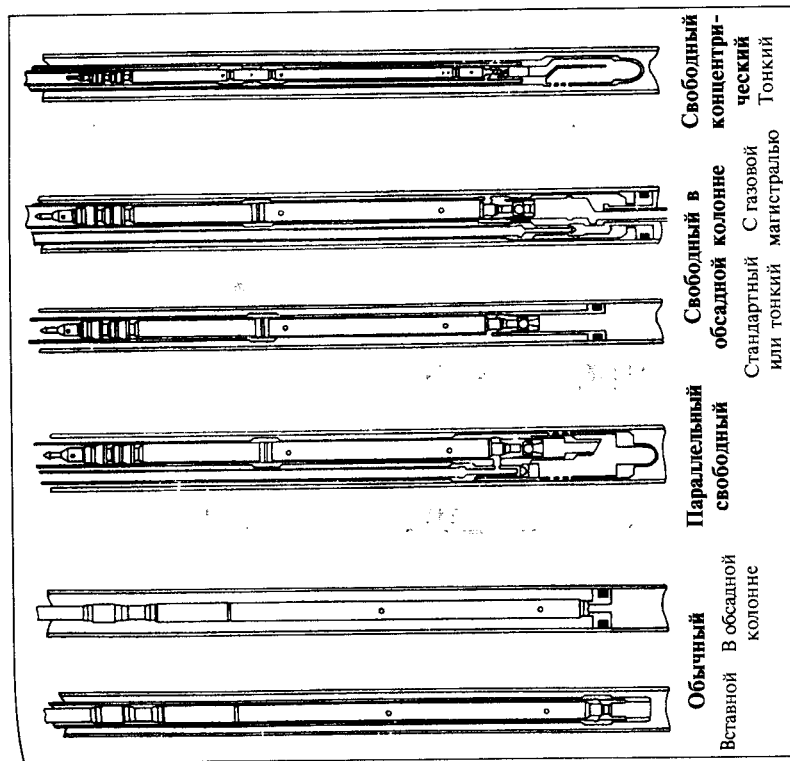


Рис. 10.27. Примеры скважинных насосных узлов

резервуар снабжен компенсатором давления и разделителем потока для уменьшения взбалтывания и улучшения оседания взвешенных частиц. Прием плунжерного гидравлического насоса находится вблизи верхнего уровня нефти в резервуаре, для того чтобы закачивать по возможности чистую нефть. Общепринятые стандарты максимального содержания взвешенных частиц в рабочей жидкости следующие:

- суммарное содержание взвешенных частиц — не более 20 ppm (частей на млн);

- не более 12 фунт. соли на 1000 бар. нефти (34 г/м^3);
- отсутствие твердых частиц размером более 15 микрон (малое количество).

Замкнутые системы. Если переработка эмульсий затруднительна и нельзя обеспечить чистоту масла в открытой системе, можно прибегнуть к замкнутой системе. В такой системе рециркулируют чистые жидкости — масло или очищенная вода. Замкнутая масляная гидравлическая система требует еще одной дополнительной магистрали внутри скважины по сравнению с аналогичными открытыми установками. Типичные масляные гидравлические системы изображены на рис. 10.29.

Масляные насосы

Вытеснительные масляные насосы высокого давления, используемые для передачи мощности на гидравлические насосные системы, обычно имеют поршни и вкладыши цилиндров типа металл—металл, которые могут быть откалиброваны так, чтобы соответствовать требованиям системы по объему и давлению. Обычно эти насосы предназначены для подачи рабочей жидкости (масла) к нескольким скважинам. Один производитель предлагает пять разных размеров масляных насосов входной мощностью от 30 до 250 л.с., работающих при давлении до 6000 psi (43 МПа). Для каждого насоса разработано по меньшей мере семь различных комбинаций поршень—вкладыш.

Гидравлические струйные насосы

Особый вид гидравлических насосов, завоевывающий широкое признание, — это гидравлические струйные насосы. Обычно они работают как безобсадные насосы только с одной магистралью и не требующие газоотвода (рис. 10.30).

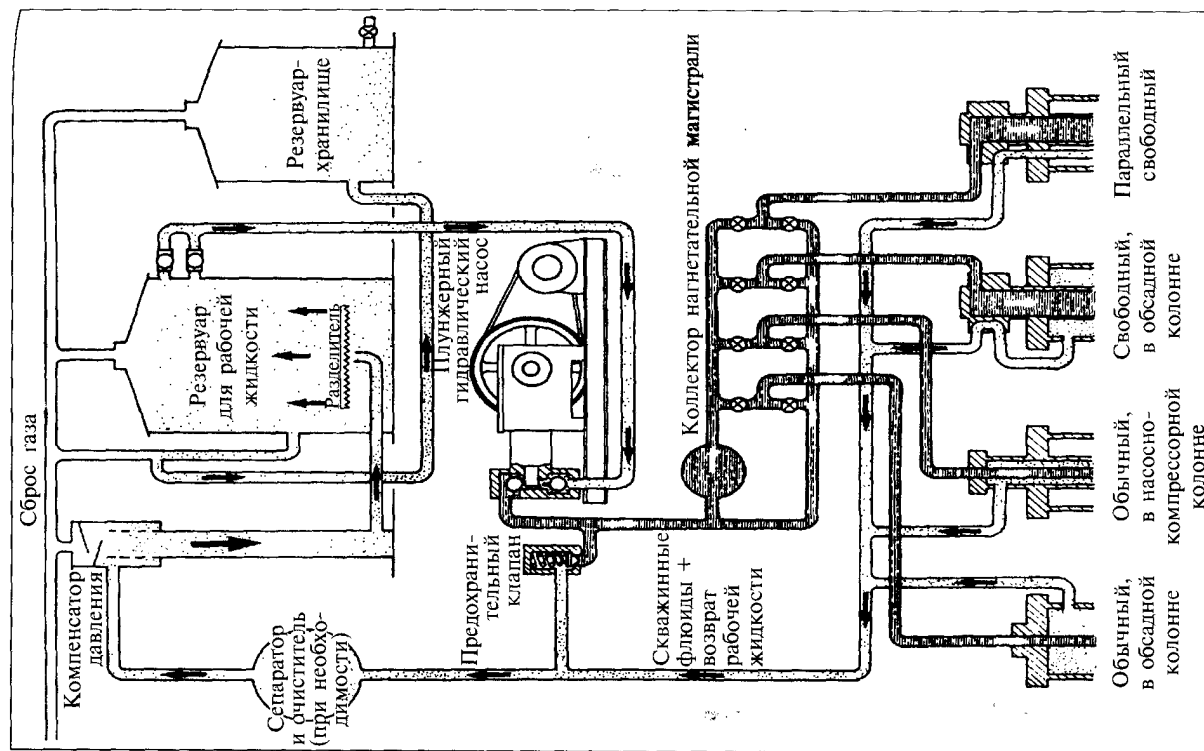


Рис. 10.28. Открытая гидравлическая система для перекачивания

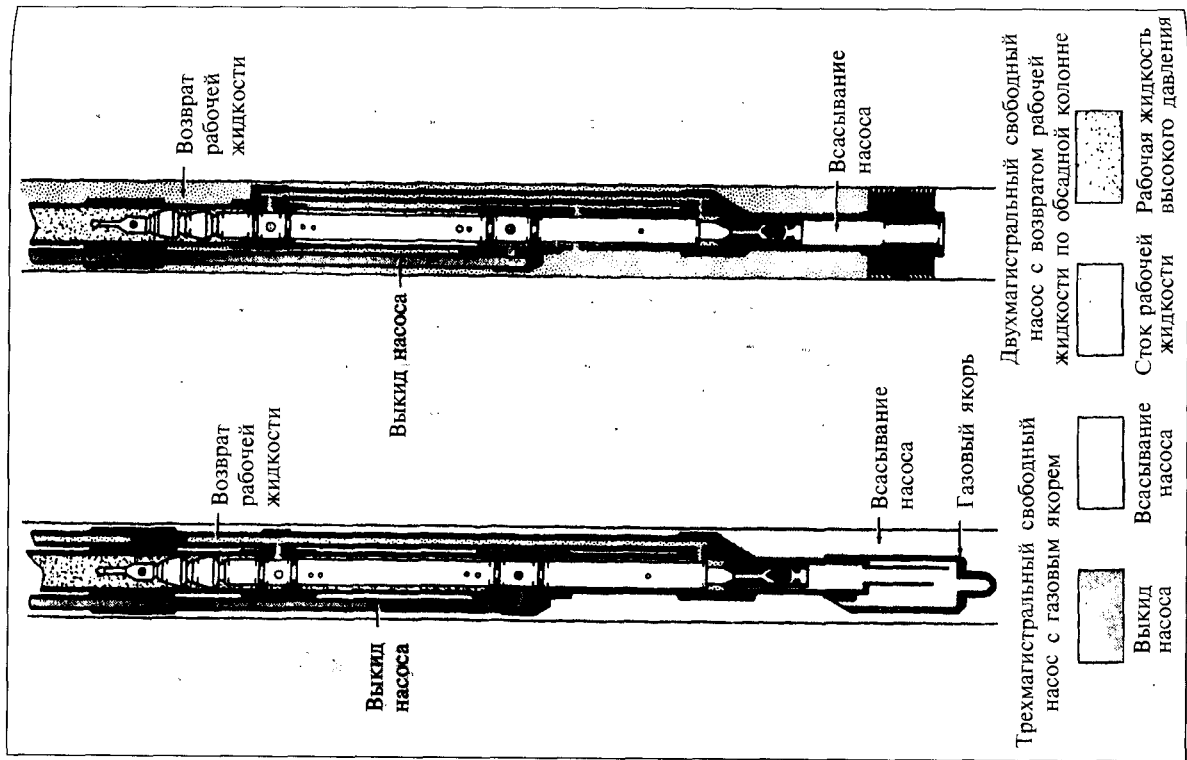


Рис. 10.29. Внутрискважинные гидравлические насосные узлы с замкнутыми гидравлическими системами

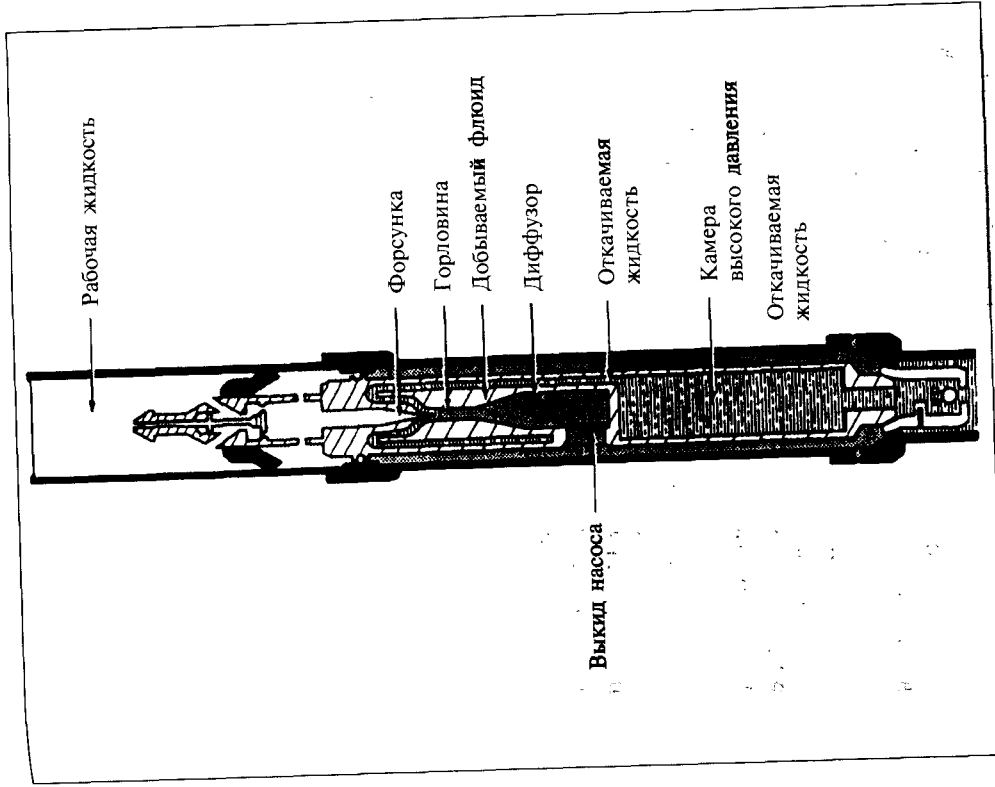


Рис. 10.30. Безобсадный гидравлический струйный насос

Основные рабочие детали гидравлического струйного насоса: форсунка, горловина и диффузор. Форсунка преобразует энергию рабочей жидкости высокого давления

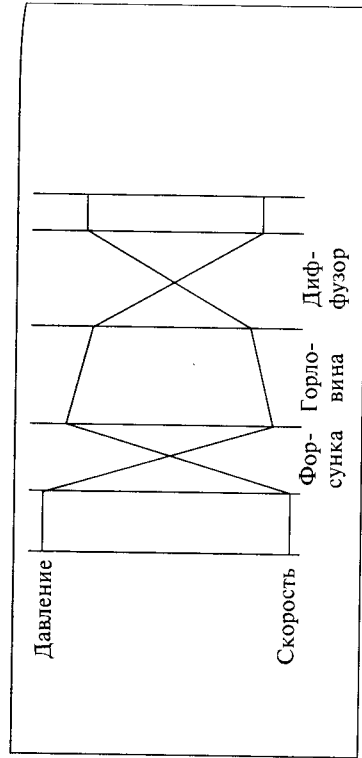


Рис. 10.31. Профили давления и скорости внутри гидравлического струйного насоса

и малой скорости в энергию высокой скорости и низкого давления. После этого рабочая жидкость смешивается в горловине с жидкостью низкого давления на приеме насоса, создавая поток низкого давления со скоростью меньшей, чем на выходе из форсунки, но тем не менее достаточно высокой.

Кинетическая энергия этого смешанного потока далее преобразуется в диффузоре в статическое давление, чтобы обеспечить подъем жидкости из скважины (рис. 10.31). В качестве рабочей жидкости можно использовать нефть или воду.

Работа струйного насоса зависит скорее от массы, чем от объема перекачиваемой жидкости. Это позволяет оперировать с некоторым, хотя и небольшим, количеством газа. Гидравлические струйные насосы также чувствительны к колебаниям давления всасывания, которое должно быть известно, чтобы выбрать эффективное сочетание форсунки и горловины для достижения заданной нормы отбора из скважины. Выбор соотношения глубины установки насоса, давления всасывания, отбора из скважины, скорости и давления рабочей жидкости настолько сложен, что рассчитывать размеры форсунки и горловины обычно приходится с помощью компьютера.

Достоинства и недостатки

Достоинства

Среди достоинств гидравлической добычи важное место занимают ее хорошая приспособляемость к ситуациям, когда происходит искривление скважины, эксплуатационная гибкость в изменяющихся скважинных условиях и эффективность при работе на группе скважин. Применение гидравлических насосов не ограничено по глубине и добываемому объему, подобно штанговым насосам.

Открытые гидравлические насосные установки легче монтировать и они не столь громоздки: их небольшие габариты позволяют использовать их в районах городской застройки; они могут приводиться в действие электричеством или газом; и, если использовать свободные насосы, не требуется подъемных приспособлений для технического обслуживания или замены скважинного оборудования.

Недостатки

Применение гидравлических насосов не лишено недостатков. Добыча жидкости с высоким содержанием песка или других абразивных материалов может вызвать затруднения. Коррозия также может потребовать применения замкнутых систем рабочей жидкости, а это увеличивает затраты. Горючая рабочая жидкость при высоком давлении создает проблемы в плане техники безопасности, а добыча флюидов с высоким соотношением газа и жидкости может потребовать дополнительной магистрали. При конструировании гидравлических насосов следует избегать кавитаций и создания частичного вакуума.

Начальные капиталовложения в установку гидравлических насосов обычно высоки, особенно с учетом того, что эксплуатационный и обслуживающий персонал должен быть специально обучен. Эти затраты и тот факт, что вероятность отказа примерно вдвое выше, чем у штанго-

вых насосов, свидетельствуют о том, что использование гидравлических насосов не всегда является лучшей альтернативой.

Электрические погружные насосы

Электрический погружной многоступенчатый центробежный насос был введен в эксплуатацию для механизированной добычи нефти компанией Reda Pump Company в конце 1920-х годов. С тех пор несколько других компаний разрабатывали электрические погружные насосы для применения на нефтяных месторождениях. В настоящее время эти насосы производятся в широком ассортименте: с различными размерами, производительностью и рабочими напряжениями. При стандартном монтаже насос в сборе и электромотор опускаются в скважину на эксплуатационной колонне. Электричество подводится по кабелю, присоединенному к насосно-компрессорной колонне (рис. 10.32).

Скважинный узел

В типовом монтаже электрического погружного насоса внутрискважинное оборудование состоит из электромотора, многоступенчатого центробежного насоса и кабельной оснастки (рис. 10.33). Трехфазный индукционный электромотор заполнен маслом для охлаждения и смазки. Охлаждение осуществляется с помощью передачи тепла к скважинному флюиду, обтекающему мотор по направлению к газосепаратору и приему насоса, когда узел находится над продуктивной зоной. Эти моторы обычно работают на 3500 об/мин при 60 Гц или 2900 об/мин при 50 Гц. Они могут иметь мощность от нескольких лошадиных сил до более чем 700 л.с. Максимальные мощности, используемые для обсадных труб различного размера, приведены в табл. 10.1. Имеются моторы на разное напряжение (примерно от 300 В до более чем 3000 В), что

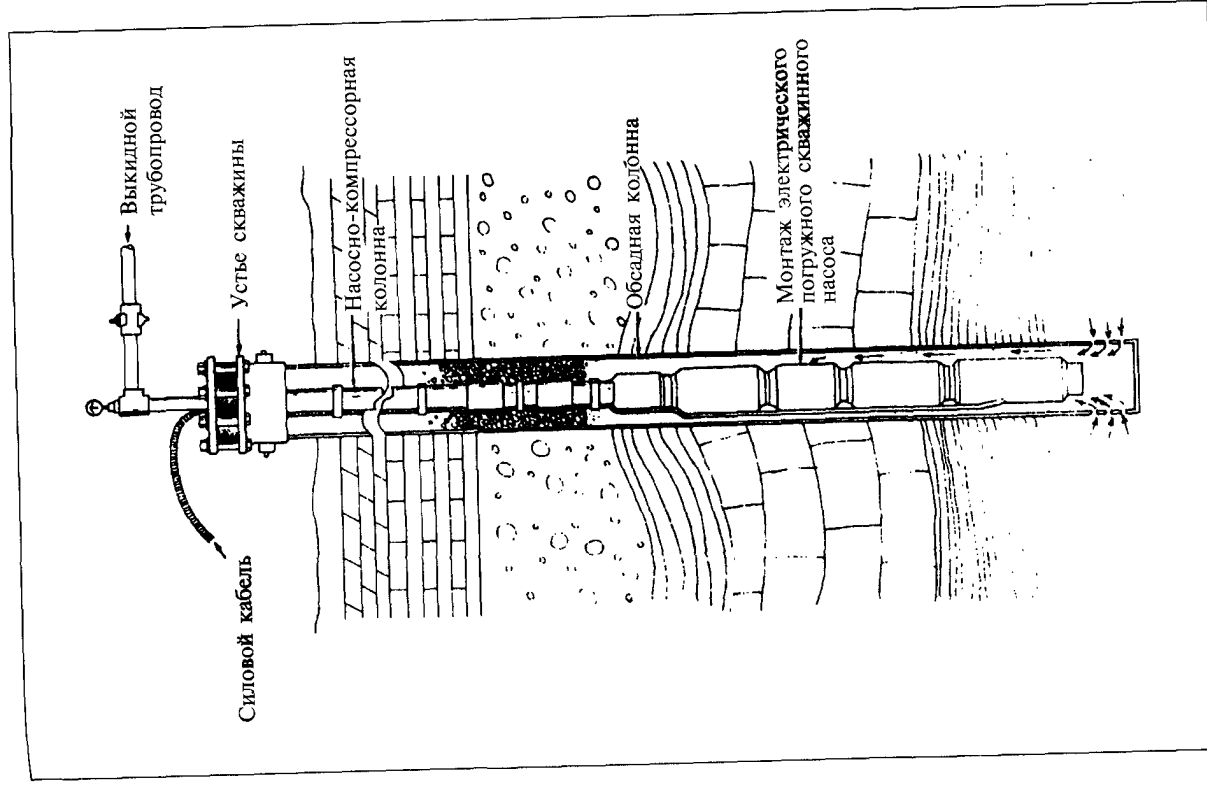


Рис. 10.32. Электрический погружной скважинный насос

Таблица 10.1. Максимальная мощность для разных размеров обсадных колонн

Размер обсадной колонны, дюйм (наружный диаметр, мм)	Максимальная мощность, л.с. (60 Гц)
4 (112,5)	127,5
5 (137,5)	240,0
7 (175,0)	600,0
8 (215,5)	720,0

удобно для наиболее экономически эффективного выбора сочетания мотора и электроарматуры.

Защитная секция предназначена для выравнивания давления масла в корпусе мотора и в устье скважины, что необходимо для компенсации теплового расширения и сжатия нефти. Механические уплотнения предотвращают попадание скважинных флюидов в корпус мотора или утечку масла из него.

Используется специально разработанный внутрискважинный электрический кабель из медных проводов от № 1 до № 8. Размер выбирается на основании силы тока и падения напряжения, обычно с учетом падения напряжения 30 В на 1000 фут. (10 В/100 м). Стандартный кабель, изготовленный из медных проводов с покрытием, с полипропиленэтиленовой изоляцией, нитрильной оболочкой и армированный оцинкованной сталью или монель-металлом. Температурное ограничение составляет 205°F (95°C) при 1500 psi (11 МПа). Чем выше давление, тем ниже предельная температура. Имеются более дорогие кабели с предельной температурой 400°F (200°C). Считается, что стандартный кабель должен служить 10 лет при 167°F (75°C). Повышение температуры на каждые 16°F (9°C) уменьшает срок службы кабеля вдвое. Из-за температурных ограничений предельная глубина применения электрических погружных насосов составляет 3000 м. Обычно кабель имеет круглое сечение, но есть и с плоским — для тех случаев, когда важен просвет.

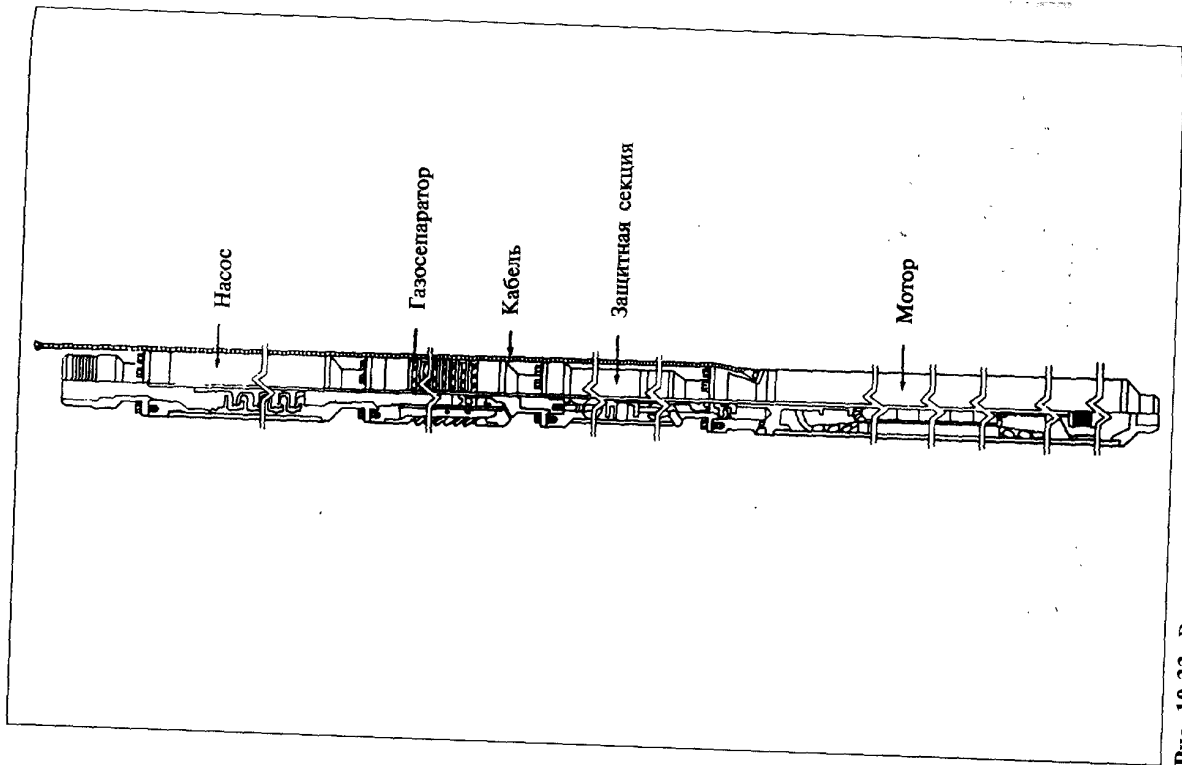


Рис. 10.33. Разрез погружного насосного узла

Наземное оборудование

Типовая наземная установка для погружного насоса состоит из устья скважины для фиксации насосно-компрессорной колонны и внутрискважинного оборудования и для обеспечения уплотнения насосно-компрессорной колонны и силового электрического кабеля, распределительной коробки для обеспечения атмосферозащищенного соединения внутрискважинного и наземного кабелей, распределительного щита для электроарматуры и группы трехфазных трансформаторов (рис. 10.34). Переключатели изготавливаются специально для каждого конкретного

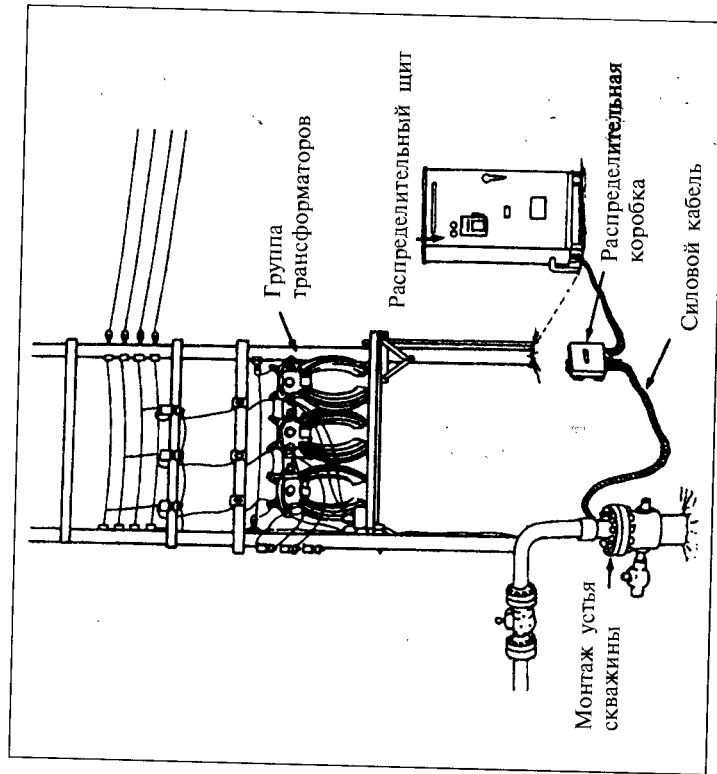


Рис. 10.34. Наземное оборудование для погружного электронасоса

случая. Электроарматура производится в атмосферозащитном исполнении и может состоять только из магнитного пускателя и предохранителей, записывающего амперметра, индикаторных лампочек, регуляторов длительности цикла или автоматических приборов дистанционного управления. Можно, кроме того, обеспечить защиту от скачков напряжения в источнике питания.

Группа трансформаторов нужна для преобразования сетевого напряжения в напряжение, необходимое для работы подземного оборудования. Трансформаторы могут быть повышающими или понижающими, и обычно оборудуются разрядными прерывателями и конденсаторами для предотвращения повреждения электромотора из-за скачков напряжения.

Области применения

Электрические погружные насосы обычно используют для скважин с высокой обводненностью, которые функционируют аналогично водяным скважинам. Большая часть установок предназначена для производительности более 1000 бар./сут. (15 900 м³) по следующим причинам:

- к насосу в обсадной колонне нефтяной скважины можно подвести большую мощность, чем в случае других вариантов механизированной добычи;
- центробежные насосы в обсадных колоннах нефтяных скважин способны работать с гораздо большей производительностью, чем поршневые насосы;
- при более низких скоростях добычи более экономичны другие системы.

Обычная установка, изображенная на рис. 10.35, применима только в том случае, когда насос установлен над продуктивным пластом. Если бы насос той же конфигурации (рис. 10.36) был установлен под продуктивной зоной, вокруг мотора не оказалось бы жидкости для охлаждения. Монтаж с насосом ниже продуктивной зоны

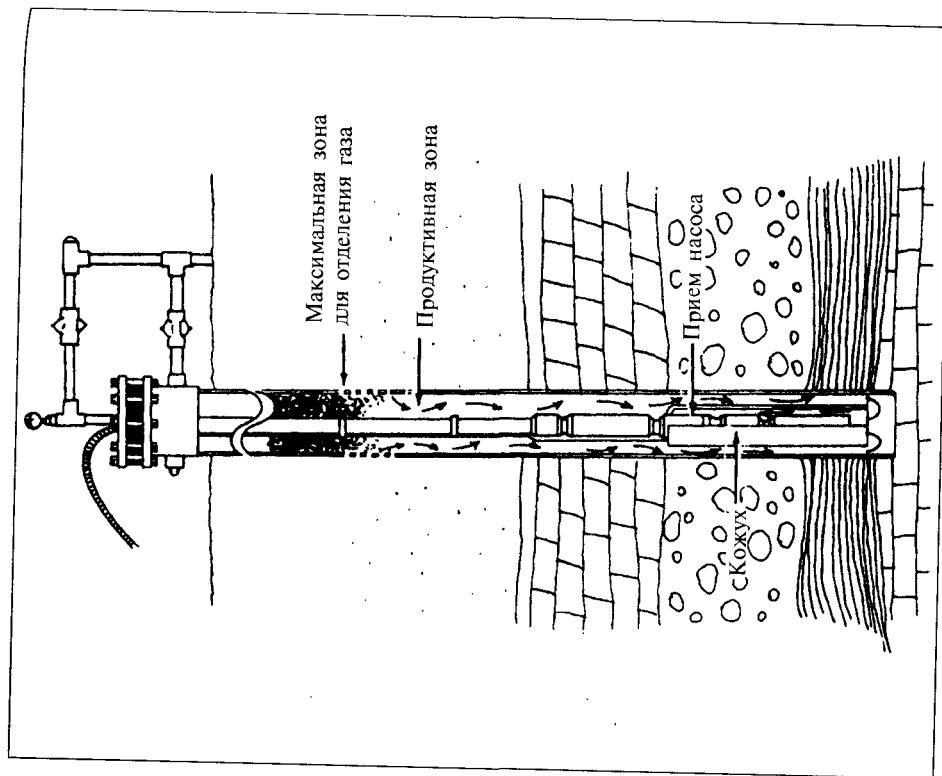


Рис. 10.35. Погружной насос в кожухе

может потребоваться для снижения давления в скважине до достаточно низкого уровня для обеспечения искомого притока или для обеспечения максимального внутреннего скважинного отделения газа в скважинах с высоким газовым фактором. Поток жидкости вокруг мотора в такой конфигурации может быть обеспечен с помощью уста-

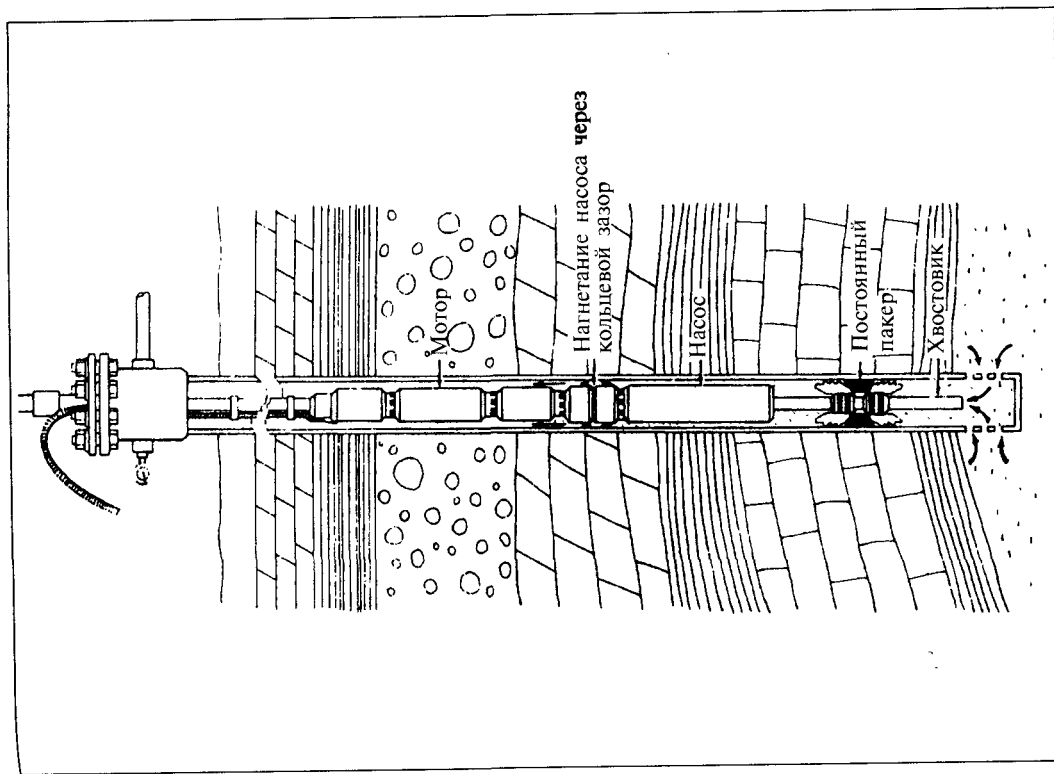


Рис. 10.36. Погружной насос с пакером

новки кожуха вокруг приемного отверстия насоса, защитной секции и секции мотора. Если не учитывать ко-

жуха, монтаж не отличается от обычного монтажа внутрискважинного оборудования. Насосы в защитном кожухе не могут применяться в обсадных трубах с наружным диаметром менее 5,5 дюйма (137,5 мм). Секция газосепаратора, присоединенная к приему насоса, отделяет значительную часть любого свободного газа от скважинных флюидов.

Как и в других системах механизированной добычи, в этом случае также нужно обеспечить удаление газа из обсадной колонны. Аналогично другим системам, отделение газа от жидкости в ограниченном пространстве не эффективно на 100%. Многоступенчатые центробежные насосы с открытым входом крыльчатки не очень чувствительны к образованию газовых пробок. Однако инжекция газа снижает суммарную производительность насоса и увеличивает расходы на перекачку.

В зависимости от требований, предъявляемых к потоку и оборудованию устья скважины, прием электрического погружного насоса может состоять из любого числа центробежных ступеней (от одной до нескольких сотен). По сравнению с поршневыми насосами, одноступенчатый центробежный насос обычно дает высокие скорости потока при гораздо меньших давлениях нагнетания. Поскольку гидростатический напор, создаваемый одноступенчатым насосом, зависит от диаметра крыльчатки, гидростатический напор центробежного насоса в обсадных трубах меньшего диаметра очень ограничен. Подъем жидкостей с больших глубин требует нескольких ступеней. Небольшие насосы этого типа эффективны примерно на 40%, а большие — почти на 80%. Насосы изготавливаются из материалов, устойчивых к коррозии, которую могут вызывать все обычно встречающиеся скважинные флюиды.

Электрический кабель

Конструкция с донным приемом используется в тех случаях, когда размеры обсадной колонны не позволяют добиться искомого объема добычи из-за потерь в резуль-

тате трения в насосно-компрессорной колонне или ограничений по диаметру насоса. В этой конструкции насосный и моторный отсеки меняются местами, насос забирет жидкость через хвостовик на дне агрегата. Этот вид установки чаще всего применяется с обсадными трубами с внешним диаметром 4,5 дюйма (112,5 мм) или для толстостенных труб диаметром 5,5 дюйма (137,5 мм).

Высокая объемная производительность и уменьшение скорости потока при повышении встречного давления погружных насосов позволяют использовать их во многих проектах, в том числе заводнения для добычи — закачки в замкнутой системе (рис. 10.37). Большинство коллекторов вначале поглощает воду при высоких скоростях и низких давлениях нагнетания. По мере заполнения коллектора восприимчивость уменьшается и давление нагнетания повышается.

Погружные системы с подвеской на кабеле

Все описанные до сих пор электрические погружные насосные системы требовали извлечения насосно-компрессорной колонны для обслуживания внутрискважинного узла. К более новым разработкам относится электрический погружной насос, который можно поднять или спустить на силовом кабеле. Он устанавливается на башмак на дне насосно-компрессорной колонны или на пакер при заканчивании скважин без спуска насосно-компрессорных труб. Забойная конструкция фиксируется на месте роликами фиксирующей головки, которые освобождают ее при натяжении силового кабеля. Изготовленные насосов с подвеской на кабеле стало возможным после создания силовых кабелей, предназначенных для растягивающей нагрузки более 100 000 фунт. (45 000 кг). Армирование представляет собой два слоя канатной проволоки, сплетенной во избежание закручивания во встречных направлениях. Этот вид установок дороже обычных, описанных выше, но в некоторых случаях он находит применение.

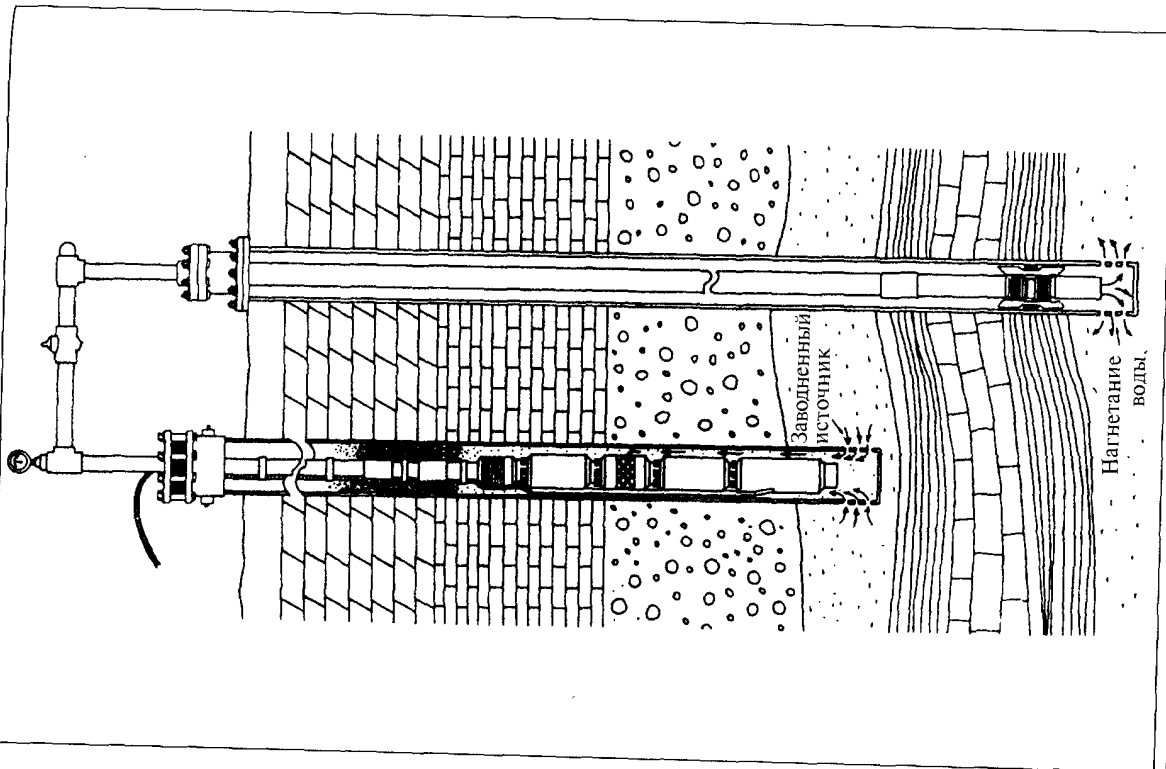


Рис. 10.37. Повышение нефтедавления посредством заводнения в замкнутой системе добычи — закачки

Опробование скважин

Для планирования действий по максимальному увеличению экономического эффекта от добычи все нефтяные и газовые скважины подлежат опробованию через одни и те же промежутки времени.

При опробовании нефтяных скважин принципиальными критериями являются норма отбора нефти, газовый фактор, плотность сырой нефти, выход соленой воды (процентная доля в суммарной добыче жидкости) и содержание водно-грязевого отстоя (ВГО).

Важность нормы отбора нефти очевидна.

Газовый фактор — важный индикатор эффективности работы. Как упоминалось выше, сохранение газа в пласте обычно увеличивает предельную нефтеотдачу, а высокий газовый фактор часто указывает на неэффективность используемых методов. Действительно, в тех случаях, когда правительственный регламентирующий орган выделяет квоты — количество углеводородов, которое конкретный регламентирующий орган разрешает добывать из данного коллектора, — обычно периодически требуются отчеты о проверке газового фактора и квоты скважин с избыточным газовым фактором урезаются.

Очень важна плотность сырой нефти, поскольку ее продажная цена зависит от плотности. Внесистемная мера, введенная API, является общепринятой шкалой плотности. Плотность API соотносится с истинной плотностью следующим образом:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{плотность}} - 131,5$$

Как видно из уравнения, нефть с плотностью 10 градусов API (обычно записывается как 10°API) имеет плотность 1; это то же самое, что плотность воды.

Плотность API и газовый фактор можно изменить, регулируя рабочее давление газонефтяных сепараторов. Повышение рабочего давления увеличивает плотность API, поскольку больше газа останется растворенным в нефти, и уменьшает газовый фактор.

Таблица 10.2. Сравнение систем механизированной добычи

Параметр	Электрический поружный насос	Гидравлический поршневой насос	Гидравлический струйный насос	Газлифт	Штантовый насос
Капитальные затраты	3	2	2	5	1
КПД системы, %	50—60	30—40	10—20	5—30	50—80
Эксплуатационные расходы	1	3	4	4	2
Надежность	3	3	3	4	4

НИЗКИЕ → ВЫСОКИЕ

Таблица 10.3. Ограничения систем механизированной добычи

Параметр	Электрический поружный насос	Гидравлический поршневой насос	Гидравлический струйный насос	Газлифт	Штантовый насос
Применимость для морской добычи	Хорошая, требует мало наземного оборудования	Хорошая, если есть место для установки	Хорошая, может использоваться в качестве рабочей жидкости	Превосходная	Хорошая, если есть подъемное устройство
Способность справляться со взвешенными частицами	Насос — менее 200 ppm (частей на млн)	Насос — менее 200 ppm (частей на млн), привод — менее 10 ppm	Насос — до 3%, привод — до 200 ppm	Без затруднений	Без затруднений до 5%
Температура, °F (°C)	325 (165)	500 (260)	500 (260)	350 (175)	250 (120)
Производительность, бар./сут.	250—50 000	100—5 000	100—15 000	50—50 000	50—2 000
эффективности (до снижения бар./сут. температуры)	(уловитель-вортегильная)	(хорошая)	(уловитель-вортегильная)	(хорошая)	(хорошая)

Соотношение газа и нефти можно дополнительно снизить и соответственно увеличить API, если установить последовательно более одного газонефтяного сепаратора. Такая методика, называемая ступенчатой сепарацией, особенно эффективна для сырой нефти с относительно высокой плотностью (обычно более 35°API). Этот метод увеличивает также объем сырой нефти, так как газ остается в ней в жидком виде. Иногда при использовании ступенчатой сепарации увеличение суммарной нефтедобычи составляет до 5%.

Количество извлекаемой соленой воды важно из-за существенных затрат не только на ее извлечение, но и на ее утилизацию. Кроме того, удаление рассола из коллектора вносит вклад в потерю давления, что нежелательно. По этой причине следует свести выход соленой воды к минимуму.

Водно-грязевой отстой присутствует в большинстве сырых нефтей. Как следует из его названия, ВГО представляет собой эмульсию нефти, воды и осадка. Большинство покупателей сырой нефти оговаривают максимально допустимое содержание ВГО (обычно это доли процента).

Глава XI

НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Если вам случалось проезжать мимо нефтяного месторождения, вы, несомненно, обращали внимание на многообразие оборудования, расположенного на нефтепромысле. Оно называется *наземным оборудованием* и большая его часть предназначена для регулирования нормы отбора нефти из скважин и для очистки углеводородов по мере их подъема на поверхность. Рассмотрим это оборудование и узнаем, где его применяют.

Устье скважины

Устье скважины представляет собой систему труб из чугуна или стали на верху скважины, которая с поверхности регулирует давление в скважине (рис. 11.1). Детали специально обрабатывают для обеспечения очень плотной подгонки, поэтому они образуют герметичные соединения, исключающие протечки или прорывы скважинных жидкостей на поверхность. Некоторые из самых тяжелых фитингов на устье скважины рассчитаны на давление до 30 000 psi (215 МПа). Прочее оборудование устья скважины представляет собой опорную конструкцию для насосно-компрессорной колонны в скважине и не рассчитано на такое высокое давление.

Устье скважины состоит из разных узлов, среди которых головка обсадной колонны, головка насосно-компрессорной колонны и фонтанная арматура (рис. 11.2).

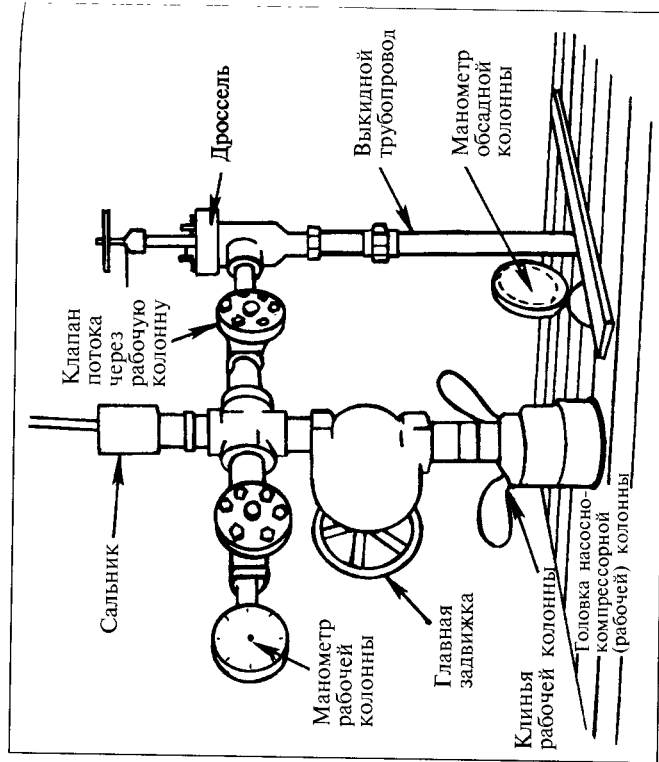


Рис. 11.1. Таким простым оборудованием оснащаются насосные скважины

Головка обсадной колонны

По мере бурения и введения каждого звена обсадной колонны в скважину на поверхности необходимо устанавливать тяжелые фитинги для присоединения обсадной колонны. Оборудование, предназначенное для этой цели, называется головкой обсадной колонны. Она снабжена клиньями или другими захватами для удерживания веса обсадной колонны. Все устройство уплотняет обсадную колонну и таким образом предотвращает прорыв или утечку флюидов из скважины.

Обычно предусматриваются спускные газовые клапаны, чтобы снизить давление газов, которые могли бы скапливаться между или внутри секций обсадной колон-

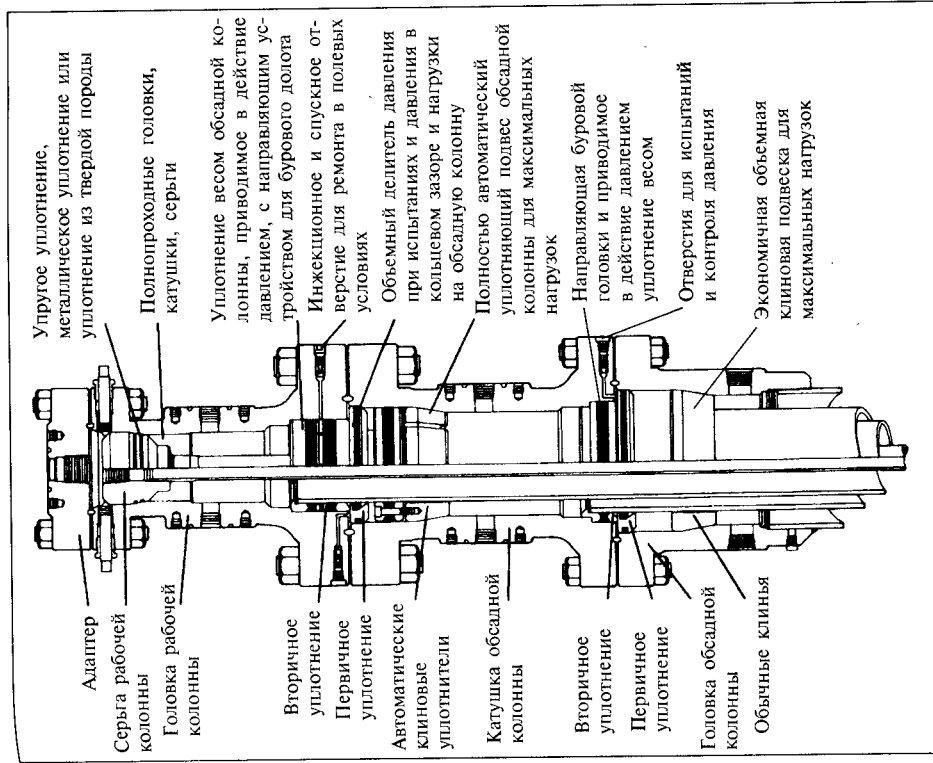


Рис. 11.2. Части оборудования устья скважины (предоставлено Gray Tool Co.)

ны. Эти клапаны могут быть (иногда) использованы при добыче по обсадной колонне.

При бурении и капитальном ремонте скважины головки обсадной колонны служат для крепежа устройств для

контроля давления. С помощью адаптеров, регуляторов дебита и фланцев присоединяют все более тонкие обсадные трубы в процессе бурения и установки дополнительных секций. Это значит, что противобуриловое устройство надо снимать и ставить на место каждый раз, когда в скважину устанавливается новая секция обсадной колонны. По мере установки новых фланцев и втулок они становятся неотъемлемой частью постоянного оборудования устья скважины.

Головка насосно-компрессорной колонны

Головка насосно-компрессорной колонны выполняет три функции:

- поддерживает насосно-компрессорную колонну;
- создает герметичное уплотнение между обсадной и насосно-компрессорной колоннами;
- обеспечивает наличие на поверхности патрубков для регулирования потока жидкости или газа.

Головка насосно-компрессорной колонны опирается на головку обсадной колонны. Головки насосно-компрессорных (рабочих) колонн в зависимости от давления различаются по конструкции. Для облегчения обслуживания скважины многие виды головок рабочих колонн легко разбираются и собираются.

Фонтанная арматура

Если на скважине предполагается высокое давление, то перед заканчиванием скважины головка обсадной или насосно-компрессорной колонны оборудуется специальными мощными клапанами и контрольно-измерительной аппаратурой. Данные клапаны регулируют поток нефти и газа из скважины и называются фонтанной арматурой.

Манометры входят в состав оборудования устья скважины и фонтанной арматуры и предназначены для измерения давления в обсадной трубе и насосно-компрессор-

ной колонне, что позволяет разработчику лучше управлять продуктивностью скважины.

Иногда вместе со скважинными жидкостями выносятся песок. Тонкие абразивные частицы могут истачивать краны, фитинги и дрессели.

Главная задача служит ключом для перекрытия скважины в аварийных ситуациях, поэтому она всегда должна быть в хорошем, надежном состоянии. Принято пользоваться ею, только когда это абсолютно необходимо, чтобы она не повредилась частицами песка.

Методы разделения

Скважинные флюиды представляют собой смесь жидких углеводородов, газа, воды и некоторых примесей. Вода и примеси должны быть удалены прежде, чем углеводороды поступят в хранилище, в трубопровод и в продажу. Жидкие углеводороды и нежелательные примеси должны быть также удалены из природного газа до того, как он поступит в трубопровод. Наличие почти всех примесей вызывает эксплуатационные проблемы того или иного типа.

Существуют различные методы разделения природного газа, жидких углеводородов и воды в полевых условиях. В этих методах используют время, химикаты, силу тяги, тепловую обработку, механические или электрические процессы, а также их сочетания.

Сепараторы. Сепаратор — это установка, используемая для разделения попутного газа и свободных жидкостей. Размер сепаратора зависит от скорости потока природного газа и/или жидкостей, стекающих в емкость. Рабочее давление емкости зависит от давления в газопроводе товарного газа, выкидного давления скважины и эксплуатационного давления, определяемого разработчиком месторождения.

Сепараторы бывают различных конструкций, в том числе вертикальные, горизонтальные и сферические. Не-

ной пар в газе при высоком давлении может создать серьезные эксплуатационные проблемы из-за образования газовых гидратов — осадка, похожего на лед. Если гидраты образуются в газосборных или распределительных трубах, может произойти полная или частичная закупорка трубопровода.

Методы обработки

Осушка природного газа

Предотвратить образование гидратов в газопроводе могут несколько приемов:

- нагревание газового потока, чтобы температура не опускалась до уровня, при котором образуются газогидраты;
- добавка в газовый поток антифриза, например метанола или гликоля;
- удаление паров воды при помощи гликольного дегидрататора, состоящего из вертикального сосуда под давлением (гликольный абсорбер), по которому гликоль стекает вниз, а газ поднимается вверх;
- обезвоживание при помощи осушающих агентов, таких как оксид алюминия, силикагель, гранулы кремния с оксидом алюминия или молекулярные сита;
- расширение газа и его замораживание при помощи теплообменников.

Большая часть обезвоженного газа, попадающего в товарный газопровод, содержит водяных паров не более 7 фунт./млн фут.³ (1,1 кг на 1000 м³) газа.

Другие нежелательные примеси — сероводород и диоксид углерода. Эти примеси можно удалить химической очисткой, физическим растворением или поглощением. Применяемая методика зависит от того, насколько чистым от примесей должен быть газ, прежде чем газовая компания купит его.

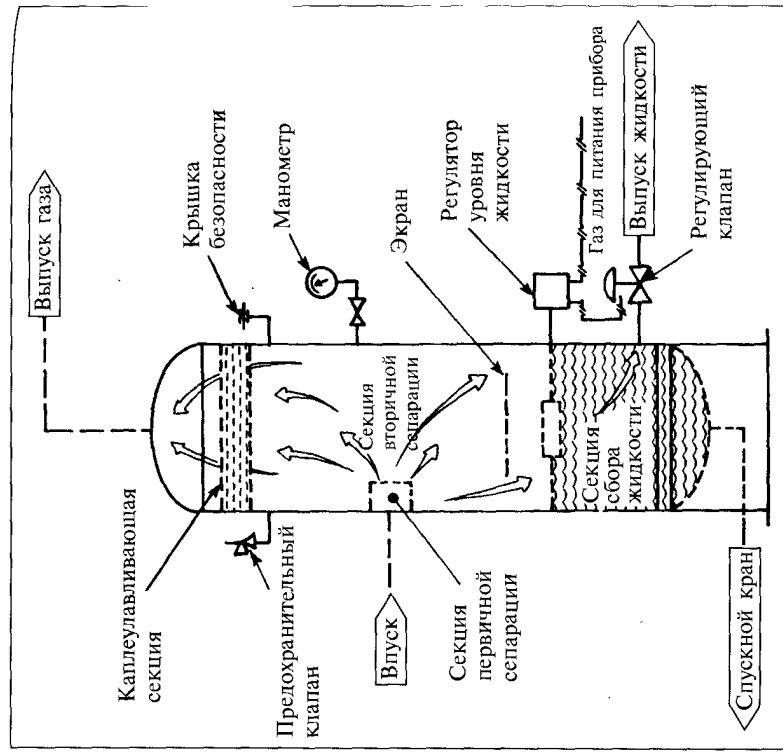


Рис. 11.3. Вертикальный двухфазный газосепаратор

которые сепараторы являются двухфазными, т.е. разделяют добытые продукты на сырую нефть и нефтяной газ (рис. 11.3). Другие сепараторы относятся к трехфазному типу, т.е. делят добытые материалы на газ, сырую нефть и свободную воду. Иногда предпочтительно использовать более одной ступени сепарации для увеличения отдачи флюида.

Хотя природный газ, покидающий сепаратор, больше не содержит свободных жидкостей, в нем могут присутствовать значительные количества водяного пара. Водя-

Подготовка нефти

Добываемая сырая нефть содержит различные количества газа, воды и других примесей. Каждая из этих примесей должна быть отделена прежде, чем нефть можно будет продать. Этот процесс называется подготовкой нефти, а системы подготовки нефти являются важной частью оборудования нефтедобывающего участка.

Вид системы подготовки нефти выбирается на основании следующих факторов:

- стабильности эмульсии;
- плотности нефти и содержащейся в ней воды;
- коррозионной активности нефти, газа и воды;
- склонности содержащейся в нефти воды к образованию отложений;
- общего количества нефти для обработки и содержащаяся в ней;
- наличие товарного газопровода для продажи газа;
- величины рабочего давления, пригодного для оборудования;
- способности сырой нефти к отложению парафинов.

Эмульсии представляют собой смеси жидкостей. Обычно они относятся к типу «вода в масле», однако встречаются эмульсии типа «масло в воде», это так называемые *обратные эмульсии*. Чтобы разрушить эмульсию сырой нефти и отделить чистую нефть, нужно удалить эмульгатор и его пленку. После этого частицы воды смогут собраться в более крупные капли, которые способны отделиться от нефти.

Установки для обработки воды

Один из наиболее обычных типов установок для обработки воды — установка тепловой обработки (рис. 11.4). Такие установки используют тепловые, гравитационные, механические и иногда химические и/или электрические методы для разрушения эмульсий. Бывают вертикальные и горизонтальные тепловые установки, а их размеры за-

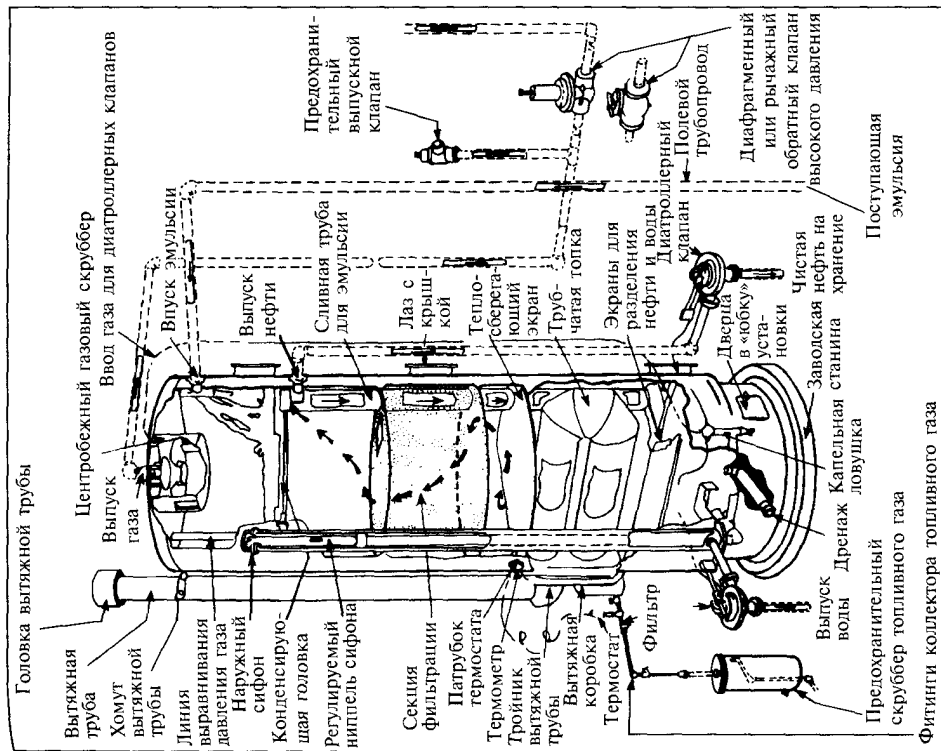


Рис. 11.4. Диаграмма потоков в вертикальной установке тепловой обработки

висят от перерабатываемого объема воды и нефти. Их главная функция заключается в подогреве воды, что позволяет разрушить эмульсию.

Другие виды установок, оборудованные электродами, иногда называют электростатическими коалесцерами или

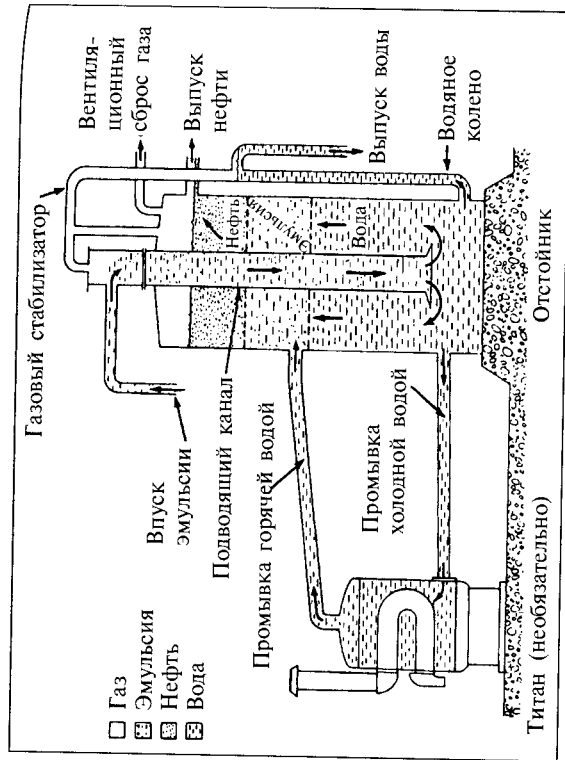


Рис. 11.6. Схематическое изображение промывочного бака или отстойника

ние, устройства для подготовки и резервуары называют *резервуарным парком*.

Существует два основных типа складских резервуаров: стальные на болтах и сварные. Резервуары на болтах обычно имеют объем 500 бар. и больше; их собирают непосредственно на месте. Сварные резервуары имеют размер от 90 бар. до нескольких тысяч баррелей, свариваются в заводских условиях и затем перевозятся на место целиком. Сварные резервуары имеют внутреннее антикоррозионное покрытие, а резервуары на болтах — внутреннюю облицовку либо гальваническое покрытие для защиты от коррозии.

Система улавливания паров

Когда нефть проходит подготовку при повышенном давлении, а затем поступает в складской резервуар при

давлении, близком к атмосферному, часть жидких углеводородов мгновенно испаряется, т.е. превращается в газ. раньше мгновенно выделяющийся газ или пар выпускали в атмосферу. Теперь власти настаивают на том, что пары необходимо улавливать для прекращения загрязнения воздуха.

Ловушка паров состоит из контрольной линии, устанавливаемой на резервуаре для управления компрессором, скруббера для предотвращения попадания жидких углеводородов в компрессор, компрессора и панели управления. Чтобы включить компрессор с электроприводом, достаточно давления, равного 1 унции, а выключается он автоматически при давлении газа около $1/4$ унции.

Измерение объема добычи

Разработчик месторождения должен правильно замерять количество добытых из скважин нефти или газа, чтобы контролировать доход с промысла. Для наилучшего контроля объемы извлекаемых нефти, газа и соленой воды обычно измеряются разработчиком месторождения или замерщиком в течение 24-часового периода. Когда полный резервуар нефти отгружается или сливается в трубопровод, железнодорожную цистерну или автоцистерну, количество нефти регистрируется посредством замера по *уровнемерам* уровня нефти в складском резервуаре до и после отгрузки. Обязательно измеряется плотность нефти, поскольку ценность сырых нефтей зависит от плотности. Определяются также температура нефти и содержание нефтегазового отстоя и воды.

Иногда для тестирования скважин используется расходомер. Таким образом, нефтедобыча из всех скважин на промысле может измеряться в промысловом нефтесборном резервуаре, в то время как индивидуальные скважины контролируются при помощи расходомера или контрольного резервуара. Разработчик использует их как руководство для поддержания эффективной эксплуатации скважин и подземного коллектора.

Обмер резервуара

Перед введением резервуарного парка в эксплуатацию складские резервуары обмеряют. Это значит, что замеряют каждый резервуар и рассчитывают количество нефти, которое может содержаться на каждом уровне резервуара. Емкость в баррелях, в зависимости от уровня жидкости в резервуаре, сводится в таблицы, которые называются *таблицами емкости резервуара*.

Измерения

Когда газ проходит через нефтегазовый сепаратор, он измеряется диафрагменным расходомером. Сырая нефть течет отдельно в один из резервуаров, где техник замеряет ее уровень. Чтобы измерить уровень нефти в резервуаре, замерщик опускает в него стальную ленту со свинцовым грузилом на конце, пока она не коснется дна. Затем ленту вытаскивают и по верхней точке, смоченной нефтью, определяют уровень или высоту нефти в резервуаре. Сличая полученное значение с таблицей емкости, замерщик может определить объем нефти (или нефти с водой) в баррелях.

Еще одно измерительное устройство — автоматический резервуарный уровнемер. Это приспособление представляет собой стальной тросик в кожухе с поплавком на конце, лежащим на поверхности нефти в резервуаре. Тросик выведен через верх резервуара и спущен вниз в кожух с окном. Тросик размечен так, чтобы показывать уровень нефти в резервуаре, который можно считать через окно.

Окончательный замер складского резервуара проводится приемщиком трубопровода перед спуском нефти из резервуара в трубопровод. Промысловый техник контролирует замеры и проверки нефти приемщиком трубопровода, чтобы убедиться, что замеры точны. При прохождении по трубопроводу измеряются объем сырой нефти, содержание водогрязевого отстоя, температура и плотность по API. Результаты этих измерений вносятся в

накладную, указывающую количество и качество сданной нефти, которую подписывают обе стороны.

Автоматическая отгрузка нефти

Установка автоматической отгрузки нефти (Lease automatic custody transfer, LACT) представляет собой дозатор, отмеряющий нефть для продажи и перекачки в трубопровод. Она заменяет большую часть работы замерщика; тем не менее замерщик должен периодически калибровать приборы и проводить техническое обслуживание.

Кроме установок LACT для контроля и наблюдения за добычей широко применяются другие электронные устройства: системы автоматического контроля скважин, системы надежности, сенсоры, таймеры и сигнальные устройства. При должной настройке и обслуживании автоматические системы могут увеличить производительность наземного оборудования.

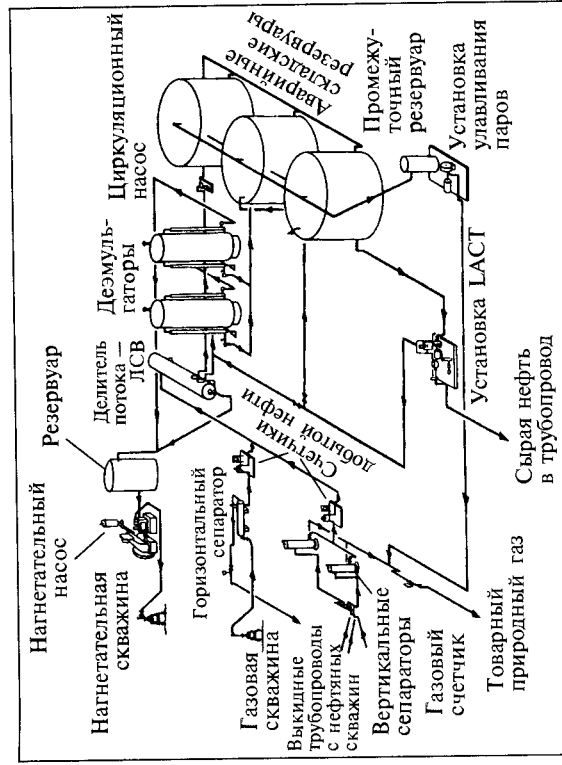


Рис. 11.7. Общая технологическая схема промысла

Глава XII

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИНЫ

Из всех возможных осложнений, которые могут возникнуть при добыче нефти, особо выделяются три: отказ оборудования, проблемы со скважиной и утилизация соленой воды. Иногда эти проблемы могут потребовать капитального ремонта скважины. Рассмотрим эти типичные сбои в добыче более подробно.

Отказ оборудования

Отказ оборудования — пожалуй, наиболее часто встречающийся вид осложнений при добыче. Например, в насосной скважине может обломиться штанга, что потребует доставки к скважине специального оборудования, которое называется *сервисной* или *подъемной установкой*, чтобы вытаскивать штангу из скважины и снова начать добычу из нее (рис. 12.1). Подъемная установка обычно монтируется на грузовике — или, если это очень большая установка для глубоких скважин, на трейлере — и обслуживается собственной бригадой. Если над скважиной нет вышки, — а над большинством современных скважин их нет, — установка будет состоять из мачты и лебедки для извлечения оборудования из скважины.

Другая типичная проблема при добыче — отказ глубинного насоса, вызванный чаще всего физическим из-

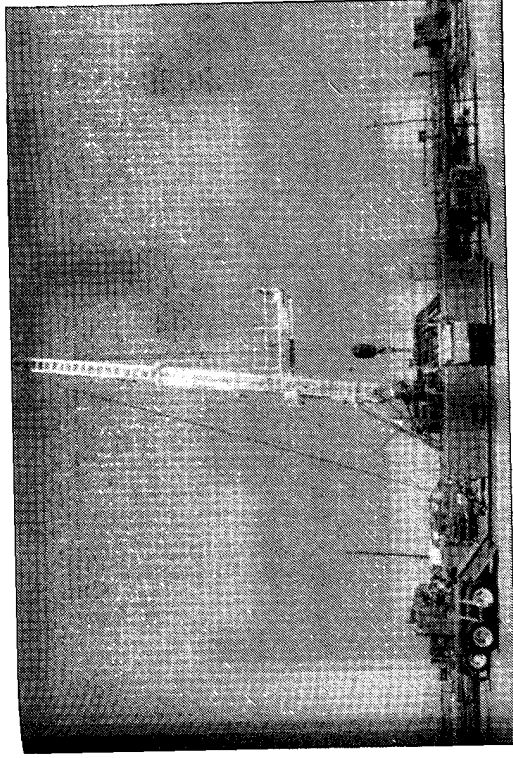


Рис. 12.1. Сервисная или подъемная установка, извлекающая обломленную штангу из скважины

носом одной или нескольких подвижных деталей насоса. Если это случается, подъемная установка может быстро вытаскивать насос, присоединенный к штангам, и произвести необходимый ремонт.

Если в насосно-компрессорной колонне появится течь или трещина из-за коррозии (рис. 12.2) или механиче-

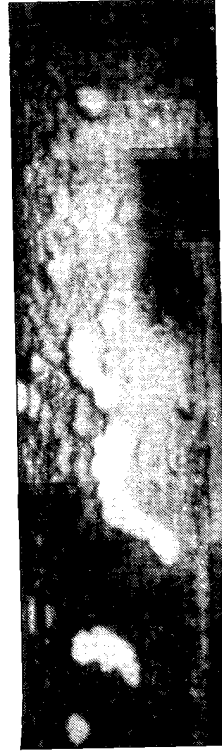


Рис. 12.2. Секция корродированной насосно-компрессорной колонны. Коррозия — одна из наиболее дорогостоящих проблем при добыче

ских напряжений, на скважину снова вызывают подъемную установку. Насосно-компрессорная колонна извлекается из скважины, поврежденная секция заменяется и колонну возвращают в скважину.

При газлифте может возникнуть отказ газлифтных клапанов. Клапан может застрять либо в открытом, либо в закрытом положении; но в любом случае его надо срочно достать и починить. Один из видов газлифтных клапанов вставляется с помощью троса в специально предусмотренный карман насосно-компрессорной колонны, называемый камерой газлифтного клапана. Если происходит отказ клапанов такого типа, нет необходимости в извлечении насосно-компрессорной колонны. Вместо этого маленький грузовик с лебедкой и тросом извлекает и заменяет неисправный клапан (если происходит отказ обычной газлифтной установки, для починки неисправного оборудования приходится извлекать всю насосно-компрессорную колонну).

Бой поршня по жидкости. Если механизированная добыча из скважины продолжается достаточно долго, чтобы стабилизироваться, идеальная ситуация достигается, когда скорость притока в скважину совпадает со скоростью откачивания при такой глубине погружения насоса, которой достаточно, чтобы насос полностью заполнялся при каждом рабочем ходе. Насос может заполняться полностью или почти полностью, только если добываемый газ отделяется от скважинных флюидов и удаляется по обсадной колонне при совпадении скоростей подачи насоса и притока. Газовый якорь (скважинный газосепаратор) способствует отделению газа в скважине (рис. 12.3). В целом давление в обсадной колонне следует поддерживать на самом низком возможном уровне, чтобы давление в забойной зоне было как можно ниже по сравнению с давлением в пласте. Если скорость откачивания превысит скорость притока, скважина опустеет и насос не будет полностью заполняться во время хода вверх. При ходе вниз поршень насоса будет бить по несжимаемой жидкости, вызывая в ней ударные волны. В результате

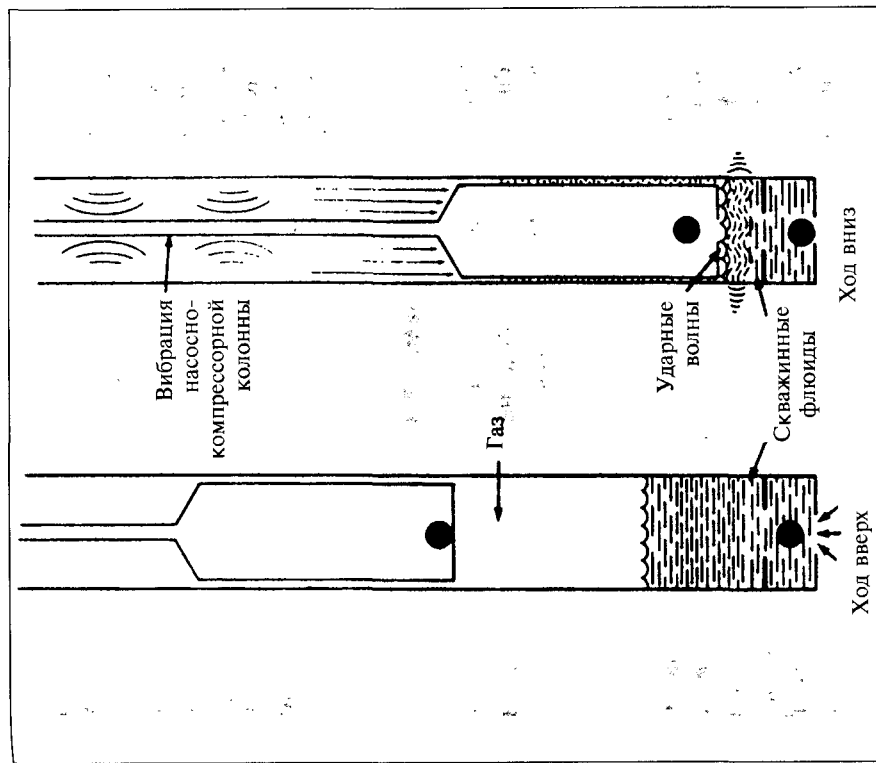


Рис. 12.3. Бой поршня по жидкости

возникает ударная нагрузка на штанговую колонну, наземное оборудование и редукторы.

Сильный бой по жидкости легко обнаруживается по динамограмме или по вибрации сальникового штока. Его можно устранить, сокращая число рабочих ходов в минуту или длину рабочего хода. Если скважина продолжает опорожняться после того как достигнут нижний предел скорости откачивания посредством снижения скорости

и длины рабочего хода, бой по жидкости можно прекратить с помощью проведения периодического откачивания скважины. Установку можно включать и выключать вручную с помощью таймера или отключающего регулятора. Следствием боя поршня по жидкости являются дорогостоящие ремонт и простой оборудования. Режим периодического откачивания может снизить эти затраты. Тем не менее насосная установка, соответствующая притоку в скважину, будет более продуктивной и экономически оправданной.

Проблемы в скважине

Пескообразование, повреждение пласта, отложения парафинов, эмульгирование нефти в воде и коррозия — типичные проблемы в скважине.

Пескообразование

В скважины, ведущие добычу в рыхлых песчаниках, вместе с нефтью обычно поступает некоторое количество песка. Несмотря на то что часть этого песка выносятся на поверхность, большая его часть накапливается на дне скважины. Продолжающееся накопление песка в скважине рано или поздно сократит скорость добычи нефти и может полностью остановить производство. Если возникает такая проблема, известная под названием *пескообразование*, вызывают подъемную установку, оборудованную песочным насосом. Песочный насос — это специальная желонка для удаления песка из скважины.

Если пескообразование скважины продолжается, могут потребоваться профилактические мероприятия. Одним из наиболее часто применяемых методов борьбы с пескообразованием является устройство гравийный фильтр, на уровне продуктивного пласта помещается щелевая гильза и тщательно подобранный по размеру гравий засыпается снаружи по периметру гильзы. Гравий крупнее песка

из пласта, но достаточно мелок, чтобы песчинки не могли проходить через его слой. Таким образом, гравий образует пробку, через которую может проходить нефть, но не песок.

Для связывания или уплотнения песка могут применяться различные пластмассы. Главная сложность в том, чтобы подобрать пластик, связывающий песок, но пропускающий нефть через получившийся конгломерат.

Повреждение пласта

Это типичное затруднение наблюдается, если с пластом, окружающим скважину, происходит что-то, снижающее добычу нефти. Например, избыточное нарастание обводнения в окрестностях скважины затормаживает ток нефти. Глинистая пробка — накопление бурового раствора вокруг скважины в продуктивном интервале, также может снизить скорость тока нефти. Во многих сланцевых продуктивных пластах буровой раствор, используемый при капитальном ремонте, может вызвать набухание глины и полностью прекратить приток нефти.

Скважины с таким типом повреждений обрабатывают кислотами, реагентами для смычки глины, смачивающими реагентами и/или другими специальными химикатами. Эти материалы закачиваются в пласт и через какое-то время выкачиваются на поверхность. Это высококавалифицированные операции, требующие специальных насосных грузовиков и оборудования. Их обычно выполняют компании по обслуживанию скважин, специализирующиеся на этом виде работ.

Парафин

Отложение парафина в насосно-компрессорной колонне и наземных выкидных трубопроводах — это проблема, возникающая в тех районах, где добывается особый вид сырой нефти, называемый парафинистая сырая нефть. Парафин, являющийся на самом деле частью этой сырой нефти, осаждается в твердом виде в результате снижения тем-

пературы. Таким образом, накопление парафина редко вызывает затруднения на дне скважины, но становится острой проблемой вблизи поверхности, где температура ниже.

Для борьбы с отложением парафина существуют различные методы. В поверхностных выкидных трубопроводах может оказаться достаточным периодически пропускать через трубы скребки для удаления накопившегося парафина. В насосно-компрессорных колоннах скребки можно установить на насосных штангах, возвратно-поступательное движение которых будет приводить в действие скребки и таким образом предохранять насосно-компрессорную колонну от избыточного накопления парафина.

Еще один способ удаления парафина — периодическая циркуляция горячей нефти по наземным трубопроводам и насосно-компрессорной колонне — обычно выполняется сервисной компанией, так как это еще одна служебная операция, проводимая только время от времени.

Можно также закачать растворитель парафина в целевой зазор между обсадной и насосно-компрессорной колоннами.

Эмульсии нефти в воде

Образование эмульсий из нефти и воды — четвертая типичная проблема. В определенных условиях нефть и вода образуют эмульсию, не разделяющуюся на поверхности без специальной обработки. Это также является проблемой, поскольку разрушение эмульсий стоит очень дорого. Методы деэмульгирования включают тепловую и химическую обработку, а также различные комбинации химической обработки. Так как химический состав сырой нефти меняется на разных месторождениях, различается также и природа химикатов, используемых для разрушения эмульсий.

Коррозия

Коррозия — одна из наиболее дорогостоящих проблем, поражающих нефтяную скважину (см. рис. 12.2). Соленая

вода, извлекаемая вместе с нефтью, обладает высокой коррозионной агрессивностью, и большая часть нефти содержит различные количества сероводорода, который также вызывает коррозию. Антикоррозионные меры — введение химических ингибиторов коррозии в кольцевой зазор между обсадной и насосно-компрессорной колоннами, а также использование специальных сплавов и труб с цементным покрытием. Каждый из этих методов имеет явные достоинства и недостатки. Часто стоимость замедления коррозии столь высока, что расходы себя не оправдывают; тогда никаких антикоррозионных мер не предпринимают, а заменяют оборудование по окончании его срока службы.

Утилизация соленой воды

Утилизация соленой воды, извлекаемой вместе с нефтью, может быть очень дорогостоящей. Соленую воду нельзя спускать в наземные реки и водоемы, потому что это губительно для растений и животных. Наиболее обычный способ утилизации соленой воды — закачка в скважины, специально пробуренные для этой цели.

Соленую воду нельзя закачивать в пресноводные пласты, а там, где она закачивается, следует предпринимать меры против накопления избытка посторонних материалов, которые могли бы закупорить пласт. Обычно практикуется периодический запуск обратного тока соленой воды в скважинах для удаления части посторонних материалов, которые накапливаются на поверхности пласта в призабойной части скважины. Кислотная обработка нагнетательной скважины также помогает прочистить пласт.

Капитальный ремонт скважины

Капитальный ремонт — самая большая ремонтная операция, которая иногда нужна для поддержания максимального уровня добычи нефти. Если, например, сква-

жина начинает выдавать избыточное количество соленой воды, над скважиной устанавливается вышка для капитального ремонта, очень похожая на буровую, но несколько меньшего размера, — и начинаются операции по сокращению выхода соленой воды.

Сперва необходимо «заглушить» скважину некоей жидкостью, например буровым раствором, соленой водой, нефтью или, возможно, специальным ремонтным раствором, имеющим достаточное гидростатическое давление, чтобы противодействовать давлению пласта, когда скважина заполнена жидкостью. Если рассол поступает через нижнюю часть коллектора, принято нагнетать цемент в перфорационный канал с помощью нагнетателя низкого или высокого давления.

При использовании метода нагнетания цемента под высоким давлением на дно насосно-компрессорной колонны опускается специальный пакер, защищающий обсадную трубу и другое оборудование устья скважины. Если используется метод цементирования при низком давлении или метод нагнетания с помощью «головки Брадена», то пакер не нужен, так как используемое давление не будет превышать рабочее давление на устье скважины и в обсадной колонне. После схватывания цемента может возникнуть необходимость высверлить цемент из обсадной трубы и заново отперфорировать ее соответствующим образом, так как цемент закупорит старую перфорацию.

Если скважина характеризуется избыточным поступлением газа, то, возможно, его можно сократить таким же способом вторичного цементирования и повторной перфорации.

Если в скважине более одного продуктивного уровня и нижний уровень истощился, применяют заглушку перед более высоким уровнем. Обсадную трубу *заглушают* с помощью цементной пробки или пакер-пробки — механического приспособления, которое ставится в обсадной трубе, чтобы эффективно отсечь добычу ниже точки, на которой она установлена.

Так называемое *заканчивание скважины со станции* *прым оборудованием* позволяет проводить все операции по

капитальному ремонту с помощью тросового оборудования без использования ремонтных вышек. Стационарное оборудование включает специальные задвижки, которые можно открывать и закрывать с помощью тросов. Для такого вида капитального ремонта сконструировано специальное оборудование и даже цементирование и повторная перфорация могут выполняться с его помощью.

Либо при капитальном ремонте, либо при первоначальном заканчивании может потребоваться возбуждение скважины для интенсификации притока (повышения нормы отбора нефти). Это будет темой следующей главы.

Глава XIII

МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Если испытания показывают, что скважина экономически выгодна для добычи, но по какой-либо причине скорость тока неудовлетворительна, то можно провести воздействие на пласт для повышения ее производительности. Самый старый способ воздействия — нитроглицириновое торпедирование. Нитроглицерин опускали в скважину, и взрыв создавал трещины и шели в пласте. При этом добыча в общем улучшалась, но ствол скважины разрушался.

Кислотная обработка

Впервые кислоту использовали для воздействия на пласт в 1895 г. Кислота, закачиваемая в микроскопические протоки пласта горной породы, растворяет ее и таким образом увеличивает проходимость. Это улучшает приток коллекторных жидкостей к скважине. Хотя при этом удавалось добиться значительного увеличения объемов добычи, но оказалось, что кислотные растворы вызывают чрезвычайно сильную коррозию скважинного оборудования, и этот метод был забыт.

Разработка в 1932 г. химических ингибиторов, позволяющих растворам кислот избирательно вступать в реакцию с породой, не поражая скважинного оборудования, возродила интерес к кислотной обработке скважин. Благодаря отличным результатам, полученным с помощью

улучшенной кислотной методики воздействия, применение этой технологии расширилось, и в настоящее время она является одной из стандартных методик заканчивания и восстановления скважин.

Наиболее часто для кислотной обработки используется соляная кислота, так как она недорога и не оставляет нерастворимых продуктов реакции. Соляная кислота содержит около 32% по массе газообразного хлористого водорода. Кислоту хранят в складских резервуарах и разбавляют до нужной концентрации (обычно около 15%) перед применением.

Когда соляная кислота закачивается в известковый пласт, происходит химическая реакция. Скорость реакции во время кислотной обработки пропорциональна концентрации кислоты и температуре и обратно пропорциональна давлению. Но так как для возвращения высоковязких растворов отработанной кислоты из пор в пласте требуется существенное давление, концентрации выше 15% редко применяются для кислотной обработки.

В полевых условиях концентрацию кислоты можно определить с помощью либо ареометра, либо полевого набора для титрования. Точность ареометрических измерений зависит от аккуратности их проведения и от методики, используемой инженером. Во время измерений ареометр и стеклянный цилиндр должны быть чистыми, чтобы ни грязь, ни нефть не оставались на движущихся частях. Температуру образца кислоты надо довести до 15°C*.

Предварительные испытания

При кислотной обработке следует оценить несколько характеристик, поэтому испытания так важны. Керны или обломки выбуренной породы дают сведения о пористости, проницаемости и насыщенности пласта водой и нефтью. Образец сырой нефти из пласта можно также прове-

* В настоящее время в продаже имеется большой выбор недорогих и надежных портативных измерителей кислотности, pH-метров. — *Примеч. переводчика.*

ритель на склонность к эмульгированию. Если сырая нефть образует эмульсии либо со свежей, либо с отработанной кислотой, следует добавлять соответствующие деэмульгаторы.

Другой важный фактор — выяснение способности к набуханию силикатных компонентов пород пласта. В некоторых случаях частицы глин и бентонитов могут увеличиваться в размерах в несколько раз под действием кислотных растворов. Эти увеличившиеся частицы способны блокировать микроскопические протоки в коллекторе или, что еще хуже, уменьшить размер протоков по сравнению с начальным. Таким образом, если проверка показывает, что образец породы имеет склонность к набуханию, необходимы дополнительные средства контроля силикатов для предохранения от набухания и вызываемого им повреждения.

Оборудование для кислотной обработки

Для кислотной обработки нефтяных и газовых скважин разработано специальное транспортное и насосное оборудование. Растворы кислоты перевозят на промысел в автоцистернах емкостью от 500 до 3500 гал. (2—13 м³). Химические добавки замешиваются в кислоту во время заправки цистерны.

Насосы, установленные на грузовых автомобилях, используются для подачи кислоты через скважину в продуктивный пласт (рис. 13.1). Бензиновые или дизельные моторы насосов могут развивать гидравлическую мощность до 1000 л.с. Эти большие мощности необходимы, для того чтобы заставить кислоту проникать в поры породы против естественного давления в пласте.

Методики обработки

Два основных типа кислотной обработки — неконтролируемый, или неизбирательный, метод и контролируемый, или избирательный, метод (рис. 13.2).

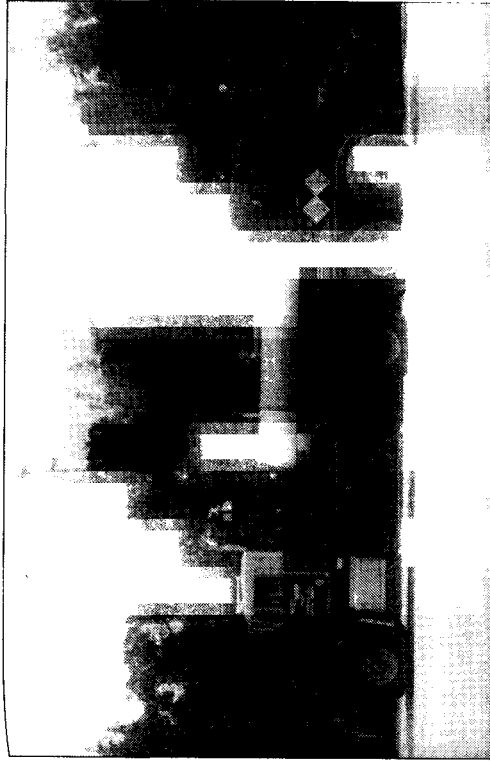


Рис. 13.1. Кислотный насосный трейлер (предоставлено Halliburton)

При неконтролируемой обработке вниз по обсадной колонне сначала закачивается раствор кислоты, затем достаточное количество жидкости, чтобы вытеснить кислоту в пласт. Этот метод может осуществляться с насосно-компрессорной колонной или без нее и наиболее применим в скважинах с одной продуктивной зоной, в негнетательных скважинах или скважинах для утилизации рассола, в газовых скважинах низкого давления или низкопродуктивных скважинах. Его достоинства — экономия времени и средств, а также легкое удаление продуктов реакции из продуктивного пласта. Недостатком метода является отсутствие контроля над тем, куда направится кислота. Жидкость для воздействия на пласт может быть потеряна на непродуктивной зоне.

Методика обработки приведена ниже:

- удалить жидкость из скважины свабированием (поршневанием) или тарганием (откачиванием);

- по истечении времени, достаточного для окончания реакции, удалить отработавшую кислоту, содержащую продукты реакции, свабированием, тартанием, откачиванием насосом или, если забойное давление достаточно велико, фонтанированием из скважины.

В случае водонагнетательных скважин часто достаточно просто возобновить нагнетание, чтобы заставить отработавшую кислоту перейти из призабойной зоны в пласт. Это не мешает дальнейшей эксплуатации.

При обычной контролируемой кислотной обработке насосно-компрессорная колонна должна оставаться в скважине и должна существовать возможность заполнения скважины жидкостью. Насосно-компрессорная колонна устанавливается ниже продуктивной зоны. Сначала скважина заполняется нефтью, затем поступает кислота в количестве, достаточном для вытеснения нефти из насосно-компрессорной колонны, включая кольцевой объем над продуктивной толщей. Как только кислота окажется над продуктивным слоем, выход обсадной колонны прекращается. Кислота закачивается по насосно-компрессорной колонне и продавливается в пласт. За ней следует достаточное количество вытесняющей жидкости для очистки насосно-компрессорной колонны и ствола скважины.

Другой вид контролируемой обработки — пакерный метод (рис. 13.3). В этом случае в насосно-компрессорную колонну непосредственно над зоной, подлежащей кислотной обработке, вводится пакер (расширяющаяся пробка). Скважина заполняется нефтью, после чего кислота закачивается по насосно-компрессорной колонне и локализуется на уровне продуктивной зоны. Затем пакер устанавливается, не позволяя кислоте перемещаться вверх по кольцевому зазору.

Иногда сначала устанавливается пакер, а нефть удаляется из насосно-компрессорной колонны свабированием, после этого кислота прокачивается вниз. В некоторых случаях кислота прокачивается в насосно-компрессорную колонну, вытесняя перед собой нефть в пласт.

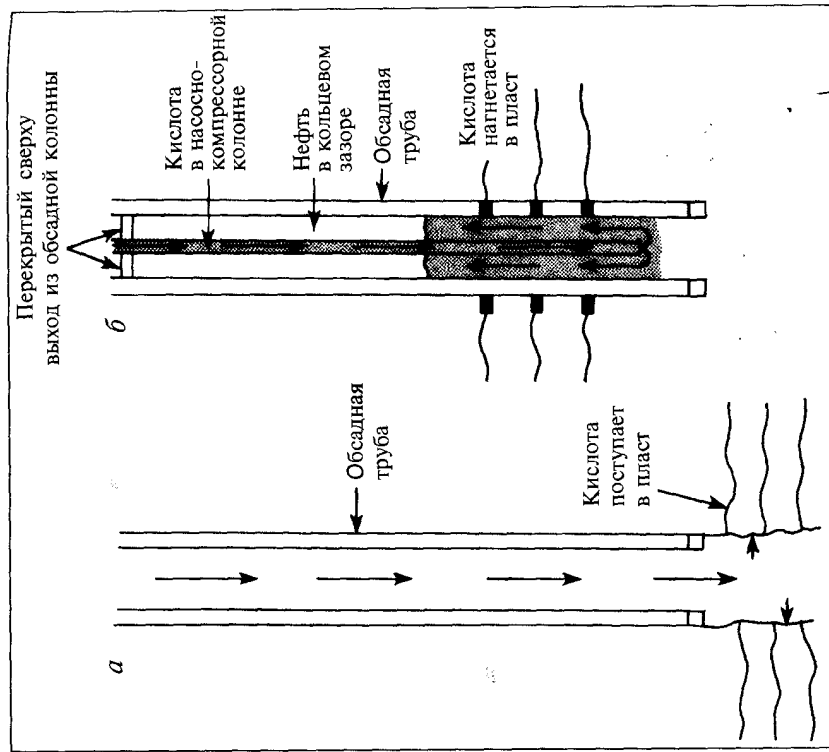


Рис. 13.2. Методы кислотной обработки: а — неконтролируемый; б — контролируемый

- закачать кислоту в скважину; если жидкость не была удалена, ее следует нагнать в пласт перед кислотой;
- вслед за кислотой подать достаточное количество вытесняющей жидкости, чтобы заставить всю кислоту проникнуть в пласт; давление, создаваемое для нагнетания кислоты в пласт, определяется мощностью и производительностью наземных насосов;

Преимущество пакерного метода заключается в том, что кислота запирается в участке пласта ниже пакера. Это предотвращает ее попадание в непродуктивные зоны выше по стволу скважины. При необходимости в кольцевой зазор может подаваться нефть для снижения перепада давлений на разных сторонах пакера и предотвращения его срыва.

Другие распространенные виды контролируемой обработки: метод селективных электродов, методика радиоактивных меток, комбинированные методы, а также применение шаровых уплотнителей и временных пластозакупоривающих материалов. Все эти методы имеют свои достоинства и недостатки и подлежат тщательному анализу перед применением.

В целом достоинство селективной кислотной обработки состоит в том, что максимальное положительное действие кислоты достигается посредством ее попадания только в заданный участок. Помимо того что кислота не поступает в непродуктивные зоны, она может направляться на менее проницаемые участки, в которые в ином случае не попадет. Кроме того, кислота может быть ответвлена от любых известных обводненных зон, на которые обработка не сможет повлиять благоприятно.

Недостатки селективной кислотной обработки заключаются в ее более высокой стоимости, сложности проведения и (в некоторых случаях) увеличении времени, необходимого для очистки скважины после обработки.

Ступенчатая кислотная обработка

Ступенчатую кислотную обработку используют для плотных известняков. Скважину обрабатывают в две или несколько отдельных стадий, а не в одну общую. Это позволяет выполнить работу при более низких давлениях, чем при одной большой обработке. Обычно кислоты свабируют из скважины в промежутке между стадиями для предотвращения продавливания отработанной кислоты в глубину пласта.

Иногда ступенчатая обработка применяется в известняковых пластах, где существует вероятность прорыва в

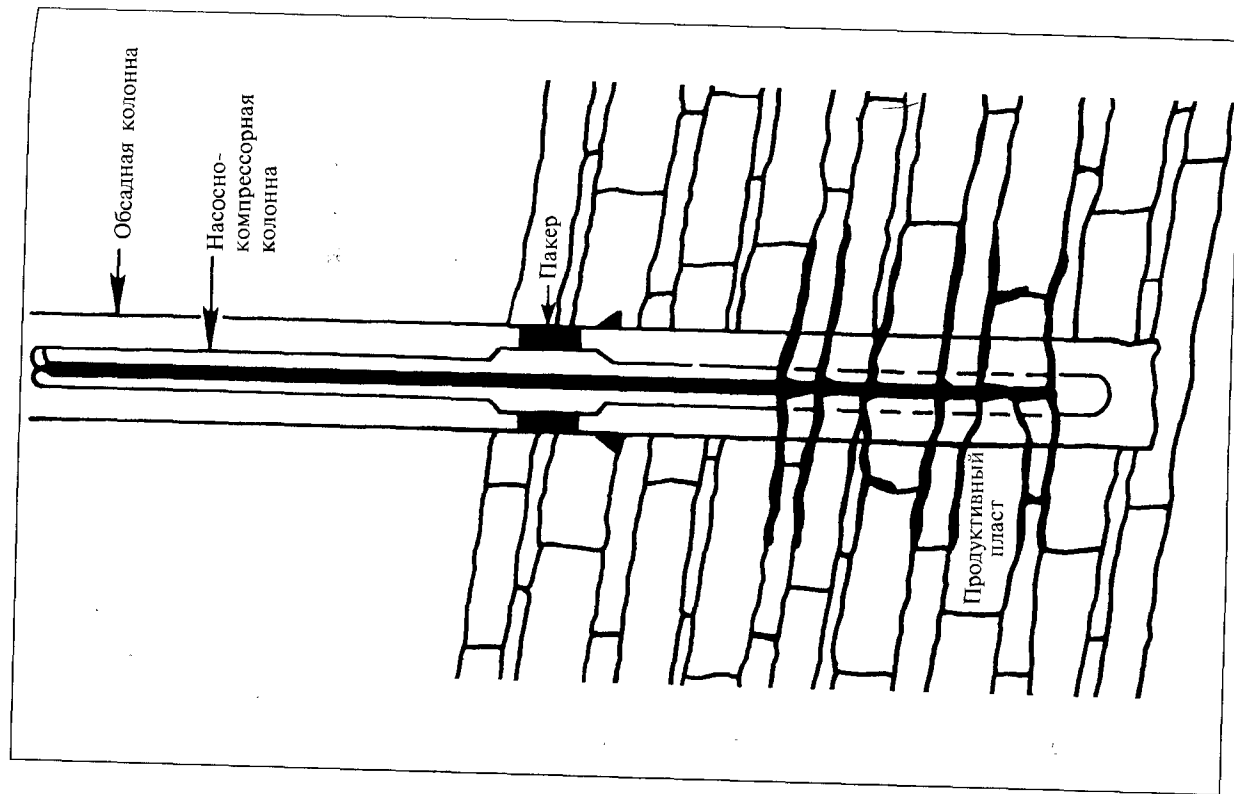


Рис. 13.3. Кислотная обработка скважины по пакерному способу

обводненную зону. Это позволяет прекратить обработку при первых признаках воды. Отработанная кислота проваряется на наличие воды после каждой стадии.

Другая область применения — это очистка загрязненной пристыльной зоны после одностадийной кислотной обработки. При этом облегчается более глубокое проникновение в пласт при более низких давлениях на более поздних стадиях.

Если пласт содержит мелкий нерастворимый песок или частицы кремнистого сланца, способные вызывать засорение, при обычной обработке часто происходит резкое увеличение давления. В случае засорения кислота должна быть выкачана из насосно-компрессорной колонны и хорошо очищена перед продолжением обработки. Ступенчатая обработка облегчает эту задачу, потому что свежая кислота на каждой последующей стадии может проникать в пласт при более низких давлениях с более высокой скоростью.

Добавки при кислотной обработке

Физические и химические характеристики пластовых пород часто влияют на результаты интенсификации скважины с помощью химической обработки. В некоторых случаях специальные добавки улучшают действие кислоты или предупреждают осложнения, связанные с очисткой при извлечении отработанной или старой кислоты по окончании работы.

Ингибиторы

Ингибиторы вводят в раствор кислоты для замедления скорости ее реакции с металлами. Они нужны во избежание повреждений обсадной и насосно-компрессорной колонн, насосов, клапанов и другого оборудования. Ингибиторы не прекращают реакцию между металлом и кислотой полностью, но сокращают потери металла на 95—98%. Эти химикаты не влияют на скорость реакции с

известняком, доломитом или растворимыми в кислоте сланцами. В настоящее время кислота, применяемая для такой обработки, всегда смешивается с каким-либо ингибитором. Один из видов ингибиторов — органические, такие как азот- или серосодержащие органические вещества, второй — неорганические, главным образом на основе меди. Раньше пользовались мышьяком, но сейчас от него отказались.

Активирующие добавки

Активированная кислота представляет собой ингибированную смесь соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислот. Фторид ускоряет реакцию кислоты и позволяет кислоте растворять минералы, встречающиеся в доломите, которые иначе не растворяются.

В кристаллических структурах доломита часто присутствуют межкристаллические пленки оксида кремния, не растворимые в соляной кислоте. В таком случае кислота не может вступить в контакт с растворимыми участками породы. Плавиковая кислота растворяет оксид кремния и дает соляной кислоте возможность проникнуть к растворимым участкам.

Поверхностно-активные вещества

Поверхностно-активные вещества (детергенты) — это химические добавки, снижающие поверхностное натяжение раствора. Эффективность кислотного раствора улучшается при добавке необходимого детергента.

Введение детергента помогает кислоте проникать в микроскопические поры горной породы. Повышенная проникающая способность кислоты приводит к большей глубине проникновения в пласт и улучшенному дренированию после обработки.

Помимо этого детергенты позволяют кислоте проникать в пленки, окружающие породу и выстилающие поры, обеспечивая контакт кислоты с породой и ее растворение. Детергенты облегчают возвращение отработан-

ной кислоты после обработки. Важно, чтобы не осталась кислота, которая закупоривает протоки. Дeterгент обеспечивает более полное смачивание, он также снижает сопротивление продвижения кислоты. Отработанная кислота обычно возвращается сквозь обработанный участок. Эта операция особенно важна в скважинах с низким давлением.

Преимущество от использования детергентов также заключается в их деэмульгирующем действии. Детергенты ингибируют возникновение эмульсий или разрушают уже образовавшиеся.

Применение детергентов в кислотных растворах приводит к удалению значительных количеств рассола вместе с отработанной кислотой. Таким образом пласт освобождается от загрязнений, которые могли бы ограничить продуктивность скважины.

Деэмульгаторы

Многие из компонентов, встречающихся в природной сырой нефти, обладают эмульгирующими и стабилизирующими свойствами. Когда сырая нефть перемешивается с кислотой (или отработанной кислотой), могут образовываться эмульсии. В некоторых случаях они закупоривают пласт, снижая или даже полностью прекращая добычу из скважины. Деэмульгаторы, добавляемые в раствор кислоты, являются химическими агентами, препятствующими естественному эмульгированию сырой нефти.

Контроль силикатов

Силикатные компоненты — глины и илестые отложения — содержатся в большинстве известняков и доломитов. Для силикатов характерно набухание в отработанной кислоте. Естественно, эта реакция нежелательна. Набухшие частицы могут закупорить протоки в пласте и снизить скорость добычи.

Добавки для контроля силикатов представляют собой химикаты, предназначенные для предотвращения поглощения воды свободными частицами силикатов. Некоторые вещества препятствуют расходованию растворов кислоты за пределами интервала pH, в котором частицы силикатов занимают наименьший возможный объем. Другие химические добавки заставляют частицы силикатов сжиматься, так как вытесняют поглощенную ими жидкость, заменяя ее водоотталкивающей органической пленкой. Подбор правильных добавок для контроля силикатов позволяет регулировать закупоривание пласта, применять более низкие давления обработки, сокращать время очистки и уменьшать возникновение эмульсий, стабилизированных частицами.

Горячая кислота

Горячие растворы кислоты благотворно влияют на скважины, где пластовые породы или отложения в стволе скважины растворяются медленно и с трудом удаляются. При нагревании кислоты время реакции сокращается и достигается большая эффективность обработки. Такая обработка особенно ценна на скважинах, где минеральные отложения на фильтрах и оборудовании скважины мешают добыче. Она также эффективна для повышения нефтеотдачи скважин, частично закупоренных малорастворимыми минералами.

Иногда одновременно с горячей кислотой применяются органические и углеводородные растворители. Сочетание высокой температуры и действия растворителей эффективно, когда существуют отложения, затрудняющие добычу, накапливаются в протоках пластов.

Сначала в продуктивную зону закачивается загущенное масло с суспендированными крупинками магния. Затем подается обычный раствор соляной кислоты, содержащий все необходимые добавки. После протекания реакции кислоты и магния температура пласта может повыситься до 200—300°F (95—150°C). Пласт обычно быстро промывается благодаря комбинированному дейст-

вию кислоты на минеральные отложения и тепла вместе с растворителем на отложения парафина, асфальта и смол. Кроме того, водород, образовавшийся при реакции магния с кислотой, вызывает турбулентность, выводящую частицы, застрявшие в протоках, что тоже способствует очистке.

Замедленная кислота

В некоторых высокорационноспособных породах скорость реакции кислоты замедляют, чтобы увеличить проникающую способность, вместо того чтобы тратить большую ее часть в непосредственной близости от ствола скважины. Разнообразные смолы, загустители и другие ингибиторы замедляют реакцию кислоты и обеспечивают более глубокое проникновение в пласт.

Некоторые замедленные кислоты содержат вещества, образующие на породе пленку после протекания первичной реакции между кислотой и породой. В других случаях высокая вязкость загущенной кислоты дает искомый результат. Кислотно-нефтяные эмульсии с контролируемой стабильностью (гарантирующей разрушение по истечении заданного времени) также применяются для достижения замедленного действия кислоты. Во многих случаях кислота не попадает в поры малых размеров и под давлением проникает только в самые крупные. В результате поверхность контакта с кислотой ограничивается и достигается большая глубина проникновения до полного расходования кислоты.

Часто доза замедленной кислоты используется для создания протоков, расходящихся от ствола скважины. За такой обработкой следует дополнительная порция соляной кислоты для увеличения новообразованных протоков. Достоинство использования замедленной кислоты состоит в том, что область, непосредственно дренируемая скважиной, сильно увеличивается и достигается максимальный положительный эффект. Кроме того, для удаления продуктов реакции после обработки требуется меньшее пластовое давление.

Таблица 13.1. Виды химического воздействия на пласт

Тип кислоты	Область применения	Симптом или типичные решаемые проблемы	Свойства	Достоинства	Примечания
Обычная ингибирующая HCl	Нефтяные, газовые, водозабортные или нагнетательные скважины во всех типах известняковых и доломитовых пластов	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Помогает увеличить отбор из скважин в доломитовых пластах	Концентрация 5—30%. Совместима с добавками
Проникающая Pen-Acid	Нефтяные и нагнетательные скважины	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Помогает увеличить отбор из скважин в доломитовых пластах	Концентрация 5—30%. Совместима с добавками
Карбоанатная	Нефтяные и нагнетательные скважины	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Помогает увеличить отбор из скважин в доломитовых пластах	Концентрация 5—30%. Совместима с добавками
Затравочная	Нефтяные и нагнетательные скважины	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Помогает увеличить отбор из скважин в доломитовых пластах	Концентрация 5—30%. Совместима с добавками
Смешанная	Нефтяные и нагнетательные скважины	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Помогает увеличить отбор из скважин в доломитовых пластах	Концентрация 5—30%. Совместима с добавками
Деструктивная	Нефтяные и нагнетательные скважины	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Помогает увеличить отбор из скважин в доломитовых пластах	Концентрация 5—30%. Совместима с добавками
Экономическая	Нефтяные и нагнетательные скважины	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Помогает увеличить отбор из скважин в доломитовых пластах	Концентрация 5—30%. Совместима с добавками
Пенообразующая	Нефтяные и нагнетательные скважины	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Помогает увеличить отбор из скважин в доломитовых пластах	Концентрация 5—30%. Совместима с добавками
Специальная	Нефтяные и нагнетательные скважины	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Низкая кислотность, высокая эффективность, хорошая растворимость	Помогает увеличить отбор из скважин в доломитовых пластах	Концентрация 5—30%. Совместима с добавками

Таблица 13.1 (продолжение)

Тип кислоты	Область применения	Симптом или типичные проявления	Свойства	Достоинства	Примечания
Несмолы- рующая кислота (N.E.)	Нефтяные или газокон- денсатные скажины	Много основного осадка в добываемой жидкости. Существующие или возможные эмulsionные пробки	Обычная HCl легко разрушающее благородные очистка более быстрая	Более быстрая разрушения и препятствия их образования	Применяется в известковых пластах, дающих нефть или дистилляты
Замедленная кислота (HV-60)	Кислотный гидропарыв в скажинах с температурой от средней до высокой	Низкая эффективная проницаемость и недостаточная дренируемая область	Обратная эмulsion в масле. Замедленная HCl вязкость	Замедленная химическая реакция. Большая глубина проникновения	Совместима с закупоривающими агентами временного действия. Хорошая вязкая промысловая жидкость. Можно изменить время реакции

Таблица 13.1 (продолжение)

Тип кислоты	Область применения	Симптом или типичные проявления	Свойства	Достоинства	Примечания
Замедленная кислота (TGA)	Низкотемпе- ратурные скажины	Низкая эффективная проницаемость. Низкий дебит в увеличении и потребность области дренируемой	Обычная загущенная кислота. Умеренная вязкость	Замедленная химическая реакция	Низкое трение и низкие потери жидкости
Химически замед- ленная кислота (CRA)	Все типы скажин. Кислотная обработка поры или кислотный гидропарыв	Необходимость кислотной обработки при низком давлении с увеличением времени реакции для интенсифи- кации обшрной дренирования	Замедление без возрастания вязкости	Замедленная химическая реакция. Низкая вязкость. Возможность модифици- рования в соответствии с требованиями обработки	Совместима с другими добавками к кислоте. Для всех специальных задач, требующих медленно действующих кислот. (осуществляет большую глубину проникновения)

Таблица 13.1 (продолжение)

Тип кислоты	Область применения	Симптом или типичные проблемы	Свойства	Достоинства	Примечания
Замед- лительные кислоты MOD, 101, 202, 303	Все типы скважин	Необходимость увеличения дебита, возможно, обработка скважины другой кислотой не принесла результата	Необычное травление, медленная реакция, низкая коррозия, Меньше осадкообразо- вание	Обеспечивает более глубокое проникновение в разломы или истинную проницаемость	Совместима с большинством других добавок к кислоте. Может быть дополнительно замешена с помощью CРА. Удерживает железо в растворенном виде
Кислота HF (HCl-HF)	Поврежденные песчаниковые пласты	Испытания на повышение давления показывают повреждение, низкий дебит или падение дебита	Растворяет глинистые минералы и оксид кремния	Может устранять неглубокие повреждения, вызванные буровым раствором и др.	Должна применяться с соответствующей предварительной промывкой и совместимыми дестергентами

Таблица 13.1 (продолжение)

Тип кислоты	Область применения	Симптом или типичные проблемы	Свойства	Достоинства	Примечания
Органи- ческая кис- лота-HF (уксус- ная-HF; муравьи- ная-HF) SGMA* (саморест- аврирую- щаяся растворная кислота)	Поврежденные песчаниковые пласты. Более высокая призабойная температура	Повреждение буровым раствором или флюидом, просочившимся в пласт	Повреждает глины и песок	Благодаря замедлению помогает устранить более глубокие повреждения	Также эффективна для устранения (неглубоких) повреждений буровым раствором при повышенных температурах забойной зоны обычно не создает проблем с эмуль- гированием
Устраняет повреждения на глубине	Низкий дебит, повреждение в результате движения мелких частей или прорыва жидкости	Движение мелких частиц или набухание глины снижает дебит	Замедленная растворитель глины	Преимущество- венно растворяет глину, а не песок	Нет ограничения по глубине повреждения, которое можно устранить. Нет ограничений по температуре
CLAYSOЛ	Устраняет повреждения на глубине	Устраняет повреждения в результате движения мелких частей или прорыва жидкости	Замедленные растворитель глины	Преимущество- венно растворяет глину, а не песок	Нет ограничения по глубине повреждения, которое можно устранить. Нет ограничений по температуре

Таблица 13.1 (продолжение)

Тип кислоты	Область применения	Симптом или типичные решаемые проблемы	Свойства	Достоинства	Примечания
MCA (агент для улавливания бурового раствора)	Интенсификация всех типов скважин	Низкая интенсивность пронизаемости из-за фильтрата бурового раствора, взвешенных частиц из бурового раствора, пропыла воды или эмульсии	Низкое поверхностное натяжение, способность к деэмульгированию и диспергированию взвешенных частиц	Диспергирует и удаляет весь спекшийся буровой раствор и фильтрат. Разрушает эмульсионные и водяные пробки	Широкий спектр применения, работает с большим объемом нефти и буровых растворов. Может применяться до цементирования для улучшения адгезии. Прочинает перфорационные отверстия
MSA (универсальная кислота)	Интенсификация всех типов скважин	Низкий дебит скважины. Высокая коррозионная активность. Неодолжимость использования скважин.	Меленно реагирующая органическая кислота. Низкая коррозионная активность. Не оседает хромовое покрытие	Может зачищаться вниз по кольцевому зазору насосной скважины. Исползуются как буфер-прослой и перфорирование или как замешиваемая кислота для известкованных высокотемпературных скважин	Не вызывает водородного охрупчивания. Минимальные повреждения перфорации. Формирующее ободулования

Таблица 13.1 (окончание)

Тип кислоты	Область применения	Симптом или типичные решаемые проблемы	Свойства	Достоинства	Примечания
OSA (масло-растворная кислота)	Для случаев, когда водный раствор может испортить пласт	Набухание глин, отложение, обволакивание эмульсий	Органическая кислота в органическом растворе без воды	Создает кислотную среду без вредящих лополон-тальной воды	Удаляет также буровой раствор на нефтяной основе или органические отложения с минимальной коррозией
Кислота FE	Нефтяные, газовые, нагнетательные скважины для утилизации раствора	Добыча затруднена продуктами коррозии, железистыми отложениями или вторичными реакциями	Снижает количество железа и ретирует pH	Помогает предотвратить вторичное осаждение продуктов реакции с железом	Может модифицироваться другими лобавками кислот. Низкое pH приводит к набуханию глины
PAH (образцовая дисперсная кислота)	Добыча старых добывающих скважин. Перевод ющих в нагнетательные скважины	Отложение парафина, чешуек, асфальтеновых глин и/или продуктов коррозии	Ароматический растворитель, диспергированный в кислоте	Одновременно удаляет органические отложения	Тип кислоты можно менять в соответствии с видом отложения

Удержание железа

В нагнетательных скважинах для вторичной добычи и повышения нефтеотдачи пластов (подробнее см. главы XIV и XV) или для утилизации рассола часто происходит закупоривание пластовых протоков. Для предотвращения этого используют соляную кислоту. Однако растворенные соединения железа после выработки кислоты оседают в виде объемистого гелеобразного гидроксида. Если не предпринимать защитных мер, может произойти серьезное закупоривание.

Химикаты, называемые *комплексообразователями*, химически связывают железо в комплексные ионы. В большинстве случаев осаждение растворенного железа в форме гидроксида полностью прекращается.

Кислота для удаления бурового раствора

Кислота, используемая для удаления бурового раствора, представляет собой смесь соляной и плавиковой кислот, содержащую соответствующие ингибиторы, детергенты и деэмульгаторы. Такая кислота называется *растворной кислотой*, она растворяет глины, обычно применяемые в буровых растворах.

Растворная кислота удаляет корку бурового раствора с поверхности продуктивного горизонта в процессе заканчивания или перед капитальным ремонтом. Она также удаляет просочившийся буровой раствор, который может заблокировать протоки в пласте. Кислота разрушает отложения глины, оставляя поверхность продуктивной зоны свободной и чистой. Кроме того, растворная кислота увеличивает проницаемость песчаников. Если лабораторные испытания показывают, что растворимость породы в растворной кислоте выше, чем в других видах кислот, рекомендуется этот тип обработки.

Обработке растворной кислотой может предшествовать промывка 15-процентной соляной кислотой с ингибитором, детергентом и деэмульгатором. При этой операции с поверхности продуктивной зоны удаляются все легко-

растворимые материалы. Это гарантирует, что обработка растворной кислотой воздействует именно на малорастворимые участки породы.

Очищающие растворы

Очищающие растворы применяют перед гидроразрывом пласта, цементированием и кислотной обработкой. Операция очистки обеспечивает равномерность распределения воздействия при интенсификации пласта по всей высоте продуктивной зоны. Очищающие растворы представляют собой кислотные смеси, не содержащие фторидов.

Безводная кислота

Для обработки маслорастворимой безводной кислотой используют безводную уксусную кислоту. Уксусная кислота смешивается с углеводородным растворителем и вводится в горную породу так же, как и другие кислоты. Она не вступает в реакцию с породой до тех пор, пока в породе не встретится вода. Малое количество реликтовой воды в порах камня позволяет уксусной кислоте вступить в реакцию с карбонатами в пласте.

Гидроразрыв пласта

При гидравлическом разрыве пласта (метод разработан примерно в 1948 г.) нефть или вода, смешанные с песком или другим расклинивающим наполнителем, закачиваются в пласт с высокой скоростью, вызывая растрескивание пласта. Именно песок, движущийся вместе с водой сквозь эти трещины, вызывает их раскрытие. Это значительно увеличивает дренируемую площадь вокруг ствола скважины, а также производительность скважины.

Гидроразрыв пласта успешно применялся на всех типах геологических пластов, кроме очень мягких и несвязанных. Пластичная природа мягких сланцев и глин мешает их гидроразрыву.

Повышение добычи нефти в результате гидроразрыва варьируется в широких пределах, хотя обычно в среднем составляет 200—300%. Гораздо большего увеличения можно добиться, если добыча ограничивается малопроницаемыми блоками вокруг ствола скважины. При этом суммарную нефтеотдачу такой метод может увеличить на 5—15%. Итак, гидроразрыв пласта позволяет сделать выгодной добычу из многих скважин и месторождений, которая иначе не могла бы быть экономически оправданной.

Трещины и их структура

Растрескивание происходит в стволе скважины, обусловленной прочностью породы на разрыв и напряжением, вызванным весом вышележащих пород, когда гидравлическое давление превосходит объединенное сопротивление. Разрыв начинается в точке, где сумма этих двух сил наименьшая. В пластах, залегающих менее глубоко, обычно возникают горизонтальные разрывы, а в пластах, залегающих более глубоко, — вертикальные разрывы (рис. 13.4).

Трещины, образующиеся при гидроразрыве, должны иметь раскрытие, достаточное для того, чтобы воспринять поток жидкости, нагруженной расклинивающим наполнителем. Стенки разлома после обработки стремятся сомкнуться, поэтому песок и некоторые другие расклинивающие материалы должны задержаться в нем, чтобы он остался открытым.

Оборудование для гидроразрыва

Оборудование для гидроразрыва состоит из четырех главных частей: насосной установки, смесителей, транспортеров песка и жидкостных магистралей (рис. 13.5). В старину установка могла накачивать только 40 гал./мин (6 м^3) при давлении 5000 psi (35 МПа). Современные установки могут непрерывно работать при давлениях до

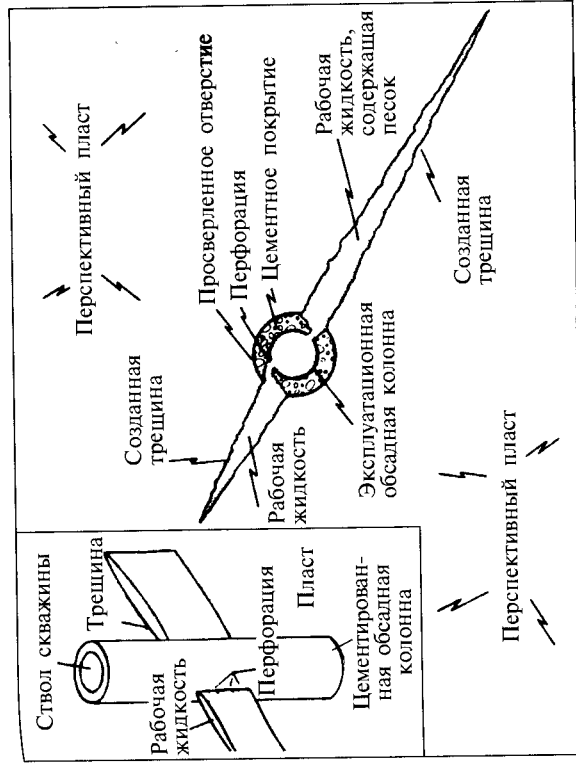


Рис. 13.4. Принцип гидроразрыва

20 000 psi (140 МПа), причем их можно объединять для осуществления одной обработки.

Давление на поверхности, необходимое для гидроразрыва скважины, определяется сочетанием трех факторов:

- давления, необходимого для закачивания жидкости для гидроразрыва в пласт в нижней части скважины;
- потерь давления из-за трения, возникающих при течении жидкости вниз по насосно-компрессорной колонне или по обсадной трубе;
- давления, создаваемого столбом жидкости в скважине.

Суммарное давление на поверхности равно давлению в пласте плюс падение давления в трубе в результате трения минус гидростатический напор жидкости для гидроразрыва. Во многих случаях, особенно если гидроразрыв происходит через насосно-компрессорную колонну, наиболее важной составляющей является *трение*.

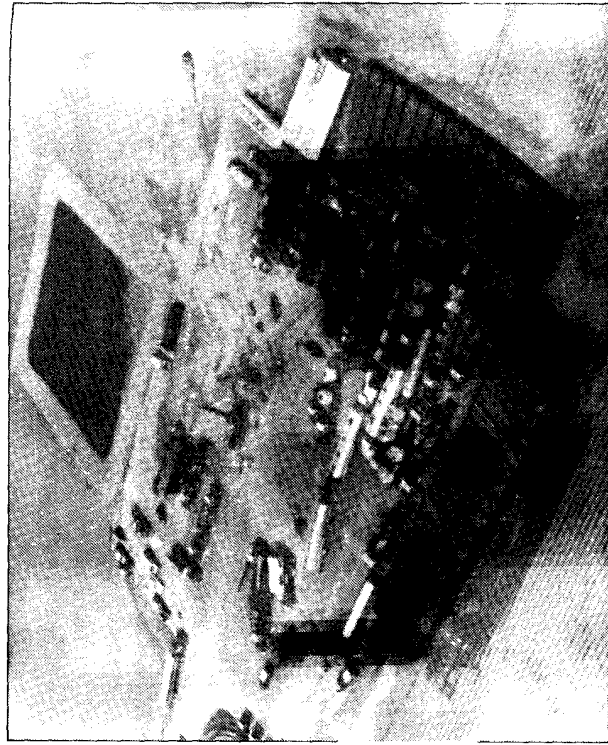


Рис. 13.5. Выполнение гидроразрыва газовой скважины

Технология гидроразрыва

Наиболее старые варианты обработки осуществлялись по насосно-компрессорной колонне ниже пакера. Такой метод до сих пор применяется, когда ожидаются чрезмерно высокие давления или обсадная колонна может не выдержать давления обработки. Тем не менее при тенденции к более высоким скоростям закачивания и большим объемам гидроразрыва потери давления на трение в насосно-компрессорной колонне становятся очень велики и ограничивают скорость. Иногда это вызывает *выпадение песка*, когда он начинает оседать из жидкости и заполняет забойную зону скважины.

Для преодоления больших потерь на трение насосно-компрессорная колонна вынимается и обработка осуше-

щается по обсадной колонне. Другой практикуемый метод заключается в одновременной обработке по кольцевому зазору. Используется также и метод более тяжелых, чем может потребоваться, обсадных колонн. Такой вариант дает возможность гидроразрыва по обсадной колонне.

Почему разработчикам нужны более высокие скорости закачивания? Более высокие скорости вызывают бо́льшие длинные трещины. По мере увеличения таких трещин очень быстро расширяется площадь пласта, контактирующая с жидкостью для гидроразрыва, и соответственно, потеря жидкости резко уменьшается. Таким образом, промышленность перешла на более высокие скорости закачивания для получения достаточно длинных трещин.

Тем не менее иногда используются низкие скорости закачивания, особенно если скважина обрабатывается по насосно-компрессорной колонне. Это справедливо, если пласт расположен недалеко от водоносной зоны. В этом случае для гидроразрыва нужны загущенные жидкости с хорошей пескоудерживающей способностью.

Материалы для гидроразрыва

Жидкости для гидроразрыва в зависимости от их главного компонента подразделяются на жидкости на водной, углеводородной и смешанной основе.

Жидкости для гидроразрыва на *водной основе* представляют собой смесь воды и кислот. Для повышения вязкости, увеличивающей песконесущую способность, в жидкость добавляются загущающие агенты. Жидкости на *углеводородной основе* представляют собой смесь масла и кислоты.

Жидкости *эмульсионного типа (смешанные)* изготавливаются из масла и воды либо кислот. Одна фаза диспергирована в виде крохотных капелек в другой фазе. Эти жидкости обладают хорошей песконесущей способностью и очень низкими потерями жидкости, но они дороже, чем жидкости на водной основе.

В США наиболее часто используемый расклинивающий материал — песок из Оттавы. Канадский песок глад-

кий, круглый и имеет одинаковые размеры зерен. Он хо-рош еще и тем, что имеет высокую прочность на сжатие. Во всем мире известны другие типы песка, но для боль-шинства работ используется песок с размером зерна 20×40. Если для гидроразрыва глубоких скважин нужна дополнительная прочность, инженер может воспользо-ваться прокаленным бокситом.

Другие методы возбуждения пластов

Гидроразрыв и кислотная обработка — наиболее обыч-ные способы воздействия на пласт, однако иногда при-меняют несколько других способов.

Торпедирование

Торпедирование скважин заключается в подрыве нит-роглицериновых зарядов в скважине на глубине продук-тивного пласта (рис. 13.6). Это увеличивает размер ствола скважины и разрушает пласт на некотором расстоянии от него. Тем не менее при такой обработке разработчик не может воспользоваться обсадной колонной, так что требуется заканчивание с необсаженным стволом сква-жины.

Иногда небольшие заряды взрывают напротив наибо-лее богатых зон, особенно перед гидроразрывом скважи-ны. Смысл состоит в том, что торпедирование помогает материалу, используемому для гидроразрыва, проникнуть в избранные участки.

Взрыв линейного заряда

Взрыв линейного заряда осуществляется с помощью подвешивания и подрыва специальной цепи иницииру-ющих зарядов внутри скважины напротив продуктивной зоны. Этот метод можно применять для удаления отложе-ний гипса, глины или парафина с поверхности пласта.

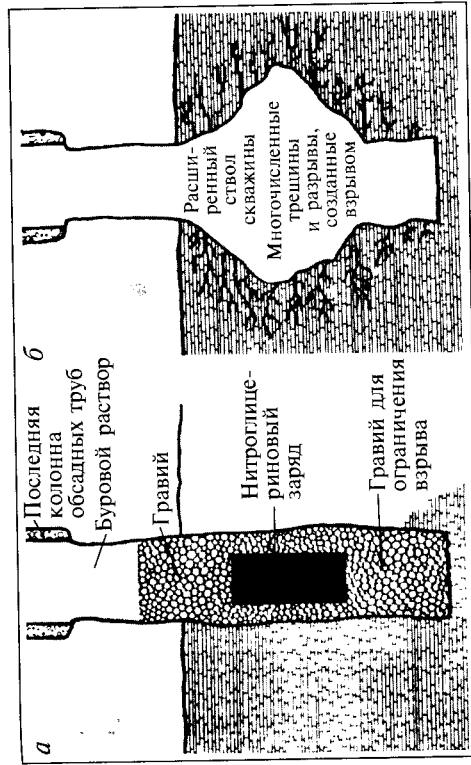


Рис. 13.6. Нитроглицериновая интенсификация пласта: до (а) и после (б) воздействия

Повторная перфорация

После многих лет добычи из скважины перфорация может забиться. Часто, если есть подозрение, что про-изошло закупоривание, надо повторно перфорировать скважину на том же участке. Подрыв скважинного пер-форатора разрушает все закупоривающие материалы в пласте. Этот дополнительный дренаж может улучшить де-бит нефти или газа.

Стеклянная дробь

При необсаженном заканчивании скважины иногда производят подрыв заряда, обложенного стеклянными шариками по поверхности. При подрыве заряда шарик становяется снарядами, ударяющимися о поверхность по-роды, разбиваящими все отложения гипса и, вероятно, даже разрывающими породу. Если взрыв вызвал какие-то разломы, шарик могут оставить в них и удерживать их в открытом состоянии.

Абразивно-струйная обработка

При таком методе используется струйный инструмент с форсунками на насосно-компрессорной колонне. Поток воды или другой жидкости под давлением подается через форсунки, разрывая любую грязь на перфорации. Некоторые разработчики иногда даже закачивают жидкость с песком, которая может прорезать стальную трубу толщиной 0,5 см за 15—30 с. В этой установке можно использовать кислоту для удаления кислоторастворимых отложений.

Удаление парафина

В продаже имеется несколько хороших растворителей парафина. Растворители можно пускать по циклу, включая поврежденные участки ствола скважины, или закачивать в скважину для размачивания накопившихся посторонних материалов. Часто парафин удаляют обработкой горячей нефтью. Нефть, закачиваемая по насосно-компрессорной колонне, растворяет отложения и выносит материал обратно на поверхность вместе с добываемой жидкостью.

Крупномасштабная обработка нагнетанием

Простой вариант обработки заключается в закачивании в пласт больших количеств сырой нефти, керосина или дистиллята, особенно если пласт закупорен мелкодисперсными силикатами или другими твердыми веществами. Жидкости перераспределяют мелкие частицы и открывают протоки в скважину.

Если дебит скважины снижается, разработчик должен использовать всю доступную информацию для анализа факторов, ответственных за снижение. Если не изучить проблему как можно более полно до начала каких-либо действий, а выбирать способ обработки методом проб и ошибок, можно понести очень большие убытки.

Глава XIV ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Иногда начальными или первичными методами из скважины добывают столько нефти, сколько она может дать, но при этом большая ее часть остается в пласте. В таких случаях разработчик может избрать проведение операций по повышению нефтеотдачи пластов. Эти операции подразделяются на *добычу нефти вторичными методами*, например *заводнение*, и *добычу третичными методами*, которая обычно называется *повышением нефтеотдачи пластов (ПНП)*.

Заводнение

В методе заводнения для дополнительной добычи нефти в коллектор закачивается вода. Она проникает в пласт через специальные нагнетательные скважины, расположенные в определенном порядке в зависимости от индивидуальных особенностей пласта. По мере протекания от скважин для нагнетания воды к добывающей скважине вода вымывает захваченную породой нефть и выносит ее к добывающей скважине. Если после этого количество поступающей нефти больше или равно количеству воды, скважина может оказаться прибыльной.

Чтобы решить, пригоден ли коллектор для заводнения, разработчик должен принять во внимание следующие факторы:

- геометрию коллектора;
- литологию;

- глубину коллектора;
- пористость;
- проницаемость;
- непрерывность свойств пород коллектора;
- величину и распределение насыщения флюидами;
- свойства флюида и связанные с этим соотношения проницаемости.

Геометрия коллектора

Структура и стратиграфия коллектора определяют расположение скважин и в большой степени диктуют методы, с помощью которых может осуществляться добыча из коллектора. Большинство операций по заводнению проводится на месторождениях с неярко выраженным рельефом, где нефть накапливается в стратиграфических ловушках. Если в качестве движущей силы при добыче применяется растворенный газ, то такие пласты также оказываются пригодными для заводнения. При сочетании этих факторов месторождение обычно идеально для заводнения.

Литология

Литология изучает пористость и проницаемость пород, а также учитывает ее минеральный состав. Создается впечатление, что между углеводородами и определенными типами минералов происходит взаимодействие. Следовательно, для выяснения, пригоден ли пласт для заводнения, следует изучить его литологию.

Глубина коллектора

Если коллектор залегает слишком глубоко, чтобы бурение было экономичным, или если нефтяные скважины должны быть использованы как нагнетательные и добывающие, нефтеотдача обычно оказывается ниже, чем

при бурении новых скважин. Это особенно справедливо в отношении старых месторождений, где при бурении не соблюдалась регулярность расстояний между скважинами. Кроме того, остаточное насыщение нефтью после первичной добычи в наиболее глубоких залежах, вероятно, ниже, чем в мелких.

Пористость

Суммарная нефтеотдача из коллектора является непосредственной функцией его пористости, так как пористость определяет количество нефти, содержащееся в пласте при данной степени насыщения. До начала операций по заводнению разработчику необходимо убедиться, что в порах пластовых пород имеется достаточно пространства, чтобы там могли содержаться промышленные количества углеводородов.

Проницаемость

Величина проницаемости пород коллектора в значительной степени определяет скорость подачи воды, которую можно поддерживать в нагнетательной скважине при данном давлении на вскрытой поверхности песчаного пласта. При установлении пригодности конкретного коллектора для заводнения разработчик месторождения должен вычислить максимально допустимое давление подачи, учитывая глубину залегания, а также соотношение скорости и расстояния между скважинами на основании данных о давлении и проницаемости. Это позволяет приблизительно оценить необходимость дополнения бурения скважин для завершения программы заводнения за установленное время.

Более или менее равномерная проницаемость является решающим фактором для успешного заводнения, так как она определяет количество нагнетаемой воды, которую придется переработать. Если обнаружены значительные изменения проницаемости, заводнение будет менее успешным.

Равномерность напластования пород коллектора

Как упоминалось выше, равномерная проницаемость важна для успешного заводнения. Равномерность напластования (горизонтальность пластов) также является важным фактором. Если пласты расположены относительно горизонтально и в них отсутствуют разрывные нарушения

ния, процесс заводнения будет протекать более спокойно. Однако если ровный горизонтальный пласт пересекается разрывными нарушениями или осложнен несогласно залегающими пластами, заводнение будет менее успешным (рис. 14.1).

Величина и распределение насыщения флюидами

Как правило, для заводнения удобнее высокое насыщение нефтью, чем низкое. Чем выше насыщение, тем выше эффективность добычи. Кроме того, суммарная добыча нефти окажется выше, обходных путей для воды будет меньше и экономический выигрыш на венчурный доллар повысится. Если в пласте остается мало реликтовой воды, разработчику нетрудно догадаться, что все оставшееся — нефть.

Как разработчик может получить такие сведения? Из анализа кернов, извлеченных из свежепробуренных скважин, а также на основании данных электрокаротажа, лабораторных опытов по заводнению и исследований капиллярных давлений.

Свойства флюида и связанные с этим соотношения проницаемости

Физические свойства коллекторного флюида также оказывают существенное влияние на целесообразность заводнения данного коллектора. Одним из наиболее важных свойств является вязкость, так как она влияет на соотношение подвижностей воды и флюида. Еще один значительный фактор — относительная проницаемость. Чем выше отношение подвижностей, тем меньше выход флюида и, следовательно, тем дороже будет операция по заводнению.

Источники воды

Один из наиболее важных вопросов при заводнении — где найти достаточное количество воды. На начальной

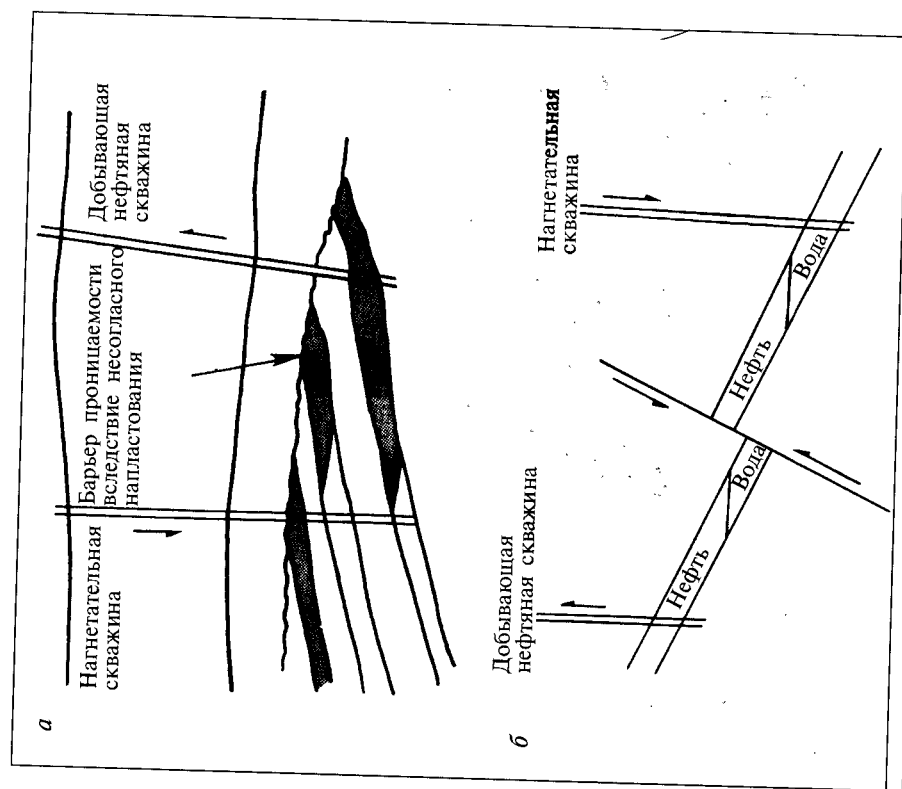


Рис. 14.1. Барьеры проницаемости, связанные с несогласным напластованием (а) и сбросом (б).

стадии подачи воды в коллектор (период заполнения) требуется ее высокий расход — 150—300 л на участок слоя площадью 0,4 га и толщиной 0,3 м. По окончании начального заполнения расход снижается и становится менее 150 л на тот же участок пласта. В итоге объем воды должен составлять примерно 150—170% суммарного объема пор в пласте, включая объем пор близлежащих песчаников.

Разработчик может в зависимости от конкретной операции использовать как соленую, так и пресную воду. Если это не противоречит экономическим соображениям, соленая вода более предпочтительна. На большинстве месторождений над или под нефтяными зонами имеются пласты, насыщенные соленой водой. Можно бурить скважины до соответствующей глубины, выкачивать воду на поверхность, а затем снова закачивать ее в эти нагнетательные скважины. Если работы ведутся около океана, можно пользоваться морской водой. Однако в некоторых случаях ее необходимо обрабатывать.

Пресную воду можно найти в поверхностных водоемах: прудах, озерах, ручьях и реках, если это не противоречит местным правилам водопользования. Однако эти источники могут иметь ограниченную емкость во время засушливых периодов и, кроме того, вода часто требует дорогостоящей подготовки. Более благоприятный способ — использование аллювиальных пластов вблизи рек. В такие пласты бурятся неглубокие скважины; единственный серьезный недостаток заключается в том, что вода требует антибактериальной обработки. Наконец, пресную воду можно найти под поверхностью обычно на глубине до 300 м. В этом случае надо пробурить скважины и установить насосы. И снова необходимые затраты следует соотносить с предполагаемыми доходами от заводнения.

Расположение скважин при заводнении

Выше мы упомянули, что главный фактор, управляющий заводнением, — это расположение нагнетательных и добывающих скважин. Основной причиной этого является сложная геометрия потоков. В этой книге мы рас-

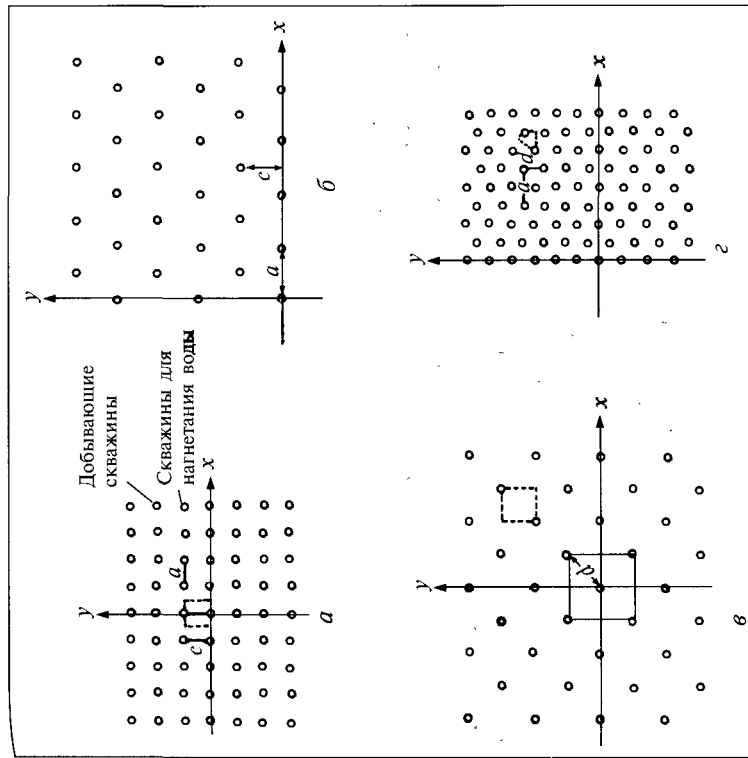


Рис. 14.2. Четыре основные системы расположения скважин при заводнении: а — линейная рядная, б — зигзагообразная, в — пятиточечная и г — семиточечная

смотрим только несколько основных схем расположения, которыми обычно пользуются разработчики месторождений при заводнении.

Если коллекторы протяженные и сравнительно большой площади, скважины образуют симметричную и взаимосвязанную сеть (рис. 14.2). Обычно выбирается одна из четырех систем расположения скважин: линейная рядная, зигзагообразная, пятиточечная и семиточечная. Иногда, однако, невозможно воспользоваться готовым

шаблоном, и разработчику приходится модифицировать системы.

Расположение скважин для нагнетания воды имеет важное значение при выборе шаблона. Скорость нагнетания воды зависит от эффективной проницаемости, вязкости воды и нефти, размера зерна, состава песка, эффективного радиуса скважины, давления в коллекторе и приложенного давления воды. В зависимости от этих факторов определяется число и расположение скважин, которые нужно пробурить.

Иногда проводят *пилотные заводнения*. Эти заводнения позволяют оценить эксплуатационные технологии и заранее показывают, насколько широко распространится заводнение и будет ли предложенная конфигурация (шаблон) расположения скважин лучшим вариантом. При экстенсивном характере заводнения периметры участков заводнения скважин учитываются как непроницаемые границы. Однако при пилотном заводнении демонстрируется только один или два вида расположения скважин в пределах коллектора. Поэтому добыча в этом случае будет безусловно иной, но разработчик получит шанс оценить потенциальные возможности заводнения.

Подготовка воды

Как мы выяснили, вода — одна из наиболее важных составляющих в процессе заводнения. Раньше разработчики учитывали только количество, но не качество воды. В настоящее время разработчики месторождений знают, что плохая подготовка воды может нанести проекту заводнения столько же вреда, как и любой другой фактор.

После того как источник воды выбран, разработчик проводит ее анализ, чтобы узнать следующее:

- совместимость с водой коллектора;
- наиболее подходящий способ нагнетания воды;
- вид обработки, необходимый для получения воды, приемлемой для данного коллектора и вызывающей минимальную коррозию оборудования.

Такой анализ следует проводить периодически, чтобы обнаружить наличие трех нежелательных примесей: растворенных газов, минералов и бактерий.

Одно из главных затруднений, связанных с минералами, — осаждение. Когда минералы осаждаются из раствора, они перекрывают поры в породе и уменьшают таким образом пористость пласта. Во избежание такого процесса в воду добавляют *изолирующие* или *хелатирующие агенты*.

«Изолирующие» агенты — значит отделяющие, «хелатирующие» — это молекулы, которые присоединяются к центральному атому металла по двум центрам, образуя таким образом гетероцикл. Другими словами, изолирующий агент отделяет катион металла от аниона посредством хелатообразования, что решает проблему осаждения.

К воде часто добавляют ингибиторы коррозии. Это химикаты, регулирующие коррозионные взаимодействия металлического сплава с водой. Преимущество их использования заключается в том, что трубы и насосно-компрессорная колонна не изнашиваются так быстро и могут поддерживаться высокие скорости добычи.

Остаточная нефть после заводнения

Вся ли нефть вымывается из коллектора после его заводнения? К сожалению, нет. Большая ее часть остается и не может быть извлечена одной только водой. Инженеры могут определить ее количество, используя анализ кернов или изучая результаты восприимчивости к заводнению на представительных образцах породы коллектора. В каждом из опытов оценивается количество остаточной нефти. Если разработчик находит, что под землей есть еще значительное количество пригодных для добычи углеводородов, он может прибегнуть к третьей стадии — добыче нефти третиными методами, или повышению нефтеотдачи пластов.

Третьичные методы добычи, или повышение нефтеотдачи пластов

После того как вся нефть, которую можно было извлечь из скважины первичными и вторичными методами, была извлечена, разработчик может принять решение использовать третьичные методы добычи — повышение нефтеотдачи пластов. Эти методы являются очень дорогостоящими, и многие из них все еще находятся на стадии эксперимента. Однако они увеличивают добычу из нефтяных скважин и в будущем могут стать более экономичными, если цена за баррель сырой нефти значительно возрастет.

Перспективные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) подразделяются на три основные категории: нагнетание в пласт химических растворов, нагнетание смешивающихся с нефтью жидкостей и добыча тепловыми методами. В пределах этих общих методов экономически оправданными считаются шесть различных технологий: нагнетание в пласт растворов полимеров, нагнетание растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), нагнетание щелочей, нагнетание CO_2 , подача пара и воспламенение пластовых флюидов. Рассмотрим эти методы ПНП и подробнее узнаем о том, как они действуют.

Нагнетание в пласт химических растворов

Химические методы — это нагнетание в пласт растворов полимеров, ПАВ (мицеллярных полимеров, микроэмульсий) и щелочных растворов. Во всех этих процессах к воде добавляются химические агенты, чтобы придать пластовым флюидам такие свойства или создать такие условия на границе раздела фаз, которые будут более благоприятны для нефтеотдачи. Широко применяют три методики: нагнетание в пласт растворов полимеров, растворов ПАВ и растворов щелочей.

Обычная методика заводнения часто может быть улучшена посредством добавления в воду *полимеров*, что сни-

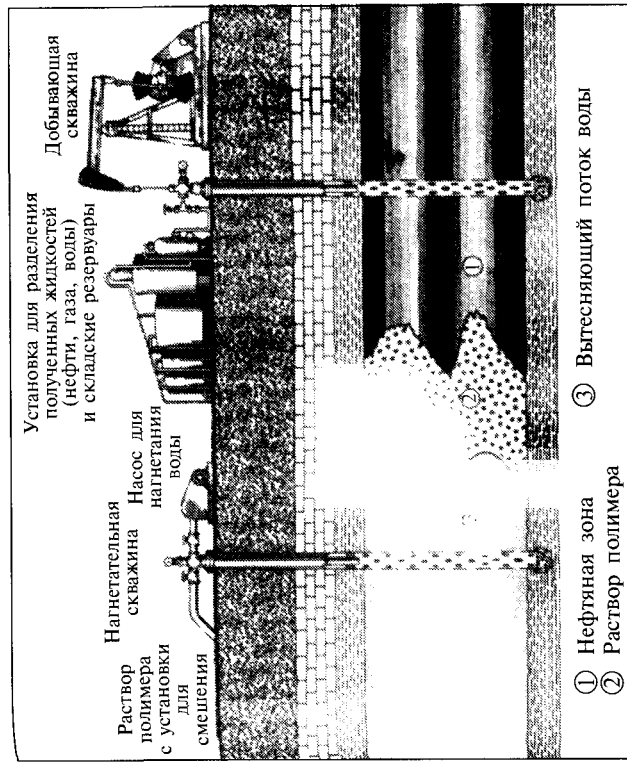


Рис. 14.3. Нагнетание раствора полимера (по оригинальным рисункам Joe R. Lindley, министерство энергетики США, представлено Национальным советом США по нефти)

жает соотношение подвижностей закачиваемой и пластовой жидкостей (рис. 14.3). Другими словами, полимер облегчает перемещение углеводородов в пласте. Данный метод обычно применяется на коллекторах, продуктивность которых распространяется на большие территории, поскольку раствор полимера охватывает значительную часть коллектора, а не только воду.

Поверхностно-активные вещества, или *детергенты*, также могут добавляться к воде. Они уменьшают действие сил, удерживающих нефть в порах горной породы. Порция ПАВ вытесняет значительную часть нефти из коллектора, образуя водно-нефтяной вал, который движется вперед ПАВ. За порцией ПАВ следует фронт воды, содержащей растворенный полимер. Полимер улучшает эф-

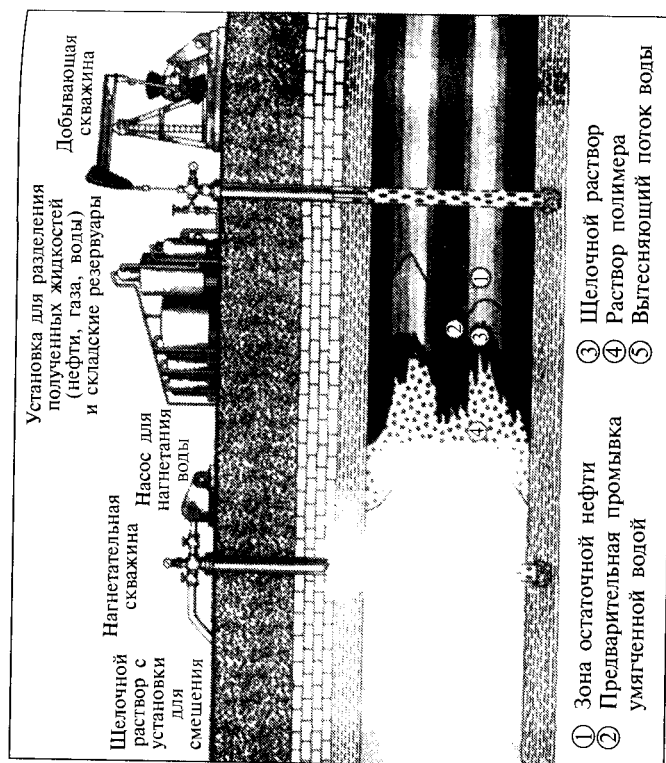


Рис. 14.4. Нагнетание щелочного раствора (по оригинальным рисункам Joe R. Lindley, министерство энергетики США, предоставлено Национальным советом США по нефти)

фективность подпитки и помогает удалить максимально возможное количество нефти из пор. За порцией раствора полимера следует порция простой воды. Данную операцию можно повторять до тех пор, пока коллектор не будет в достаточной степени очищен.

Для нагнетания *щелочных* растворов используют водные растворы неорганических щелочей, таких как гидроксид натрия, карбонат натрия или ортосиликаты натрия. Это повышает нефтеотдачу за счет снижения межфазного натяжения, изменения смачиваемости или спонтанного эмульгирования (рис. 14.4). Такой процесс дешевле, чем нагнетание ПАВ, однако возможное увеличение нефтеотдачи в этом случае ниже.

Нагнетание смешивающихся с нефтью жидкостей

В качестве смешивающихся с нефтью растворителей для повышения нефтеотдачи обычно используют диоксид углерода, азот или углеводороды. Некоторые виды такого заводнения применяются с 1950-х годов.

Хотя нагнетание CO_2 — относительно новая методика, ожидается, что в будущем она внесет наибольший вклад в методы повышения нефтеотдачи (при помощи смешивающихся с нефтью жидкостей) (рис. 14.5). Диоксид углерода является мощным двигателем для перемещения нефти. Исходный CO_2 не смешивается с нефтью.

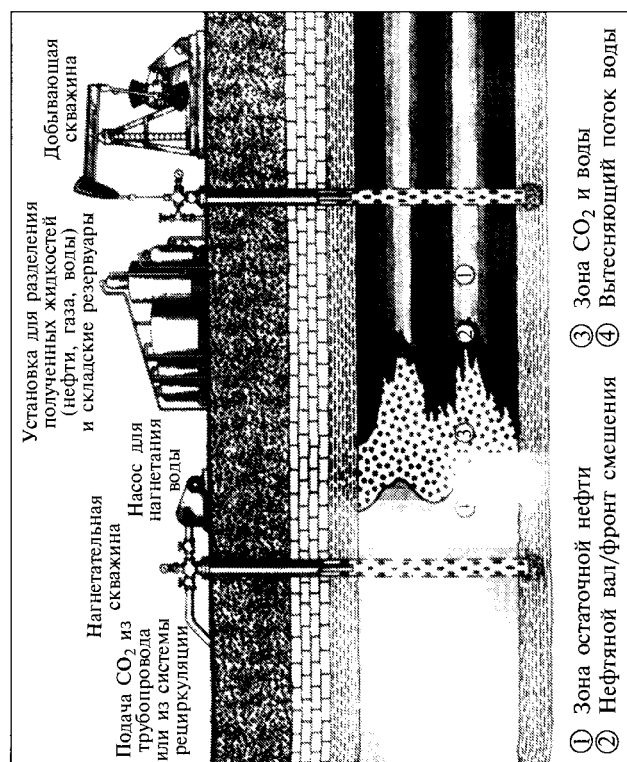


Рис. 14.5. Нагнетание CO_2 (по оригинальным рисункам Joe R. Lindley, министерство энергетики США, предоставлено Национальным советом США по нефти)

Однако, вступая в контакт с сырой нефтью в коллекторе, он извлекает из нее некоторые углеводородные компоненты и становится таким образом нефтерастворимым. При смешивании нефти и CO_2 мы сталкиваемся с тем же явлением, что и при газлифте: нефть становится более жидкой и легче перемещается.

В некоторых коллекторах нельзя добиться смешения диоксида углерода с нефтью, но CO_2 тем не менее может применяться для получения дополнительной нефти. Газ все равно расширяется в коллекторе и снижает вязкость нефти, тем самым улучшая ее подвижность.

Углеводородные газы и конденсаты также используются в проектах по ПНП с помощью жидкостей, смешивающихся с нефтью. Обычно легкие углеводороды являются слишком ценными для коммерческого применения, поэтому данные процессы являются дорогостоящими. Применяют также азот и топливные газы, но они, как правило, эффективны только в скважинах с высокими температурой и давлением.

Термические методы

При термических методах ПНП коллектор подогревается, чтобы снизить вязкость нефти и/или испарить ее. В обоих случаях нефть становится более подвижной и ее можно более эффективно направлять к добывающим скважинам. Помимо добавочного тепла в этих процессах создается движущая сила (давление). Существует два принципиальных метода термического ПНП: нагнетание водяного пара и воспламенение пластовых флюидов*.

Нагнетание пара обычно происходит в две стадии: на первой — пар закачивается в добывающую скважину, чтобы прогреть и, соответственно, сделать более жидкой нефть вблизи ствола добывающей скважины, а на второй — пар подается в нагнетательную скважину и движет-

* В России эти технологии принято называть соответственно методом паротеплового воздействия (ПТВ) и метод внутрипластового движения очага горения (ВДОГ). — *Примеч. науч. ред.*

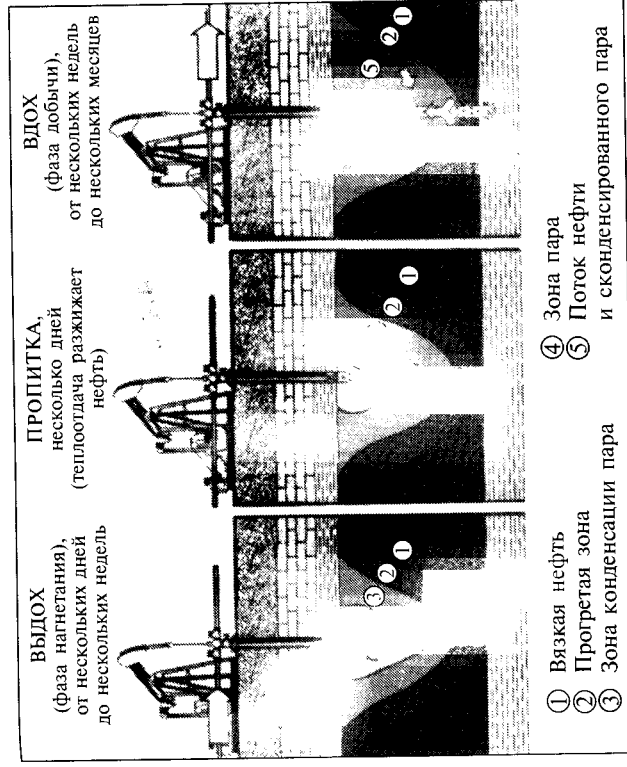


Рис. 14.6. Циклическая обработка паром (технология выдох—вдох) или паровая пропитка (по оригинальным рисункам Joe R. Lindley, министерство энергетики США, предоставлено Национальным советом США по нефти)

ся сквозь коллектор в направлении добывающей скважины, выталкивая теплую, подвижную нефть перед собой.

На практике в пласт подается смесь пара и горячей воды. Обычно пар генерируется на поверхности, но часть тепла теряется, и пар может частично превратиться в горячую воду, прежде чем достигнет продуктивного пласта. Если эта смесь пара и горячей воды перемещается по циклу на добывающей скважине, такая технология называется выдох—вдох или паровая пропитка (рис. 14.6).

Воспламенение пластовых флюидов обычно применяется в коллекторах с нефтью низкой плотности; оно было испытано в широком диапазоне условий. Тепло генери-

руется в коллекторе в результате подачи воздуха и сжигания части сырой нефти. При этом снижается вязкость нефти и остаточная нефть частично испаряется. Затем нефть выгоняется в направлении добывающей скважины за счет действия вытесняющих потоков пара, горячей воды и газа.

Необходимо иметь в виду, что методы третиной добычи нефти очень дороги, особенно при невысокой рыночной цене барреля сырой нефти. Заводнение обычно более экономично, поэтому оно применяется чаще. Кроме того, данные методы используются для добычи сырой нефти, а не газа. Следующая глава посвящена природному газу и методам его переработки.

Глава XV

ПЕРЕРАБОТКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И КОМБИНИРОВАННОЕ ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Установки по переработке природного газа и по его возврату в цикл добычи извлекают товарные жидкости из газового потока, поступающего непосредственно из газовых скважин или из обычных сепараторов нефти и газа на нефтяных скважинах. Размеры и производительность таких установок варьируются в очень широких пределах: от нескольких миллионов до нескольких сот миллионов кубических футов газа в день ($1 \text{ фут.}^3 = 0,027 \text{ м}^3$).

Использование обычных нефтегазовых сепараторов или деэмульсионных установок не считается переработкой газа, равно как и обработка с целью удаления из газа таких примесей, как пыль, грязь, водяные пары, сероводород и диоксид углерода. Эти процессы обычно называют *подготовкой природного газа*. В то же время переработка газа — это любая операция, имеющая главной целью извлечение из него жидкостей.

Установки по возвращению газа в цикл добычи приносятся в основном на газовых или газоконденсатных коллекторах. На таких коллекторах для увеличения добычи давление внутри коллектора желательно поддерживать выше точки росы — величины, при которой начнется образование жидкостей. После извлечения более тяжелых углеводородов в жидком виде оставшаяся часть «сухого»

газа снова закачивается в коллектор для поддержания его энергии. В связи с этим, а также по экономическим соображениям переработка газа может оказаться выгодной операцией.

Виды природного газа

Терминология, описывающая природный газ, образна, но не слишком точна. Представьте себе, например, что газ называют *жирным*, *сухим*, *обогащенным* и *бедным* или *тощим*. *Обогащенный* или *жирный* газ — обычно такой, из которого стоит выделять жидкость. *Сухой* или *тощий* газ — наоборот. Короче говоря, эти термины настолько же количественны, насколько слова *толстый* и *худой* в применении к людям.

Количественной мерой оценки природного газа является величина, измеряемая в галлонах на тысячу кубических футов (количество галлонов жидкости, пригодной для конденсации, в 1000 фут.³ газа), а также процентное содержание различных химических компонентов.

Таблица 15.1. Типичные компоненты природного газа

Углеводород	Количество, %
Метан	70—98
Этан	1—10
Пропан	Следы—5
Бутан	Следы—2
Пентан	Следы—1
Гексан	Следы—0,5
Гептан и более тяжелые компоненты	Отсутствие—следы
Неуглеводородные соединения	
Азот	Следы—15
Двуокись углерода	Следы—1
Сероводород	Иногда следы
Гелий	Следы—5

Величина (гал./тыс. фут.³) рассчитывается на основании химического анализа или стандартных опытов по компрессии или абсорбции активированным углем.

Название *нефтяной газ* обычно относится к газу, добываемому из скважины вместе с сырой нефтью. *Остаточный газ* — это любой газ, поступающий с установки по переработке газа и пригодный для продажи в качестве коммерческого продукта. Это название подразумевает, что содержание всех действительно сжижающихся составляющих снижено до удовлетворительных пропорций.

Малосернистым (или *слабким*) газом называют газ, содержащий в котором сероводорода, других соединений серы и CO₂ достаточно низко, чтобы газ можно было продавать, не прилагая дополнительных усилий по удалению этих соединений. Название *высокосернистый* (или *кислый*) газ относится к противоположной ситуации.

Типы жидкостей в природном газе

Жидкости природного газа представляют собой углеводороды, обладающие свойствами нормальных парафинов от этана до декана плюс более тяжелые компоненты, содержание которых не превышает следовых количеств. Природный газ содержит сотни углеводородных соединений, большая часть которых присутствует только в следовых количествах. Для описания жидкостей обычно приводят их первичный химический состав, температуру кипения, давление паров, цвет, чистоту и некоторые другие характеристики. Различные продукты, получаемые из природного газа, описаны ниже в соответствии с условными стандартами, установленными NGPA.

Товарный пропан

Этот углеводородный продукт состоит главным образом из пропана и/или пропена и характеризуется избыточным давлением паров не более 215 psi (фунтов на квадратный дюйм) при 100°F (1,54 МПа при 38°C). Он

должен состоять из пропана и/или пропилена по меньшей мере на 95%. Кроме того, продукт должен соответствовать нормам NGPA, по которым в нем должны присутствовать суммарное содержание серы, коррозионно-активных соединений и влаги, а также количество остатка после выпаривания в заданных условиях.

Товарный бутан

Так же, как и товарный пропан, товарный бутан должен соответствовать определенным нормам по содержанию примесей. Это — углеводородный продукт, содержащий преимущественно бутан и/или бутены и имеющий избыточное давление паров не более 70 psi при 100°F (0,5 МПа при 38°C). Минимальная доля продукта, который должен испаряться в стандартном опыте при температуре 34°F (+1°C), составляет 95%.

Сжиженный нефтяной газ

Сжиженный нефтяной газ (СНГ) представляет собой смесь товарных пропана и бутана. Максимальное давление паров не может превышать величину, разрешенную для товарного пропана, а остаток при испарении не может быть больше, чем у товарного бутана. Каждая смесь характеризуется избыточным давлением паров, выраженным в psi при 200°F (93°C). Реальное давление паров смеси, охарактеризованной таким образом, может отличаться от заданного на 0—5 psi. Так, СНГ 100 psi должен иметь давление паров не менее 95 psi и не более 100 psi.

Газовый бензин

Этот нефтяной продукт извлекается из природного газа и соответствует следующим техническим условиям:

- давление паров: 10—34 psi (0,07—0,24 МПа);
- доля продукта, испаряемого при 140°F (60°C): 24—85%;

- доля продукта, испаряемого при 275°F (135°C): не менее 90%;
- температура выкипания (при перегонке): не более 375°F (190°C).

Кроме того, данный продукт должен проходить испытания и соответствовать нормам на коррозионное действие, цвет и кислотность.

Давление паров, обычно называемое *давлением паров по Рейду* (ДПР), определяется в стандартном опыте и используется для установления сорта продукта. Например, моторные топлива обычно представляют собой смеси с ДПР, равным 5—8 psi. Очень легкие масла (60—70°API) имеют ДПР 12 psi. Большинство фирм предлагают газовый бензин с ДПР 14—26 psi. Но в связи с увеличением использования этой жидкости в качестве компонента компандирования на нефтеперерабатывающих заводах в последнее время часто задается величина ДПР не более 18 psi.

Этан

Повышается спрос на этан как на основной компонент для производства пластмасс, спиртов и других химикатов. Как правило, этан производится в виде отдельного продукта только на больших заводах из-за необходимости крупных капиталовложений. Большинство заводов по производству этана находится вблизи нефтехимических установок. Несмотря на растущий спрос, большинство нефтеперерабатывающих заводов по-прежнему продают этан как компонент природного газа.

Методы переработки природного газа

Существует несколько методов удаления сжижающихся компонентов из природного газа, а именно абсорбция, адсорбция, вымораживание и комбинация этих методов.

Абсорбция

Это процесс, при котором жирный (обогащенный) газ вступает в контакт с более тяжелым углеводородным маслом, фракционированным в соответствии с техническими условиями (рис. 15.1). Необходимая поверхность контакта обеспечивается тем, что сырая нефть стекает вниз по колонне, или абсорберу, а газ поднимается вверх, т.е. движется противотоком. Количество сжимаемых компонентов газа, которые поглощаются растворителем, зависит от давления и температуры абсорбера, относительных расходов газа и масла, а также от состава газа и масла на входе в колонну и от степени контактирования.

Обычные абсорбционные установки осуществляют этот процесс при температуре окружающей среды 25—50°C. Большинство установок рассчитано на выделение 40—75% пропана из жирного газа. Степень выделения бутана и более тяжелых углеводородов зависит от их исходного количества и молекулярной массы. Например, отделение гексана и более тяжелых углеводородов приближается к 100%.

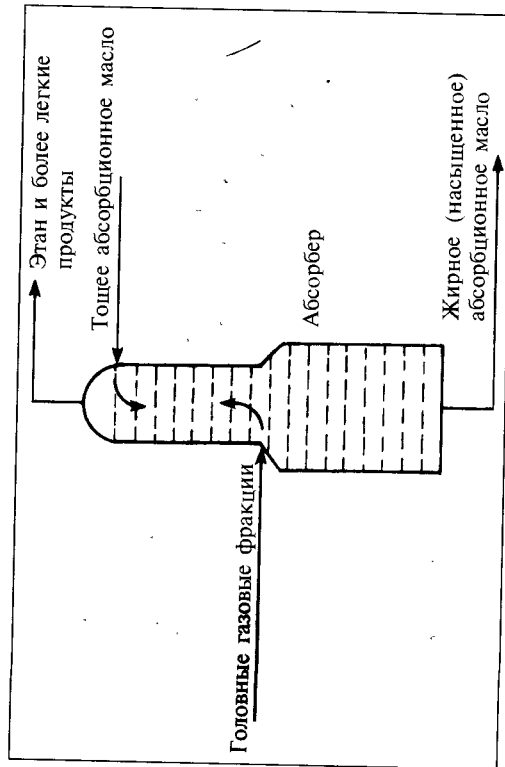


Рис. 15.1. Схема абсорбера

Абсорбция с вымораживанием

Установки абсорбции с вымораживанием работают при низких температурах с охлаждением входящих масла и газа до температур от -7 до -25°C . В большинстве установок, рассчитанных на высокоэффективное отделение пропана (до 85%), используется именно такая технология. Данная установка по существу такая же, как и обычная абсорбционная установка, за исключением разницы в температурах, а также оборудования, обеспечивающего эту разницу.

Вымораживание

Этот метод основан на принципе: чем ниже температура, тем сильнее тенденция компонента к сжижению. Около 0°F (-18°C) конденсируется 40—75% пропана, а также более высокие доли более тяжелых компонентов. Этот вид установки проще и, соответственно, он находит самое широкое применение для высокообогащенных газовых потоков, а также в тех случаях, когда количество газа ограничено.

Адсорбция

Главная область применения адсорбционных установок — относительно небольшие, довольно тощие газовые потоки, где подготовка газа осуществляется на промысле. Большая часть таких установок, кроме того, осушает газ, чтобы он соответствовал техническим условиям по содержанию водяных паров для транспортировки по трубопроводу.

Экономические факторы и примеси

Практически все варианты контрактов по поставке природного газа требуют, чтобы он почти не содержал жидкостей, которые могли бы сконденсироваться в транспортной линии, а также чтобы газ был сладким (малосер-

нистым) и не содержал воды более 7 фунт. на 1000 фут.³ (0,112 кг/м³). Подготовка газа до соответствия требованиям контракта должна проводиться с учетом ограничений, накладываемых установкой для отделения жидких компонентов. При определении того, будет ли установка приносить прибыль, следует учитывать и этот фактор.

Возрастает число новых газовых и газоконденсатных месторождений, где газ содержит сероводород (H₂S) или CO₂ в таких количествах, что требуется его серьезная обработка. Таким образом, чтобы сделать газ соответствующим предъявляемым требованиям, часто нужны более сложные установки больших размеров. На многих заводах имеется оборудование для превращения извлеченного H₂S в серу и для извлечения CO₂ для коммерческих нужд. В таком случае стоимость подготовки высокосернистого природного газа к переработке может составить значительную часть всей стоимости установок.

Сера — очень дешевый товар, так что желательность превращения H₂S в серу зависит в большой мере от доступности других местных источников серы. С учетом цены транспортировки сырой серы для использования в химических процессах ее производство, скорее всего, окажется убыточным, если потребитель не расположен рядом с газоперерабатывающим заводом или не найдется недорогого средства перевозки.

Переработка природного газа — важная часть процесса добычи. В минувшие годы газ просто выпускали в атмосферу или сжигали на факелах — попросту теряли. Сегодня мы учимся использовать этот ценный природный ресурс. Практически тот же принцип заложен в основу одного из многих существующих новых источников энергии: совместного производства тепла и электроэнергии.

Совместное производство тепла и электроэнергии

Совместное производство тепла и электроэнергии — выработка двух видов энергии, например тепла и элект-

ричества из одного топлива, — открывает для нефтяной промышленности большие возможности, такие как рост спроса на газ или экономичность установок по подготовке газа, а также повышает ее роль как производителя электроэнергии. Идет жестокая борьба за рынок, оцениваемый в этом столетии в 16 млрд дол.

Станция для совместного производства тепла и электроэнергии — теплосэлектроцентральный — представляет собой завод, использующий уголь или газ в качестве топлива (иногда биомассу, например торф или древесную стружку) и вырабатывающий промышленный (коммерческий) пар и электричество для внутризаводского потребления или на продажу. Легко видеть, как часть этого дорогого в добыче природного газа превращается в другой энергоноситель, который можно либо использовать на перерабатывающем заводе, либо продавать местным коммунальным службам.

Помимо резкого повышения спроса на газ и увеличения прибыли заводов по переработке совместная выработка тепла и электроэнергии может стать благом в других областях нефтяной отрасли.

Например, крупные фирмы с огромными запасами тяжелых нефтей в долине Сан-Хоакин (Калифорния) ожидают, что совместная выработка подстегнет создание больших проектов, например по паровой пропитке (рис. 15.2). Такие проекты в прошлом часто блокировались, так как выбросы в атмосферу, вызванные сжиганием нефти на промысле, нарушали местные стандарты охраны окружающей среды. Однако сжигание промышленной нефти было дешевле, чем сжигание более экологически чистого газа, так как разработчик месторождения не должен был платить роялти или налоги с добытой нефти, если она сгорала, а не продавалась.

Рыночное предложение энергии, произведенной при совместной выработке тепла и электричества, помогает скомпенсировать цену газового топлива, позволяя разработчикам заменить сырую нефть для производства пара природным газом. Кроме того, в результате этой замены они могут сэкономить квоту на выбросы и направить ее

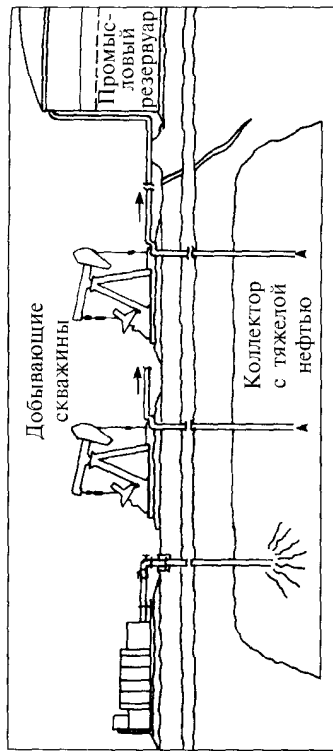


Рис. 15.2. Использование совместного производства тепла и электроэнергии для паровой пропитки коллектора с тяжелой нефтью

на развитые проекты. (Разработчикам даются квоты на выбросы, которые могут быть переданы другим проектам.) Этот подход должен привести к значительному увеличению добычи тяжелой нефти в ближайшем будущем.

Совместное производство тепла и электроэнергии окажет благоприятное долговременное воздействие на коммунальные службы, так как оно освоит рынок энергетических станций на газовом топливе, потерянный ими в попытке избежать затрат на замену или строительство новых установок с базисной нагрузкой. Тем не менее для любой реструктуризации коммунальной промышленности должны существовать пределы. Если будет построено слишком много установок по совместной выработке энергии, издержки, которых удается избежать, окажутся слишком низкими, и многие проекты по совместной выработке перестанут быть экономически привлекательными. Более того, сегодняшняя популярность совместной выработки тепла и электроэнергии в значительной мере вызвана не только стремлением общества к экономии энергии, происходящим от шока, связанного с ценами на нефть, но также протестами против атомных и других традиционных электростанций.

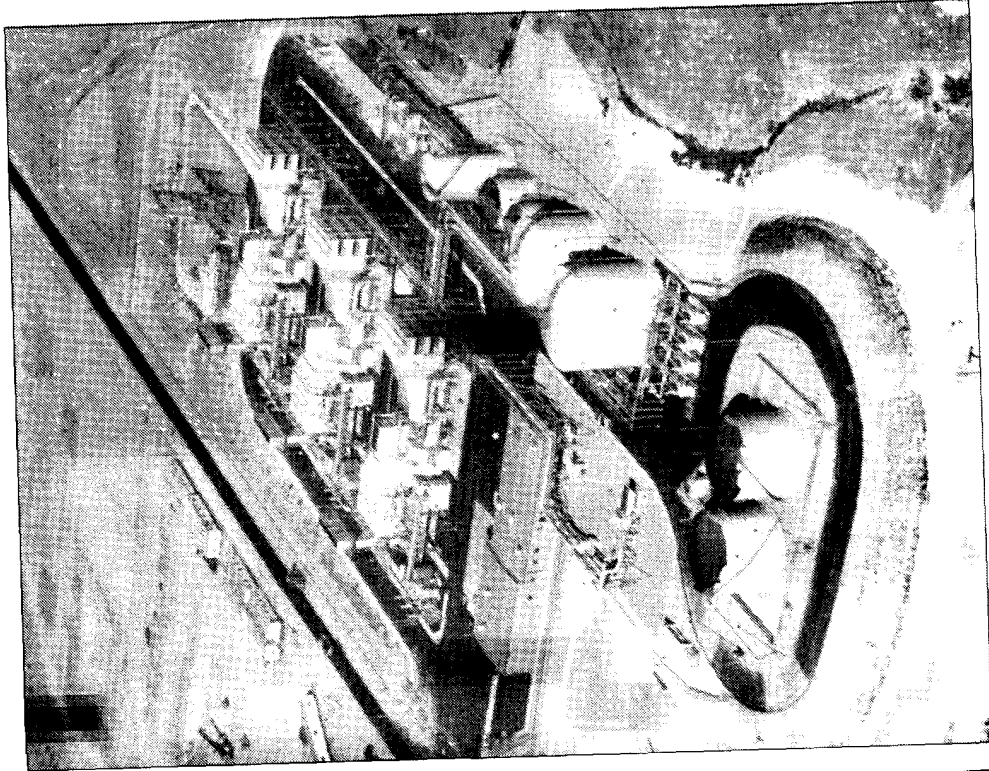


Рис. 15.3. Типичная теплоэлектростанция на месторождении тяжелой нефти в округе Керн (Калифорния) (фото Игер Студио, собственность ARCO)

На ближайшее время существенный рост производства энергии может быть связан только с совместной выработкой электричества и тепла либо с другими формами

независимого производства энергии. При этом совместная выработка тепла и электроэнергии будет договоренным рынком, так как ожидаемый рост на рынке электроэнергии в целом должен быть больше, чем может покрыть одно только совместное производство энергии.

Глава XVI

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

Нефте- и газодобывающие компании постоянно развивают новые технологии в своем нескончаемом стремлении к оптимизации скорости отбора нефти из скважин и общей добычи нефти и газа при одновременном сдерживании затрат и минимизации нежелательных воздействий на окружающую среду.

Некоторые из этих новых технологий на самом деле вовсе не новы, а просто являются новыми областями применения или улучшениями уже существующей технологии. Многие из этих улучшений основаны на стремительно совершенствующейся компьютерной технологии — области, которая несомненно вызовет еще много прорывов в технологии добычи нефти и газа.

В этой главе дается обзор (ни в коей мере не планировался как всеобъемлющий) некоторых наиболее значительных успехов в технологии нефтедобычи. Новым и наиболее передовым вариантам применения существующих технологий посвящены целые тома. Здесь мы рассмотрим некоторые из методов, привлекающих в настоящее время внимание людей, занятых добычей нефти.

Горизонтальное бурение — бурение с увеличенным отклонением от оси скважины

Добыча нефти и газа по наклонным и/или горизонтальным скважинам производится с 1940-х годов. Однако до 1979 г. бурилось очень немного таких скважин. До этого времени промышленности в основном полагалась на такие методы повышения продуктивности вертикальных скважин, как гидроразрыв пласта.

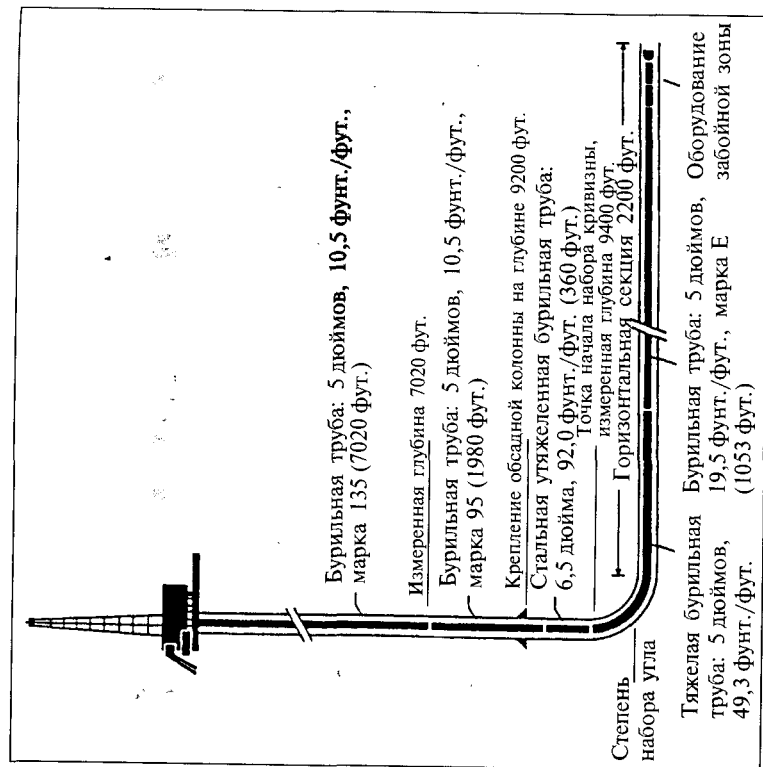


Рис. 16.1. Типовая горизонтальная скважина (вид на буровую колонну)

Хотя горизонтальные скважины или скважины с увеличенным отклонением от оси дают гораздо более высокие скорости отбора нефти, чем вертикальные, поскольку обеспечивают большую площадь контакта продуктивного пласта со стволом скважины (рис. 16.1), связанные с ними повышенные затраты на бурение и заканчивание скважины обычно ограничивали их применение. Ситуация изменилась в результате значительного прогресса в технологии бурения, и особенно в технологии проведения скважинных исследований в процессе бурения, о чем подробнее будет изложено в следующем разделе.

Теперь, когда сущность применяемых методов стала понятнее, больше разработчиков стремятся выбрать варианты, подходящих для горизонтального бурения (бурения с отклонением от оси), и затем бурить, заканчивать и испытывать скважину, использовать методы интенсификации и добывать нефть из коллекторов по наклонным или горизонтальным скважинам, что иногда дает экспоненциальный рост в доходах со скважины. Соответственно, во всем мире наблюдается заметная тенденция бурения горизонтальных скважин.

Скважины с отклонением от вертикальной оси можно подразделить на скважины со сверхмалым, малым, средним и большим радиусом изгиба при переходе на горизонтальный участок (рис. 16.2).

Горизонтальная скважина со *сверхмалым радиусом изгиба* или *разветвленная* скважина имеет радиус изгиба 1–2 фут. (30–60 см). Процесс бурения требует расширения ствола скважины (раздвижным расширителем) до диаметра как минимум 24 дюйма (60 см) на вертикальном участке 6–10 фут. (2–3 м). Затем с помощью гидравли-

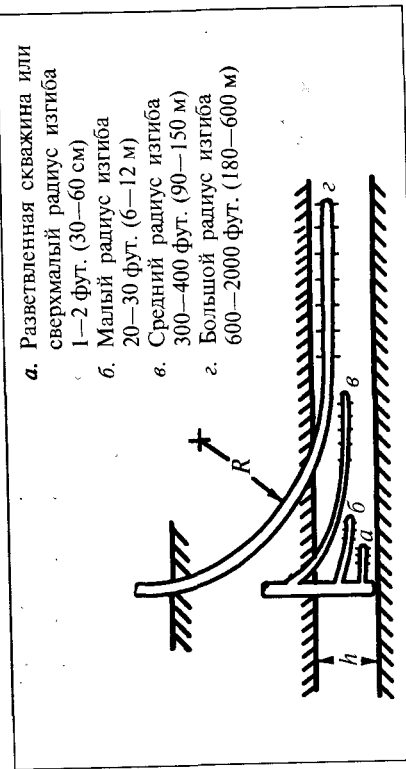


Рис. 16.2. Типы горизонтальных скважин (собственность Halliburton Energy Services)

ческого размыва сверлят скважину диаметром 1,5–2,5 дюйма (4–5 см) высотой 100–200 фут. (30–60 м).

Малый радиус изгиба скважины составляет 20–40 фут. (6–12 м), длина ствола скважины – 200–700 фут. (60–200 м). Первая врезка после первоначального вертикального бурения представляет собой окно размером 15–20 фут. (4,5–6 м) в вертикальной обсадной колонне, не вертикальный ствол скважины проходит сквозь окно. Для образования гибким воротником бура кривизны малого радиуса перед выходом на горизонтальный участок используют скважинный отклонитель и изогнутый буровой кондуктор.

Средний радиус изгиба горизонтальной скважины составляет 300–500 фут. (90–150 м), и скважина имеет горизонтальный участок до 1500 фут. (450 м). Такие скважины обычно бурятся забойными гидротурбинными двигателями с использованием гибкой бурильной колонны. Уклон скважины проходит со скоростью 20° на 100 фут. (30 м) с помощью буров с «наращиванием», затем бурят горизонтальный участок, используя бур «с сохранением уклона».

Большой радиус изгиба горизонтальной скважины составляет 300–500 фут. (180–600 м) и создается обычным бурильным инструментом. Сочетание бурового долота с кривым переводником и забойным гидротурбинным двигателем применяется для бурения горизонтальных участков, которые могут превышать по длине 1500 фут. (1200 м).

На рис. 16.3. видно, что горизонтальная скважина длиной 1000 фут. (300 м), расположенная в центре пласта, за 100 дней даст в 10 раз больше нефти, чем вертикальная. За пять лет от этой же скважины будет получено в 2 раза больше нефти. Таким образом, общая добыча нефти из горизонтальной скважины будет больше и это произойдет быстрее, чем в случае вертикальной скважины (при условии, что параметры коллектора позволяют пробурить горизонтальную скважину). Итак, гораздо более быстрая и существенная отдача оправдывает дополнительные расходы, связанные с бурением и заканчиванием горизонтальной скважины.

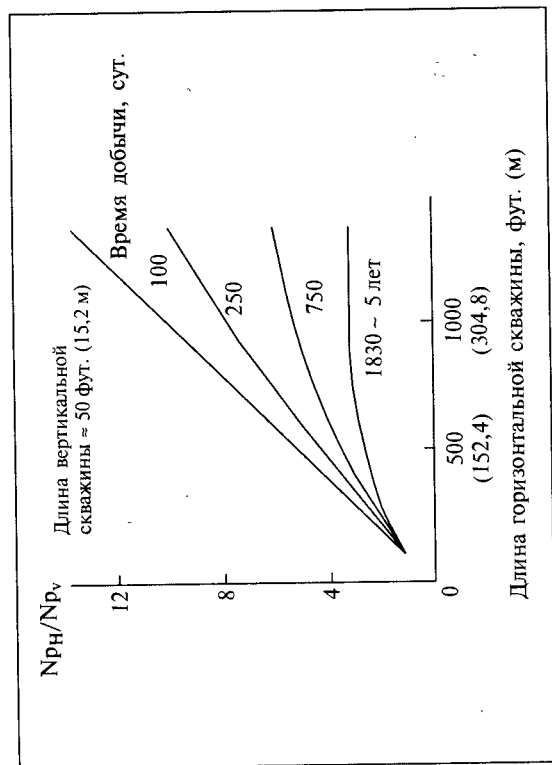


Рис. 16.3. Сравнение добычи из горизонтальных и вертикальной скважин (собственность Halliburton) (Отношение объемов добычи нефти из вертикальной и горизонтальных скважин в течение разных периодов времени и при разной длине горизонтальных скважин.)

Типы пластов, которые хорошо бурятся горизонтальными скважинами или скважинами с отклонением от оси, — обычно те же, на которых используют управляемый гидроразрыв, а именно тонкие пласты, некоторые природные трещиноватые пласты и пласты с низкой проницаемостью, газовой шапкой и/или подошвенной водой, некоторые слоистые и частично истощенные пласты.

С горизонтальными скважинами или скважинами с отклонением от оси связаны некоторые специфические осложнения. Контакт более значительной части пласта с буровым раствором в течение длительного времени может привести к повреждению пласта, которое в горизонтальных скважинах будет выражено в большей степени, чем в вертикальных.

Тем не менее, благодаря гораздо более эффективному возврату капиталовложений, который может быть достигнут в случае горизонтальных скважин и скважин с отклонением от вертикальной оси по сравнению с вертикальными скважинами, не следует сомневаться, что у этой технологии есть хорошие перспективы.

Скважинные исследования в процессе бурения

При скважинных исследованиях в процессе бурения (ИПБ) используются специально разработанные электронные приборы, передающие сведения о состоянии скважины в данный момент времени из забойной зоны на поверхность (отсюда и их название). Смысл заключается в максимальном повышении точности и эффективности бурения и сокращении числа простоев и дорогостоящих работ по обслуживанию, необходимость в которых возникает из-за таких осложнений, как потеря циркулирующего бурового раствора, исправление азимута бурения и повреждение бурового долота.

Приборы ИПБ обычно передают данные на поверхность в закодированном виде, т.е. в виде серии импульсов давления по столбу бурового раствора. Система ИПБ, например используемая компанией Halliburton, состоит из трех полностью интегрированных узлов: источника импульсов, пакета батарейного питания и системы датчиков.

Наземное оборудование ИПБ может включать: поверхностные датчики для приема импульсов по буровому раствору с возможностью мониторинга глубины и параметров бурения; компьютерную систему, декодирующую передаваемые данные и представляющую их в масштабе реального времени; дополнительную компьютерную систему для анализа данных, например автоматизированную систему направленного бурения и алгоритмы программного наблюдения и магнитной коррекции азимута.

Гибкие колонны

Гибкие колонны — еще одна технология, известная на протяжении десятилетий и имевшая ограниченное применение до недавнего времени, когда интерес к ней резко возрос благодаря существенным техническим достижениям.

Система гибких колонн — это автономная, легко транспортируемая установка с гидравлическим приводом для ремонтных работ в скважине, которая дает возможность вводить (и извлекать) непрерывную колонну труб в насосно-компрессорную или обсадную колонну большого диаметра (рис. 16.4). Система может применяться на суше или в море и не требует специальной ремонтной вышки. Установку можно использовать на работающих скважинах, она позволяет непрерывно закачивать жидкость или азот при продолжающемся движении трубы.

Основное достоинство технологии гибких труб заключается в том, что во многих случаях это экономичная за-

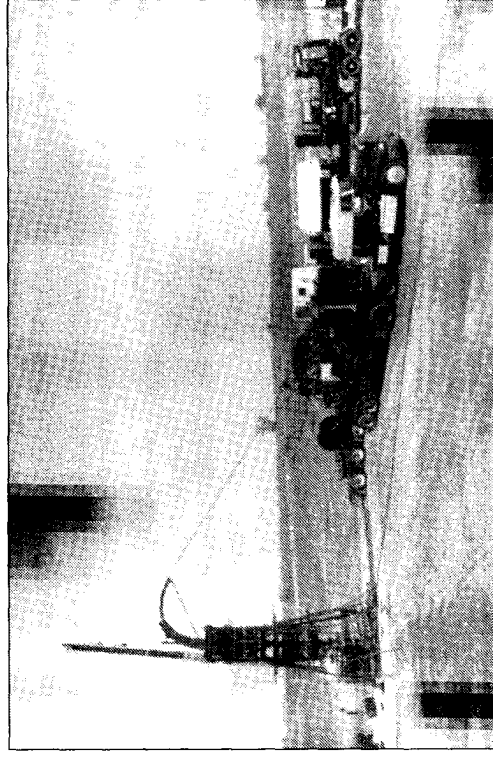


Рис. 16.4. Гибкая колонна в работе

мена дорогостоящих работ по капитальному ремонту с использованием вспомогательных вышек. Операции с гибкой трубой находят применение в таких областях, как

- бурение;
- ремонтное цементирование;
- прокладка электрических проводов и перфорирование;
- вытеснение жидкости;
- связывание песка;
- очистка ствола скважины;
- установка и извлечение пробок-пакеров;
- использование сворачиваемой насосно-компрессорной колонны в качестве выкидного трубопровода;
- обеспечение управления потоком при заканчивании горизонтального или искривленного ствола скважины;
- ловильные работы, испытания, заканчивание скважин;
- управление скважинами;
- интенсификация добычи.

Бурение с помощью гибкой колонны становится все более привлекательной возможностью для многих операций. Среди его областей применения — бурение разведочных скважин, расширение ствола скважины и горизонтальный выход из существующей вертикальной скважины.

При бурении с помощью гибкой бурильной колонны для размещения в забое бурильного приспособления (как правило, объемного двигателя) используют цельный отрезок трубы. Гидравлическая энергия для вращения долота обеспечивается насосами, находящимися на поверхности.

Устанавливая электрические провода внутри трубы и используя ее как короб, можно осуществить множество стандартных функций исследования приборами на кабеле в скважинах с большими отклонениями от вертикали и в горизонтальных скважинах. Функции кабеля, проложенного в гибких колоннах, могут включать геофизиче-

ские исследования в эксплуатационных скважинах, получение диаграмм качества связи цемента, контроль обсадных труб и качества перфорации.

Гибкие трубы используются для вытеснения жидкостей, обычно в сочетании с азотом, что благоприятно для разработки и применения современных жидкостных систем для решения многочисленных задач управления коллектором.

На протяжении многих лет гибкие трубы эффективно используются для доставки скважинных перфораторов на проектный участок, что сокращает время приработки и делает возможным перфорирование в условиях недостаточно сбалансированной скважины, в горизонтальных скважинах, где традиционное перфорирование неэффективно, а также в качестве эксплуатационных колонн.

Гибкие трубы успешно применяются при внесении смол для ограничения поступления песка благодаря снижению поверхностного разбавления, загрязнения и трещиноватости к материалу-заполнителю. Помещаая конец гибкой трубы непосредственно перед перфорационными отверстиями, можно заставить песок почти мгновенно попадать в отверстия.

Гибкие трубы — самый эффективный способ доставки жидкости для обработки точно на проектный участок. Кроме того, использование гибких труб для интенсификации пластов защищает эксплуатационные колонны от воздействия жидкостей, применяющихся для обработки, и предотвращает загрязнение кислотой осадком и отложениями из насосно-компрессорной колонны, повышая эффективность кислотной обработки. Через гибкие трубы можно также закачивать парафин и ингибиторы коррозии.

К достоинствам гибких труб относятся повышенная эффективность, так как скважину не приходится заглушать для проведения текущего ремонта; значительное сокращение времени монтажных работ и спуско-подъемных операций; уменьшение риска повреждения пласта, так как ни в каких операциях не используются жидкости для глушения скважин.

Кроме того, компания Halliburton Energy Services приводит следующие природоохранные преимущества гибких труб по сравнению с традиционной бурильной или вспомогательной вышкой: уменьшенная площадь на промысле с меньшим числом установок; меньший объем бурового раствора, потому что диаметр сворачиваемой в бухты трубы меньше, чем традиционных насосно-компрессорных колонн; пониженный уровень шума; меньшие видимые габариты в связи с отсутствием вышки; уменьшение повреждения дорожного покрытия, так как при работе с колоннами гибких труб используется примерно в 10 раз меньше грузовиков, чем при перевозке обычной бурильной установки; меньшее количество отходов пласта, требующих утилизации.

Метод трехмерной сейсморазведки

Ни одно из технических достижений в сейсмологии за последние три десятилетия не сравнится по эффективности с переходом от двухмерной к трехмерной сейсмической разведке. Это вызвано тем, что сейсмические волны распространяются в трех измерениях и подземная структура неизменно обладает трехмерной сложностью. Поэтому возможности двухмерной сейсмической разведки в изображении подземной структуры ограничены, и часто очень существенно.

Увеличенная плотность пространственного изображения

Там, где сбор двухмерных данных осуществляется вдоль отдельных линий, при трехмерном сборе и обработке данных получающиеся многослойные и мигрированные трассы размещаются на прямоугольной решетке с малым шагом, которая охватывает область разведки.

Высокая плотность трасс, находящихся близко друг от друга, дает исследователю подробную информацию о

трехмерном подземном участке. Из объемного изображения можно выделить любое желаемое сечение для рассмотрения и анализа. Таким образом, исследователь имеет возможность анализировать близко расположенные сечения вдоль любой основной оси прямоугольной сетки, а не полагаться на данные интерполяции при охвате больших расстояний между точками измерений.

На основе объемного изображения легко построить вертикальные сечения вдоль любого зигзагообразного разреза, например обводной линии, соединяющей места скважин. При этом сечения, выделенные для анализа, не обязаны быть вертикальными.

Полный обзор структуры, в частности разрывных нарушений, можно получить, делая горизонтальные разрезы объемного изображения на фиксированных расстояниях друг от друга, а также такие сейсмические характеристики, как амплитуда, доминирующая частота и производный объем интервала, могут быть нанесены на карту и представлены вдоль криволинейных поверхностей отражающего горизонта.

Улучшенные изображения подземных структур

Кроме улучшенной передачи деталей в продольном направлении высокая плотность сетки пространственного изображения позволяет достичь значительного улучшения качества отображения подземных структур за счет использования трехмерной миграции. При двухмерном сборе данных миграция в лучшем случае оказывается неполной.

В данном методе не отображается энергия, которая рассеивается за пределами плоскости разведочного профиля. Значительные преимущества трехмерной сейсмической разведки по сравнению с двухмерной достигаются благодаря трехмерной миграции, которая стала возможной только в результате получения трехмерных данных высокой плотности по разведочной области. В тех случаях, когда объектом является преимущественно полное залегание, получение улучшенного изображения

подземных структур за счет трехмерной миграции данных трехмерного наблюдения не менее важно, чем в случае сильноскладчатого залегания. Более того, правильное сохранение амплитуды, существенное для решения об-ратной динамической задачи с целью получения тонко-слойных моделей пористости, требует точного позицио-нирования волн на сейсмограмме, что достигается луч-ше всего с помощью трехмерной миграции.

Оконтуривание месторождения, управление и мониторинг

В прошлом метод сейсмической разведки был в пер-вую очередь инструментом поиска нефти и газа. Его роль заключалась в уменьшении риска при нахождении новых месторождений. В настоящее время наибольшие затраты чаще всего требуются, когда первая скважина на место-рождении уже пробурена. Располагая возможностью со-здавать более подробные изображения подземных струк-тур с повышенной точностью, трехмерную сейсмическую разведку теперь рассматривают как ключевой инструмент для оконтуривания месторождения и анализа его неоднородности.

Структурная интерпретация и литологическое модели-рование мигрированных трехмерных данных позволяют интерполировать данные по коротажу скважины на ос-нове сейсмологической информации, что обеспечивает большую точность и подробность описания коллектора для его моделирования и, соответственно, для управле-ния коллектором.

Построение трехмерных изображений теперь применя-ется для мониторинга развития различных типов проек-тов повышения нефтеотдачи, таких как заводнение и пропитка паром, а также для определения расположения нагнетательных скважин. В пользу их применения свиде-тельствуют экономические данные по описанию коллек-тора, разработке месторождений и управлению месторож-дением. Стоимость построения трехмерного изображения

может составить лишь малую долю затрат на добывающие и нагнетательные скважины, необходимые для разработ-ки месторождения.

Хотя идея трехмерной сейсмической разведки не нова, в последнее время произошел существенный прогресс в эффективности и комплексности переработки информа-ции, ее представлении и интерактивной интерпретации. Эти успехи сделали трехмерный сейсмический метод эко-номически эффективным инструментом разработки и управления месторождением.

Глава XVII

БУДУЩЕЕ

Узнав много нового о добыче нефти и газа, уместно обсудить перспективы нефте- и газодобывающей промышленности.

Почти столько же, сколько существует эта промышленность, звучат предупреждения о ее неизбежной кончине. Уважаемыми авторитетами предлагались оценки быстро исчезающих запасов в том смысле, что нефть в мире быстро подходит к концу (казалось, что к газу эта проблема не имеет отношения). Каждый раз прогнозы оказывались совершенно неправильными. Возможно, непреднамеренным следствием именно этих предупреждений является тот факт, что спекулятивная цена запасов, предположительно исчезающих, оказывалась достаточной, чтобы подгонять новаторов и любителей риска, всегда возглавлявших эту область промышленности, на поиск новых запасов нефти.

Шок от скачка цен на нефть в 1970-х годах продемонстрировал, что кажущийся недостаток нефти неизбежно ведет к подъему цен, который в свою очередь служит стимулом к поиску новых запасов. Даже когда США и другие страны встали на аварийный путь разработки альтернативных и синтетических топлив и борьбы за энергосбережение, постоянно сохранялось стремление разведывать новые месторождения и добывать больше нефти.

Перед самым нефтяным кризисом, в начале 1970-х годов, доказанные мировые запасы сырой нефти в среднем оценивались в 600 млрд бар. В момент коллапса цен на нефть в 1986 г. количество запасов подскочило до более чем 700 млрд бар. Это случилось в ситуации, когда цены на нефть были существенно выше, чем сегодня, в номинальном и реальном исчислении. В период после

1986 г., когда цены на нефть в реальном исчислении час-то снижались до исторического минимума, суммарные запасы нефти подскочили до более чем 1 трлн бар., т.е. запасы повысились более чем на 40% в течение менее чем 10 лет, когда цены были в основном низкими!

Что же произошло с контрмерами, предпринятыми в уверенности, что запасы нефти подходят к концу? Меры по энергосбережению достигли максимально возможной эффективности, и улучшение количества потребляемой энергии на душу населения в развитых странах в значительной степени сошло на нет. Альтернативные источники энергии, такие как энергия солнца и ветра, синтетические топлива типа сланцевой смолы и биологических топлив, а также новые энергетические технологии, подобные термоядерному синтезу и водородному топливу, остаются делом далекого будущего или дорогостоящим баловством. Хваленая промышленность синтетических топлив, которую правительство США пыталось создать в приказном порядке в начале 1980-х годов, стала обременительной роскошью и остается символом непродуманного вторжения правительства в энергетический рынок.

В результате резкого падения цен отрасль получила ощущение того, что возрастающий дефицит и постоянный рост цен — миф. Рано или поздно предложение и спрос выравниваются и цена нефти и газа возвращается к некоторому значению, приближающемуся к реальной рыночной величине.

Последнее пророчество о конце нефтяной промышленности берет начало от природоохранного лобби, которое продолжает предсказывать экологический армагеддон на земле, если будет сохраняться такая сильная зависимость от невозобновляемых источников энергии. Не секрет, что нефтяная промышленность привлекает внимание экологов главным образом из-за того, что она является легкой мишенью, так как имеет дело с наиболее важными производимыми товарами, а также вследствие отрицательного образа, порожденного такими нетипичными событиями, как скачки цен на нефть и катастрофические разливы нефти.

Таблица 17.1. Базовое потребление и добыча нефти в мире (по докладу Службы энергетической информации, EIA)

ДРУГИЕ ПРОГНОЗЫ

Служба энергетической информации
Международный энергетический обзор — 1993 г.
Базовое потребление и добыча нефти в мире,
млн бар./сут.

Запасы и тенденции	История			Прогноз		
	1989	1990	1991	1995	2000	2010
Страны с рыночной экономикой						
Добыча						
США	9,88	9,68	9,88	9,0	8,3	8,6
Канада	2,03	2,02	2,04	2,1	2,1	2,2
Страны ОЭСР						
Европы	4,38	4,54	4,78	6,2	6,2	4,6
Страны ОПЕК	23,81	25,10	25,41	28,4	33,1	42,7
Другие страны	10,43	10,80	11,05	13,1	13,6	12,2
Чистый экспорт стран с плановой экономикой	2,09	1,88	1,27	0,9	0,7	0,0
Всего	52,62	54,02	54,43	59,5	54,0	70,3
Потребление						
США	17,33	16,99	16,71	18,2	19,3	21,0
Территории США	0,21	0,21	0,24	0,2	0,3	0,3
Канада	1,73	1,69	1,61	1,7	1,8	1,8
Япония	4,98	5,14	5,29	5,7	6,1	6,5
Австралия и Новая Зеландия	0,79	0,82	0,80	0,8	0,9	1,0
Страны ОЭСР						
Европы	12,83	12,91	13,33	13,9	14,5	15,0
Другие страны	14,92	15,69	16,30	19,4	21,5	25,0
Всего	52,79	53,45	54,28	59,8	64,3	70,6
Несоответствие	0,22	-0,07	-0,22	0,3	0,3	0,3

Таблица 17.1 (окончание)

Запасы и тенденции	История			Прогноз		
	1989	1990	1991	1995	2000	2010
Страны с плановой экономикой						
Добыча						
Китай	2,76	2,77	2,80	2,9	3,1	3,5
Бывший Советский Союз	12,14	11,40	10,41	8,4	9,3	11,2
Другие страны	0,43	0,41	0,39	0,4	0,5	0,6
Всего	15,33	14,58	13,60	11,7	12,9	15,3
Потребление						
Китай	2,38	2,30	2,46	2,9	3,2	4,0
Бывший Советский Союз	8,74	8,39	8,20	6,3	7,2	8,9
Другие страны	2,12	2,01	1,67	1,6	1,8	2,4
Всего	13,24	12,70	12,33	10,8	12,2	15,3
Мировое потребление нефти	66,03	66,15	66,60	70,6	76,5	85,9

Десятилетие 1990-х годов, известное под названием Экологического, началось с аварии танкера «Exxon Valdez» в 1989 г. у берегов Аляски. Из-за растущих природоохранных ограничений, касающихся нефтегазовой промышленности, которые умножились после аварии «Exxon Valdez», многие занятые в этой отрасли (и не занятые в ней) услышали в возрождении природоохранного движения похоронный звон по нефти.

Опасность для промышленности от экстремальных природоохранных мер сохраняется. Исследования API в начале 1995 г. показали, что рассматриваемые новые федеральные природоохранные предписания могут обойти американской разведочной и добывающей промышленности в 19 300 рабочих мест, а также 35 200 рабочих мест

Таблица 17.2. Обзор нефтяной промышленности: разведка, бурение, добыча

Разведка, бурение, добыча	Изменение, %									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1999	1994—1999	1994—1999
Активные бурящие установки	757	805	880	920	1 000	1 090	1 190	385	47,8	45,6
Заканчивание скважин	24 936	26 520	28 670	30 170	32 660	35 540	38 610	12 090	46,8	47,8
Бурение, тыс. фут.	138 775	147 500	159 690	168 350	182 570	199 020	216 600	69 100	48	46,8
Средняя глубина скважин	5 565	5 562	5 570	5 580	5 590	5 600	5 610	48	0,9	0,9
Число пробуренных скважин на работающую установку	32,9	32,9	32,6	32,8	32,7	32,6	32,4	-0,5	-1,5	-0,7
Пробурено, футов	183 322	183 230	181 466	182 989	182 570	182 586	182 017	-1 213	-0,7	-0,7
Доходы и затраты										
Средняя стоимость скважин, дол.	377 000	385 000	398 060	412 520	428 150	444 720	459 170	74 170	19,3	19,3
Суммарный доход со скважин, млн дол.	73 623	77 570	83 918	88 905	96 443	105 371	114 377	36 807	47,5	47,5
Суммарные затраты на бурение, млн дол.	9 401	10 210	11 412	12 446	13 983	15 805	17 729	7 518	73,6	73,6
Доход со скважин, инвестированный в бурение, %	12,8	13,2	13,6	14,0	14,5	15,0	15,5	2,3	17,8	17,8

Таблица 17.2 (окончание)

Разведка, бурение, добыча	Изменение, %									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1999	1994—1999	1994—1999
Добыча										
Затраты, млн дол.	2 318	2 458	2 741	3 010	3 356	3 695	4 255	1 797	73,1	73,1
Число добывающих скважин (нефть и газ) на конец года	872 700	866 770	861 200	856 400	852 400	849 600	846 900	-19 870	-2,3	-2,3
Число заброшенных скважин	25 000	26 000	27 000	28 000	29 000	30 000	32 000	6 000	23,1	23,1
Цены										
Сырая нефть в среднем по США на скважину, дол./бар.	14,24	15,00	16,00	15,50	16,00	17,00	18,00	3,00	20,0	20,0
Природный газ в среднем по США, дол./тыс. фут. ³	1,97	2,10	2,30	2,60	2,90	3,20	3,50	1,40	66,7	66,7

Таблица 17.3 (окончающие)																				
Разведка, бурение, добыча			Изменение																	
			Изменение					Изменение, %												
			1993—1998—2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003			
			1993		1998		2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003		1993—1998—2003			
Добыча			2 318	3 695	6 667	1 377	2 972	4 349	59,4	80,4	187,6									
Затраты, млн дол.			2 318	3 695	6 667	1 377	2 972	4 349	59,4	80,4	187,6									
Число добывающих скважин (нефть и газ) на конец года			872 700	849 600	834 000	—23 100	—15 600	—38 700	—2,6	—1,8	—4,4									
Число заброшенных скважин			25 000	30 000	40 000	5 000	10 000	15 000	20,0	33,3	60,0									
ЦЕНЫ																				
Сырая нефть в среднем по США на скважину, дол./бар.			14,24	17,00	24,00	2,76	7,00	9,76	19,4	41,2	68,5									
Природный газ в среднем по США, дол./тыс. фут. ³			1,97	3,20	4,70	1,23	1,50	2,73	62,4	46,9	138,6									

Таблица 17.3 (окончание)

Разведка, бурение, добыча		Изменение		Изменение, %	
1993	1998—2003	1993—1998—2003	1998—2003	1993—1998—2003	1998—2003
БУРЕНИЕ В США					
Активные буровые					
установки					
757	1 090	1 660	333	570	903
24 936	35 540	52 970	10 604	17 430	28 034
138 775	199 020	299 280	60 245	100 260	160 505
5 565	5 600	5 650	35	50	85
Число пробуренных					
скважин на работающую					
установку					
32,9	32,6	31,9	-0,3	-0,7	-1,0
Пробурено, футов					
на работающую					
установку, тыс.					
183 322	182 587	180 289	-735	-2 298	-3 033
Средняя стоимость					
скважин, дол.					
377 000	444 720	524 360	67 720	79 640	147 360
Суммарный доход					
со скважин, млн дол.					
73 623	105 371	158 731	31 748	53 360	85 106
Суммарные затраты					
на бурение (млн дол.)					
9 401	15 805	27 775	6 404	11 970	18 374
Доход со скважин,					
инвестируемый в бурение, %					
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
17,5	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
15,0	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	4,7
12,8	15,0	17,5	2,2	2,5	

Таблица 17.3. Перспектива нефтяной промышленности на 2003 г.: разведка, бурение, добыча

непрямых потерь. Кроме того, затраты на приведение отрасли в соответствие с предписаниями могут сразу составить 5 млрд дол., а в течение 5 лет возрасти до 14,2 млрд дол. По данным API, принятие предложений по контролю воздуха, воды, химических выбросов, закачивания под землю и утилизации промышленных отходов может привести в США к закрытию 171 000 нефтяных и 33 000 газовых скважин.

В настоящее время как в США, так и во многих других странах наблюдается тенденция к уменьшению числа регулирующих предписаний, сокращению вмешательства властей в рыночную деятельность. Проходивший в США под предлогом улучшения качества воздуха в некоторых зонах с высоким загрязнением эксперимент по внедрению бензина новой рецептуры показал, что многие не принимают новое вмешательство правительства в нефтяной рынок, как только начинают ощущать его результаты на своей чековой книжке, несмотря на то что это вмешательство провозглашено экологически полезным.

Это не циничное суждение; оно скорее предполагает, что когда неосведомленная общественность, уже встревоженная деятельностью и постановлениями правительства, обнаруживает неприемлемо высокую цену, связанную с правительственными мерами, она, естественно, начинает скрупулезно изучать соотношение затрат и пользы. И во все большей степени общество склонно подвергать сомнению выгоды от любых постановлений и законов, увеличивающих затратную часть хрупкой экономики в мире с постоянно возрастающей конкуренцией, в особенности если другие страны не придерживаются аналогичных мер.

Согласно общему мнению, на сегодняшний день нефть и газ в их разнообразных обычных формах будут преобладать в мировой энергетике на протяжении многих лет, возможно, большую часть грядущего столетия. Мало сомнений в том, что в течение примерно 20 ближайших лет, по мере вступления развивающихся стран в некогда исключительный клуб индустриально развитых стран, потребность в нефти и газе будет увеличиваться.

Даже при том, что большинство прогнозов предсказывает в течение следующих 20 лет значительный скачок потребности в нефти и более тесный баланс предложения и спроса, поскольку ограничения капитала не дадут странам — членам ОПЕК значительно увеличить добычу в обозримом будущем (табл. 17.1), скорее всего, долговременных резких скачков цен больше не будет. Это полезно и самой нефтегазовой промышленности, так как гарантирует общую здоровую перспективу и обещает долговременный рост. Как показывают табл. 17.2 и 17.3, даже в самом старом нефтедобывающем районе в США можно ожидать многих лет активности нефтегазовой промышленности.

10. В настоящее время трехмерную сейсмическую разведку рассматривают как ключевой инструмент для _____ и анализа его _____.

Упражнения к главе XVII

1. Почти столько же, сколько существует эта промышленность, звучат предупреждения о ее _____.
2. Недостаток нефти неизбежно ведет к _____, который, в свою очередь, служит стимулом к поиску новых запасов.
3. В период после 1986 г. суммарные запасы нефти оценивались в _____ бар.
4. Правильно ли утверждение: с момента коллапса цен на нефть в 1986 г. доказанные мировые запасы сырой нефти резко снизились.
5. Последнее пророчество о конце нефтяной промышленности берет начало от _____.
6. Десятилетие годы известны под именем _____ десятилетия.
7. Новые федеральные природоохранные предписания могут обойти американской разведочной и добывающей промышленности в _____ рабочих мест, а также _____ рабочих мест непрямым потерь.
8. Согласно большинству прогнозов, в течение следующих 20 лет потребности в нефти будут _____ (снижаться, сохраняться на том же уровне, повышаться).

Словарь терминов

Автоматический резервуарный уровень. Приспособление, показывающее уровень жидкости в резервуаре в соответствии с положением поплавка на одном конце тросика.

Активатор кислот. Активирующая добавка, ускоряющая или усиливающая химическое действие кислоты.

Акустический каротаж. Запись измерений прохождения ультразвукового сигнала через горную породу с целью выяснения литологии и пористости пластовых пород и их насыщения флюидами.

Алмазное долото. Буровое долото с промышленными алмазами, установленными на режущих кромках.

Анализ бурового раствора. Анализ промывочной жидкости и кусков выбуренной породы, выносимой на поверхность.

Анализ кернов. Анализ образцов породы, вырезанных в забойной зоне и поднятых на поверхность для исследований.

Антиклиналь. Складка горных пород, направленная вверх (в форме продолговатого купола), в которой может накапливаться нефть или газ.

Асфальтен. Любой из темных, твердых компонентов сырой нефти и битумов.

Баржа. Несамостоятельное морское судно, применяемое для перевозок, хранения материалов и установок складной буровой вышки при разработке морских месторождений.

Барит. Минерал, применяется как утяжелитель для повышения плотности бурового раствора.

Бапмак. Защитная плита.

Бентонит. Горная порода, обладающая высокой впитывающей способностью, состоящая главным образом из глинистых минералов и кремнезема; используют для приготовления бурового раствора.

Боковой отбор кернов. Вырезка образцов из стенки скважины и доставка их на поверхность для исследования.

Бурение с продувкой увлажненным воздухом. Бурение с применением жидкости низкой плотности, в которую специально вводятся пузырьки.

Бурильная колонна. Вращающаяся конструкция для бурения скважины, состоящая из ведущей бурильной трубы, воротника бура, стабилизатора и бурового долота.

Бурильная (буровая) труба. Стальная труба, к которой прикрепляется буровое долото.

Бурильное (буровое) долото. Режущий или абразивный инструмент или головка, присоединенная к бурильной трубе.

Буровая лебедка. Общее название подъемных, захватывающих, силовых, тормозных и прочих механизмов, применяемых на бурильной установке.

Буровая установка на фиксированной платформе. Буровая установка, прикрепленная к морскому дну сваями.

Буровое судно. Судно, оборудованное буровой установкой для бурения на глубокой воде.

Буровой журнал. Журнал бурового мастера, куда вносятся записи о закладке скважины, ее размере, долотах, использованных для бурения, глубине применения инструмента, пройденном расстоянии, установке обсадных труб и необычных условиях в стволе скважины.

Буровой раствор на водной основе. Буровой раствор, полученный на основе воды.

Буровой раствор на углеводородной основе. Буровой раствор, приготовленный на углеводородной основе (в виде масляной эмульсии).

Вахта. Рабочая смена буровой бригады.

Вдох (выдох). Циклическое нагнетание в скважину пара и/или горячей воды с целью стимулирования отдачи нефти.

Ведущая бурильная труба. Квадратный или шестигранный участок трубы, один конец которого соединен с буровым столом, а другой — с буровой трубой.

Вертикальная интеграция. Деловая активность, организованная для участия в последовательных промышленных процессах, например, нефтяная компания, добывающая, перерабатывающая, транспортирующая и продающая продукцию.

Водно-грязевой отстой (ВГО). Эмульсия сырой нефти, воды и осадка (твердых примесей).

Водонапорный режим. Истечение нефти из коллектора за счет давления воды, находящейся ниже добываемого продуктивного горизонта.

Водяная или газовая пробка. Рассчитанное количество жидкости, применяемое для вытеснения флюидов из коллектора.

Воротник бура. Тяжелое грубое соединение между бурильной колонной и буровым долотом.

Время запаздывания. Время, которое требуется для выноса выбуренных частиц породы со дна скважины на поверхность.

Вторичная добыча. Обычно относится к заводнению пласта для вытеснения коллекторных флюидов в скважину.

Выброс. Резкое повышение давления в скважине.

Выбуренная порода. Кусочки и обломки породы, получающиеся в результате бурения, которые выносятся на поверхность циркулирующим буровым раствором.

Вынос песка. Появление песка в скважинных флюидах.

Выпадение песка. Заполнение скважины песком, оседающим из добываемых жидкостей.

Вытеснение нефти из породы-коллектора. Энергия или сила в коллекторе, заставляющая коллекторные флюиды течь в сторону скважины и на поверхность.

Вышка. Конструкция, возводимая на промысле для монтажа бурильного оборудования и мачты для подъема и спуска бурильной и обсадной колонн.

Вязкость. Способность жидкости к течению.

Газлифт. Использование сжатого газа для снижения плотности нефти, что способствует подъему нефти со дна скважины на поверхность.

Газовая шапка. Сжатый природный газ в свободном состоянии, содержащийся в породах-коллекторе над более плотной жидкостью, например сырой нефтью.

Газовый бензин. Смесь легких жидких углеводородов, извлекаемая из природного газа или получаемая на устье скважины в виде конденсата.

Газовый фактор. Объем газа, полученного из скважины вместе с нефтью, отнесенный к объему нефти.

Газонапорный режим. Истечение нефти за счет расширения свободного сжатого газа, находящегося в коллекторе над жидкостью.

Гамма-каротаж. Запись результатов измерений естественной радиоактивности пласта для определения горных пород, составляющих пласт.

Гель. Вязкое вещество, которое способно образовывать эмульсию с водой или нефтью, чтобы суспендировать песок или другие расклинивающие материалы.

Гидрат (газовый гидрат). Вещество с кристаллической решеткой типа льда, включающее молекулы газа, закупоривает выкидные трубопроводы и транспортные газопроводы.

Гидроразрыв пласта. Обработка пласта, при которой в горной породе создают трещины для повышения ее проницаемости.

Главные производители. Крупнейшие американские нефтяные компании, например Exxon, Mobil, Texaco, Chevron и Amoco, которые добывают сырую нефть и газ, перерабатывают сырую нефть и поставляют продукты на рынок.

Глинистая корка. Слой бурового раствора и обломков буренных частиц, откладывающиеся на стенках ствола скважины.

Горизонтальная интеграция. Деловые операции в близких областях или поддерживающие операции.

Гравийный фильтр. Заполнение полости вокруг ствола скважины гравием для предупреждения обрушения скважины и/или попадания песка в добываемые флюиды.

Давление паров по Рейду. Мера давления паров, измеряемая в фунтах, — упругость паров бензина при 100°F.

Депрессия. Градиент давления между скважиной и областью вокруг нее, содержащей углеводороды.

Детергент (поверхностно-активное вещество). Химические добавки, снижающие поверхностное натяжение раствора.

Дезмульгатор (деэмульгирование). Химикат или химическая реакция, используемая для разрушения эмульсий сырой нефти с водой посредством снижения поверхностного натяжения масляной пленки, окружающей капельки воды.

Диаграмма муфтового локатора. Запись глубины и положения муфтовых соединений в бурильной колонне.

Добавка для борьбы с поглощением. Добавка в цемент для снижения потери цементного раствора при проведении цементирования.

Добавка для снижения трения. Добавка в цемент, помогающая установлению турбулентного режима при небольших скоростях вытеснения.

Добавка к цементу. Компонент, добавляемый к цементу для придания ему специального назначения или функции, например управление плотностью, сокращение потери жидкости, управление временем схватывания.

Добавки для снижения потери флюида. Добавка в цемент, снижающая скорость фильтрации для предотвращения потери флюида в процессе цементирования.

Долото режущего типа (рыбий хвост). Буровое долото с режущими зубьями (зубом) в форме рыбьего хвоста, бурение которым происходит посредством раз-

рывания и строгания, в особенности в мягких породах.

Желонка. Цилиндр в виде ведерка, используемый в канатном бурении для удаления выбуренной породы и глины из забойной зоны.

Жирный (обогатенный) газ. Природный газ, содержащий значительные количества родственных углеводородных жидкостей.

Журнал анализа образцов. Регистрация образцов пород, полученных из скважины в процессе бурения с разной глубины.

Журнал времени бурения. Журнал, в котором регистрируется время, необходимое долоту для прохождения данной скальной породы.

Заводнение. Нагнетание воды с добавками или без таковых для вытеснения коллекторных флюидов в створу скважины и улучшения нефтеотдачи.

Заглушка. Уплотнитель обсадной трубы скважины, служащий для отделения продуктивных участков ствола скважины от истощенных.

Заканчивание обсаживанием. Заканчивание скважины по средством установки обсадной колонны в стволе скважины.

Заканчивание с отсеканием воды или газа. Заканчивание скважины, при котором поступление воды и/или газа предупреждается вторичным цементированием и перфорированием.

Заканчивание с отсеканием песка. Заканчивание скважины, при котором предупреждается попадание песка, с помощью установки хвостовиков с щелевидными отверстиями или с перфорацией или гравийного фильтра.

Заканчивание скважины без обсаживания (без спуска обсадной колонны). Метод заканчивания скважины, в котором эксплуатационная колонна устанавливается над продуктивным участком, который остается необсаженным.

Заканчивание скважины со стационарным оборудованием.

В этом случае насосно-компрессорная колонна и устье скважины монтируются один раз за все время эксплуатации.

Замедленная кислота. Раствор для кислотной обработки, реакционная способность которого снижена, что обеспечивает ее более глубокое проникновение в пласт прежде чем она будет израсходована.

Замедлитель цемента. Добавка к цементу, замедляющая схватывание и облегчающая перекачивание цемента в глубоких, высокотемпературных скважинах.

Измерение наклона пласта. Регистрация наклона пласта в зависимости от глубины.

Измеритель бокового каротажа. Каротажный инструмент, в котором электрический ток заставляет протекать по пласту в радиальном направлении.

Изолирующий агент. Вещество, удаляющее ион металла из раствора (может быть хелатирующий или комплексобразующий агент).

Ингибитор кислот. Ингибирующая добавка, снижающая или замедляющая химическое действие кислоты.

Ингибитор коррозии. Добавка, вещество или способ обработки для прекращения или замедления коррозии.

Инклинометрия. Регистрация отклонений скважины от вертикали.

Интенсификация пласта. Обработка скважины или пласта для повышения отдачи нефти или газа, например гидроразрыв, кислотная обработка или очистка от песка.

Исправительное (вторичное) цементирование. Нагнетание цемента сквозь перфорацию, трещины и другие отверстия в стенке ствола скважины.

Исследование керна. Запись результатов анализа и литологии кернов в зависимости от глубины.

Источенная (малодобитная) скважина. Скважина, производящая ограниченное количество нефти, например, не более 10 бар./сут. (1,6 м³).

Каротаж (каротажная диаграмма). Сведения о геологическом строении, типе пластов и содержании углеводородов, получаемые при исследовании скважины с помощью специальных приборов и методов.

Каротаж канатный. Получение данных об условиях бурения или подземных особенностях с помощью приборов, приспособлений и инструментов, спускаемых в ствол скважины на стальных тросах или на кабельном канате.

Каротаж качества связи цемента. Запись, регистрирующая качество прикрепления цемента как к обсадной трубе, так и к окружающей породе.

Каротаж необсаженной скважины. Электрический каротаж, проводимый только на необсаженных скважинах.

Каротаж по радиоактивности. Измерение природной (фоновой) или наведенной радиоактивности в скважине для идентификации пород и флюидов пласта.

Каротаж с помощью радиоактивных изотопов. Регистрация перемещения веществ, помеченных радиоактивными изотопами, по пласту или по стволу скважины.

Каротаж электрический. Запись измерений электрических свойств пластов и пластовых флюидов.

Каротажная диаграмма диаметра скважины (кавернограмма). Запись диаметра (размера) скважины в зависимости от глубины.

Керноотборная головка. Специальная бурильная головка для вырезания и извлечения образцов породы со дна скважины.

Керноотборник. Специальная труба с режущей кромкой внизу для отбора образцов кернов со дна скважины.

Кислый (высокосернистый) газ. Природный газ, содержащий сравнительно большие количества серы, серосодержащих соединений и CO_2 и пригодный для продажи.

Кожух с окном. Кожух с застекленным окном снаружи резервуара, в котором подвешен тросик автоматического измерителя уровня, указывающий уровень жидкости в резервуаре.

Кольцевой зазор. Внутрискважинное пространство между бурильной колонной или обсадной трубой и стеной ствола скважины, или между насосно-компрессорной колонной и обсадной колонной или между кондуктором и насосно-компрессорной колонной и обсадной трубой.

Контракт по проходке. Контракт на бурение, оговаривающий оплату подрядчику за бурение на основании пробуренной глубины.

Контракт «под ключ». Контракт на бурение скважины, оговаривающий оплату подрядчику после окончания бурения и подготовки скважины для добычи.

Контролируемая кислотная обработка. Закачивание раствора кислоты по скважине в продуктивную зону, уравняемое минимальным количеством вытесняющей жидкости в насосно-компрессорной колонне и в стволе скважины.

Коррозия. Химическое или электрохимическое разрушение металла.

Купол. Очень короткая антиклиналь, свод которой снижается во всех направлениях, может проходить сквозь вышележащие пласты.

Литология. Описание горных пород на основании цвета, структуры, минерального состава и размера зерен.

Ловушка. Геологическая структура, препятствующая свободной миграции нефти и собирающая ее в ограниченном пространстве; в структурных ловушках нефть задерживается в результате структурных особенностей в породе-коллекторе (складка или сброс); в стратиграфических ловушках нефть накапливается вследствие изменения литологии (типа породы или пористости); комбинированные ловушки запирают нефть как из-за структурных, так и стратиграфических особенностей.

Лэндмен. Менеджер, ведущий дела с владельцами земель, включая составление арендных соглашений, потравок к арендным соглашениям и других необходимых договоров.

Материнский пласт (материнская порода). Место исходного отложения остатков растений и животных, не всегда совпадает с местом залегания нынешних отложений.

Матча. Подъемное устройство, поддерживаемое растяжками, для подвески деталей, используемых для бурения или для капитального ремонта скважин.

Межфазное натяжение. Поверхностное натяжение на границе двух жидкостей.

Механизированная (насосно-компрессорная) добыча. Механический способ добычи нефти в тех случаях, когда природной движущей силы недостаточно для ее извлечения.

Миграция. Движение углеводородов в горной породе; первичная миграция углеводородов в почве из материнского пласта в проницаемую породу.

Микроизмеритель бокового каротажа. Каротажный инструмент с одним центральным электродом и тремя кольцевыми электродами, расположенными вокруг центрального.

Микрокаротажный измеритель. Прибор для измерения удельного сопротивления с помощью электродов, установленных на небольшом расстоянии друг от друга на изолирующей подкладке.

Многозабойное заканчивание скважины. Заканчивание скважины, пробуренной в некоторой горизонтальной или близкой к горизонтальной конфигурации.

Многопластовое заканчивание скважины. Заканчивание скважины, в которой предусмотрена добыча пластовых флюидов из двух и более пластов или горизонтов.

Многоступенчатое цементирование. Цементирование нескольких горизонтов (интервалов) пласта за обсад-

ной колонной скважины с использованием соединений с отверстиями.

Нагнетание пара. Подача пара или горячей воды в скважину с целью повышения нефтеотдачи.

Наземное оборудование. Промысловое оборудование, используемое для добычи углеводородов и их полевой очистки.

Наклонно-направленное бурение. Невертикальное бурение скважин.

Наносы (покрывающий слой). Земля, лежащая поверх минеральных или прочих ценных отложений.

Напластования (пласты). Слой осадочных пород.

Направляющая труба. Обсадная труба большого диаметра, применяемая для поддержания скважины в открытом виде и перекачивания поднимающегося бурового раствора из ствола скважины в амбар для хранения.

Насосная штанга. Набор стальных стержней, соединяющих насос в насосно-компрессорной колонне с насосным подъемником на поверхности.

Насосно-компрессорная (эксплуатационная, лифтовая) рабочая колонна. Труба малого диаметра, используемая в качестве выкидного трубопровода внутри скважины.

Насыщенный солями цемент. Цемент, предназначенный для применения в засоленных пластах или в оглозениях, чувствительных к воде.

Независимый производитель. Нефтедобывающая фирма, не участвующая в вертикальной интеграции (не имеющая трубопроводов или нефтеперерабатывающих предприятий).

Нейтронный каротаж. Запись измерений искусственно создаваемой радиации (излучение нейтронов) внутри скважины для измерения содержания флюидов в пласте.

Неконтролируемая кислотная обработка. Нагнетание кислот в скважину, за которым следует нагнетание

вытесняющей жидкости, чтобы заставить кислоту проникать в пласт.

Несоляное напластование. Глубинная эрозийная поверхность, образованная при смещении, в результате которого происходит частичное уничтожение пластов, присутствующих в других местах.

Нефте(газо)проявление. Появление признаков нефти и газа в выбуренной породе, выносимой циркулирующим буровым раствором.

Нефтяной газ — газ, добываемый вместе с сырой нефтью. **Облегчающая добавка к цементу.** Добавка к цементу, снижающая плотность цементного раствора.

Обмер резервуара. Измерения резервуара и расчет объема, который может содержаться на каждом его уровне.

Образование «языков». Просачивание воды или газа в нефтеносный пласт в ходе добычи.

Обратный клапан. Клапан, пропускающий поток только в одну сторону.

Обсадная колонна (труба). Стальная труба, применяемая в скважинах для изоляции ствола скважины от пластовых флюидов и укрепления стенок ствола скважины.

Обычное заканчивание скважины с перфорируемой обсадной колонной. Заканчивание скважины посредством установок и перфорирования обсадной трубы в стволе скважины.

Одноступенчатое цементирование. Цементирование одного горизонта пласта за обсадной колонной скважины.

Опорно-геологическая (доразведочная) скважина. Разведочная скважина, которую бурят в зоне недоказанных запасов.

Оправка для съёмного клапана. Инструмент или приспособление для поддержки узла газлифтного клапана (может быть обычным, канатным эксцентрическим, концентрическим или капсульным, в кото-

ром оправка полностью окружает клапан). Служит для обеспечения тока либо по насосно-компрессорной, либо по обсадной колонне.

Определение притока в скважину. Определение продуктивности скважины с помощью измерения суммарного падения давления и падения давления на единицу длины сечения пласта, вскрытого скважиной во время притока при заданной скорости добычи.

Опробование пласта. Отбор образца жидкости из пласта при помощи устройства, спускаемого на буровых трубах (опробователь пласта).

Осадочная порода. Порода, образованная в результате последовательного отложения слоев материала на дне водоема, спрессованных под действием массы более поздних отложений.

Отбор кернов. Метод оценки пластов с помощью вырезания образцов породы в скважине и извлечение их на поверхность для исследования.

Отдаленная скважина (скважина, пробуренная за пределами разведанной площади). Скважина, пробуренная в непроверенной зоне, расположенной рядом с доказанной продуктивной зоной.

Отношение подвижности. Отношение подвижностей вытесняющего агента и вытесняемой жидкости (т.е. нефти) в пласте.

Отработанный кислота. Отработанный раствор для кислотной обработки.

Отстойник. Промысловый резервуар или танк, в котором могут разделяться водно-нефтяные эмульсии.

Оценка пласта. Оценка потенциального содержания углеводородов и состава геологического пласта с использованием методов анализа бурового раствора и выбуренной породы, отбора кернов и их анализа, каротажа приборами, спускаемыми в скважину на кабелях, бокового отбора кернов, исследования пласта приборами, спускаемыми на кабелях и на бурильных трубах.

Пакер. Расширяющаяся пробка, используемая для герметизации насосно-компрессорных колонн или секций обсадных колонн при цементировании, кислотной обработке или при изоляции участка пласта.

Пакерный метод. Способ управляемой кислотной обработки, в котором пакер не дает кислоте протекать по кольцевому зазору дальше, чем необходимо.

Переработка газа. Операции с природным газом, главная цель которых заключается в отделении жидкостей, содержащихся в газе.

Перфорационный каротаж (каротаж глубины перфорации). Регистрация глубины перфорации, обнаруженной на стенках обсадной колонны после перфорирования.

Перфорация (перфорировать). Прodelьвание отверстий в обсадной колонне на уровне продуктивного пласта для обеспечения притока в скважину.

Плоскость напластования. Поверхность, разделяющая индивидуальные слои или пласты в породе.

Плотность по API. Плотность (вес единицы объема) сырой нефти или иного жидкого углеводорода, определенная по шкале Американского института нефти.

Повреждение пласта. Состояние пласта вблизи ствола скважины, ухудшающее добычу.

Повышение нефтеотдачи пластов. Обычно относится к третичным методам добычи, изменяющим свойства коллектора для улучшения нефтеотдачи.

Подвеска обсадной колонны. Устройство для поддержки или подвеса обсадной колонны в стволе скважины. Обычно состоит из металлических зубцов, не позволяющих трубе соскользнуть.

Подготовка природного газа. Обработка природного газа, включающая разделение нефти и газа, деэмульгирование, очистку и удаление примесей (пыли, грязи, водяных паров и т.д.).

Поденный контракт (контракт дневной выработки). Контракт на бурение скважины, согласно которому ра-

бота подрядчика оплачивается на основании числа дней, необходимых для получения запланированной скважины.

Подтвержденные запасы. Обнаруженные углеводороды, пригодность которых для добычи доказана, но добыча еще не начата.

Полупогружная бурильная установка. Плавающая бурильная платформа, поддерживаемая подводными понтонами.

Попутный газ. Газ, добываемый вместе с нефтью из нефтяной скважины.

Порода-коллектор. Пористые осадочные породы, которые являются хранилищами мигрирующих углеводородов.

Пористость. Отношение объема пор к общему объему породы; обычно выражается в процентах.

Поры. Пустое пространство между отдельными зернами, которые составляют породу-коллектор; свойство нефтеносной породы.

Потери на трение. Потеря механической энергии из-за механического трения между движущимися частями.

Потеря бурового раствора. Потеря значительных количеств бурового раствора в породе, проходимой буровым долотом.

Право на поверхность. Право собственности на участок с одновременным правом собственности на недра этого участка или без оно.

Право на разработку недр. Право владения минералами, которые могут присутствовать в пределах владения.

Природный газ. Газообразная часть нефти, например смесь углеводородных газов и паров.

Пробное (пилотное) заводнение. Заводнение в пилотном масштабе для оценки технологии работ и прогноза эффективности заводнения.

Продуктивная толща. Продуктивный пласт.

Промывочный резервуар (отстойник). Емкость, в которой может разделяться водно-нефтяная эмульсия.

Проницаемость. Способность жидкости или газа перемещаться из одной поры в другую; степень взаимного соединения пор в породе, мера сопротивления движению жидкости сквозь нее.

Противовыбросовое устройство. Предохранительное устройство, устанавливаемое непосредственно над обсадной трубой или в стволе скважины, способное в случае аварии перекрыть его.

Расклинивающий наполнитель. Зернистое вещество, используемое, чтобы удержать раскрытыми трещины после удаления жидкости для гидроразрыва.

Расположение скважин. Географическое размещение скважин в соответствии с нормативными документами и/или инженерными рекомендациями.

Растворенный газ. Природный газ, растворенный в коллекторных флюидах, например в сырой нефти.

Реагент-комплексобразователь. Вещество, используемое для образования комплексного соединения с другим растворенным материалом.

Режим растворенного газа. Истечение нефти из коллектора, обусловленное расширением природного газа, растворенного в нефти.

Резервуарный парк. Промысловый сборник (полевое оборудование), в состав которого входят установки разделения и подготовки нефти и газа и приспособления для хранения.

Рейс (спуск-подъем). Выход (подъем) из скважины, замена долота и возвращение (спуск) буровой колонны в скважину. См. также **Спуско-подъемная операция**.

Реликтовая вода. Соленая вода, сохранившаяся от древнего водоема, в котором происходило отложение органических остатков, находящаяся в тех же участках нефтяного коллектора, что газ и нефть.

Роторное бурение. Бурение скважины с помощью долота, прикрепленного к бурильной трубе; на конце буровой колонны может находиться любое буровое долото.

Роялти. Доля прибыли от добычи нефти с участка за исключением затрат на разведку или добычу.

Самоподъемная буровая установка. Буровая установка с убирающимися опорами, которую можно поднимать или опускать для поднятия или установления буровой платформы.

Сброс. Разлом земной коры, сопровождаемый сдвигом одной стороны разлома по отношению к другой.

Свабирование (откачивание поршнем). Очистка скважины резиновым поршнем, прикрепленным к проволочному канату.

Свободный газ. Природный газ, находящийся в свободном состоянии и содержащийся в коллекторе над более плотной жидкостью, например сырой нефтью.

Сервисная (подъемная) установка. Специализированное оборудование для капитального ремонта для извлечения оборудования из скважины и возврата скважины в производство.

Сжиженный нефтяной газ. Легкие углеводороды (смесь товарных пропана и бутана), сжиженные в специальном процессе.

Сжиженный природный газ. Газ (главным образом метан), сжиженный посредством охлаждения и сжатия.

Синклиналь. Складка горных пород, направленная вниз, в которой складчатые слои могут образовывать ловушки для накопления нефти или газа.

Система промывки буровым раствором. Оборудование, состоящее из амбара для хранения бурового раствора и элементов системы циркуляции.

Скважинный перфоратор. Устройство для проделывания отверстий в установленной обсадной колонне.

Складка. Изгиб, искривление или деформация (вверх или вниз) слоистой горной породы без разлома или сдвига.

Складная консольная вышка (сладывающаяся вышка-деррик). Наземная буровая установка, которую собирают на земле, а затем поднимают в вертикальное положение; ее мачта-деррик имеет опоры, прикрепленные к базе на шарнирах, так что вышку можно снимать и перевозить без разборки.

Складской резервуар (резервуар-хранилище). Резервуар для хранения нефти на промысле.

Скребокная пробка. Пробка для нефтяной насосно-компрессорной колонны, способная соскребать буровой раствор и обломки выбуренной породы с внутренних стен колонны в процессе установки.

«Сладкий» (малосернистый) газ. Природный газ, содержащий незначительное количество серы, серосодержащих соединений и CO_2 .

Смачиваемость. Способность твердой поверхности смачиваться при контакте с жидкостью.

Снижение проходки. Изменение скорости проходки в ходе бурения.

Собственный потенциал (потенциал самопроизвольной поляризации). Величина электрического напряжения природного материала.

Совместное производство тепла и электроэнергии. Одновременное производство электроэнергии и промышленного пара или тепла.

Сопротивление. Свойство, способность (или тенденция) препятствовать протеканию электрического тока, различное в пластах различного состава.

Спуск-подъемная операция. Удаление бурильной колонны из ствола скважины, либо его введение в ствол скважины, либо обе операции, необходимые для замены бурового долота. Последовательность операций, включающая извлечение из скважины, заме-

ну долота и возвращение в скважину, называется рейсом. *См. также Рейс.*

Стол бурового ротора. Вращающаяся часть буровой полки, превращающая мощность двигателя во вращательное движение буровой колонны.

Стук заглушки. Повышение давления цементирующего раствора, обнаруживаемое, когда верхняя заглушка достигает муфты с обратным клапаном (ударяется об него).

Ступенчатое разделение. Последовательное использование нескольких сепараторов газа и нефти для изменения плотности нефти по API и газового фактора.

Сухая (непродуктивная) скважина. Неперспективная скважина или скважина, в которой нефти не обнаружено.

Сухой (остаточный) газ. Газ, остающийся после переработки природного газа и отделения жидкостей и пригодный для продажи.

Сухой (тощий) газ. Природный газ, содержащий незначительные количества родственных нефтяных жидких компонентов.

Сырая нефть. Неочищенная нефть, т.е. нефть в том виде, в каком она добывается из скважины.

Таблица измерения емкости резервуара. Зависимость емкости резервуара от уровня жидкости в нем, выраженная в табличной форме.

Термические методы ПНП. Третичный метод добычи нефти, при котором коллектор подвергается тепловой обработке, включая воспламенение пластовых флюидов, нагнетание пара и др.

Термограмма скважины (термокартаж). Регистрация изменения температуры в скважине от глубины.

Третичная добыча. Интенсивные методы добычи нефти, при которых свойства нефти в коллекторе изменяются с целью повышения нефтеотдачи.

Трещина (линия кливажа). Разлом или разрыв в поверхности горной породы без заметного смещения или сдвига породы.

Тяжелая нефть. Сырая нефть плотностью 20°API или менее.

Углеводородные материалы. Общее название углеводородов, таких как сырая нефть, природный газ, газовый конденсат и продукты их переработки.

Ударно-канатное (канатное) бурение. Способ бурения отверстия в земле посредством многократных ударов о землю остроконечного стального долота, подвешенного на проволоочном канате.

Ускоритель цемента. Добавка к цементу, способствующая его схватыванию и сокращающая время ожидания затвердевания.

Устье скважины. Соединение обсадной трубы с противовыбросовым устройством или с фонтанной арматурой, закрепленными болтами или приваренными к направляющей трубе или кондуктору.

Утяжелитель. Вещество, добавляемое в буровой раствор для увеличения его удельного веса, например барит.

Утяжеляющие добавки. Добавки к цементу, увеличивающие плотность цементного раствора.

Фонтанирование. Неконтролируемое извержение газа и/или нефти из скважины.

Фонтанная арматура. Конструкция из клапанов и задвижек на головке обсадной колонны, через которую осуществляется добыча из скважины.

Хелатообразующий агент. Органическое соединение, атомы которого образуют многочисленные связи с металлами в растворе.

Цементирование. Закрепление обсадной колонны на стенке ствола скважины и отсечение избыточных флюидов от попадания в ствол скважины посредством нагнетания цементного раствора по обсадной трубе и вверх по кольцевому зазору.

Шарошечное буровое долото (долото для твердых пород). Инструмент для сверления породы, состоящий из сваренных между собой стержней, образующих конус; на каждый стержень насажено коническое колесо с режущими зубьями.

Эксплуатационная обсадная колонна. Зацементированная обсадная колонна, через которую поступает нефть из пласта.

Эксплуатационное бурение. Бурение скважин в зоне залежей, продуктивность которых уже доказана.

Электропроводность. Свойство, тенденция или способность проводить электрический ток, меняющаяся в зависимости от состава пласта.

Эмульсионный буровой раствор. Буровой раствор, смешанный на основе нефтяной эмульсии.

Предметный указатель

А

- Абразивно-струйная обработка
(abrasive jet cleaning).
См. Методы воздействия
на пласт
- Абсорбция (absorption method).
См. Методы переработки газа
- Адсорбция (adsorption method).
См. Методы переработки газа
с вымораживанием
- Азот (nitrogen) 11
- Активирующие добавки
(intensifiers). См. Кислотная
обработка

- Активы компаний (assets
production of companies)
46—47. См. также Запасы;
Добыча (компаний)
- Акустический каротаж
(acoustic logging) 130
- Акционерный капитал компании
(equity company). См. Чистая
прибыль

- Алмазное долото
(diamond bit). См. Долото
алмазное
- Анализ (analysis)
бурового раствора
(mud logs). См. Каротажные
диаграммы

- время бурения
(drilling time analysis) 86
образцов (sample logs).
См. Каротажные диаграммы
тенденций (trend analysis)
340—349

- Антиклиналь (anticlines) 70
- Аренда (lease) 80
- Арендный бонус
(lease bonus) 80

Б

- Балансирная насосная установка
(beam pumping units)
205—209

- Баржа (barge) 102
- Безводная кислота (dry acid).
См. Кислотная обработка:
кислотные добавки
- Бентонит (bentonite) 109
- Беспулевой перфоратор
(jet perforator).

- См. Перфоратор беспулевой
- Ближний Восток
(Middle East) 25
- Бой поршня по жидкости (fluid
rounding). См. Осложнения
при добыче: отказ
оборудования

- Боковой
каротаж (laterolog) 125
микрокаротаж
(microlaterolog) 127
отбор керна (sidewall coring).
См. Отбор керна боковой
ствол скважины
(laterals borehole) 153

- Бурение (drilling)
влажным воздухом
(mist) 109
направленное
(directional drilling).
См. Направленное бурение
роторное (rotary drilling).
См. Способы бурения

- Бурение (продолжение)
с отклонением от оси
(extended-reach).
См. Горизонтальное
бурение
- с пенообразным материалом
(foam) 109
- скважин подрачиком
(contract operations) 87
- ударно-канатное
(cable-fool drilling).
См. Способы бурения
эксплуатационное
(development drilling) 85
- Бурильная колонна (drillpipe).
См. Бурильная труба
106—107
- Буровое долото (drilling bit)
См. Долото буровое

В

- Ведущая бурильная труба
(kelly) 106
- Великая депрессия
(depression era) 15
- Величина насыщения флюидами
(magnitude fluid saturation).
См. Заводнение
- Виды химического воздействия
на пласт (chemical simulation
check sheet) 283—289
- Водонапорный режим
(water drive) 76, 176
- Воспламенение пластовых
флюидов (in situ combustion)
312—313

- Время (time)
запаздывания (lag) 116
затвердевания цемента
(waiting-on-cement) 171
- Вставной насос (insert pump).
См. Насос вставной
- Вторая мировая война
(World War II) 17—18
- Вторичное цементирование
(secondary cementing)
143, 170
- Вулканическая порода
(igneous rock). См. Порода
вулканическая
- Выброс из скважины
(blowout from well) 106
- Вымораживание природного газа
(refrigeration method).
См. Методы переработки газа

- Бурение (продолжение)
с отклонением от оси
(extended-reach).
См. Горизонтальное
бурение
- с пенообразным материалом
(foam) 109
- скважин подрачиком
(contract operations) 87
- ударно-канатное
(cable-fool drilling).
См. Способы бурения
эксплуатационное
(development drilling) 85
- Бурильная колонна (drillpipe).
См. Бурильная труба
106—107
- Буровое долото (drilling bit)
См. Долото буровое
- Буровое оборудование
(drilling equipment) 101—110
- способы бурения
(drilling methods) 103—108
- Буровое судно (drillship) 103
- Буровой журнал (driller's log).
См. Каротажные диаграммы
- Буровой подрачик
(drilling contractor) 86—87
- Буровой раствор
(drilling fluids) 108—110
- глинистый (clay mud) 109
на основе воды
(water-base mud) 109
на углеводородной основе
(oil-base mud) 109
- Буровой шлам (cuttings rock)
107, 116
- Буровые работы
(drilling operations) 85—89
- Буровые установки (rig types)
101—103
для морского бурения
(offshore rig) 101—103
имеющиеся (rig fleet) 41—43

- Вынос песка (sand production) 146
- Высота подъема цемента (top of cement) 174
- Вытеснение нефти (displacement process) 175—176, 178
- Г**
- Газ (gas) бедный (lean) 316 жирный (het). См. Газ обогащенный
- малосернистый (sweet) 316
- нефтяной (casinghead) 317 сжиженный (liquefied petroleum) 318
- обогащенный (rich) 316
- остаточный (residue) 317
- растворенный (solution) 76
- свободный (free) 76
- сухой (dry). См. Газ бедный
- тощий (lean). См. Газ бедный
- Газлифт (gas lift) 186, 187—195
- камерный (chamber lift) 193
- непрерывный поток (continuous flow) 189—194
- периодический поток (intermittent flow) 192, 194—195
- Газовая промышленность (natural gas industry) 34—44
- Газовый бензин (natural gasoline) 318—319
- Газовый фактор (gas-oil ratio) 241
- Газодобыча компании (gas production of company) 58—59
- Газоконденсат (natural gas liquid) 47
- Газонапорный режим (gas-cap drive). См. Режим газонапорный

- Глубинные насосы (subsurface pumps). См. Насосы глубинные
- Головка обсадной колонны (casinghead) 172, 246—248
- Горизонтальное бурение (horizontal drilling). См. Технология новая
- Горячая кислота (hot acid). См. Кислотные добавки
- Государственная собственность (public domain) 84
- Государственное регулирование (regulations) 100
- Градиент давления (pressure gradient) 149
- Д**
- Давление (pressure) в пласте (formation) 121—122 в скважине (downhole) 121—122
- Движение земной коры (earth movements) 72—73
- Демократизация (democratization) 64
- Депрессия (pressure sink) 149
- Деррик (derrick) 107
- Дезмультизаторы (demulsifiers). См. Кислотная обработка: кислотные добавки
- Диаграмма (log) диаметра скважины (caliper) 130 инклинометрии (dipstick) 132 исследования керна (core). См. Каротажные диаграммы
- положения муфты (collar locator) 132
- «Дикая кошка» (wildcat well). См. Поискково-разведочная скважина
- Диоксид углерода (carbon dioxide) 317, 322. См. также Нагнетание диоксида углерода
- Дисконтирование (discounting) 186
- Добавка (additive) для борьбы с поглощением (lost-circulation) 172 для снижения потерь флюида (fluid-loss) 172 для снижения трения (friction-reducing) 172 к цементу (cement). См. Цементирование
- облегчающая (lightweight) 172 утяжеляющая (heavyweight) 172
- Добывающий коллектор (production manifold) 160
- Добыча компаний (productivity of companies). См. Активы компаний
- нефти вторичными методами (secondary recovery) 299
- штанговыми насосами (sucker rod pumping) 199—203. См. также Балансирные насосные установки; Насосы глубинные; Насосы штанговые
- Доломит (dolomite) 66, 73
- Долото (bit) алмазное (diamond) 104, 106, 107 буровое (drilling) 104, 106, 107 колонковое (core) 133—134 режущего типа (drag) 107 шарошечное (rolling-cutter) 107
- Е**
- Естественная продуктивность (natural flow) 183

Ж

Желонка (bailer) 104
 Жидкости для гидроразрыва
 (fracturing fluids) 295—296
 Жидкости природного газа
 (natural gas liquids)
 47, 317—319. *См. также*
 Бутан; Газовый безин;
 Пропан; Сжиженный
 нефтяной газ; Этан
 Жидкостная магистраль
 (fluid transports) 292
 Жирный газ (wet gas).
См. Газ обогащенный

З

Заводнение (waterflooding
 operations) 299—308
 величина насыщения
 флюидами (magnitude
 of fluid saturation) 303
 геометрия коллектора
 (reservoir geometry) 300
 глубина коллектора
 (reservoir depth) 300—301
 источники воды
 (water sources) 303—304
 литология (lithology) 300
 остаточная нефть
 (residual oil) 307
 подготовка воды
 (water treating) 306—307
 пористость (porosity) 301
 проницаемость
 (permeability) 301.
См. также Проницаемость
 равномерность напластования
 (continuity) 302—303
 расположение скважин
 (waterflood patterns)
 304—306
 свойства флюида
 (fluid properties) 303

Заглушка цементировочная
 (cementing plug).
См. Цементирование
 Заканчивание скважины
 (completing the well)
 138—156
 без обсаживания (open-hole
 completion) 150—153
 в двух горизонтах
 (dual completion) 144—145
 многозбойное (drainhole)
 153—154, 156
 моноопластовое (multi-zone)
 144—146
 повторное (recompletion) 144
 с отсеканием воды
 (water-exclusion) 148—150
 с отсеканием газа
 (gas-exclusion) 148—150
 с отсеканием песка (sand-
 exclusion) 146—148, 155
 с перфорацией обсадной
 колонны (perforated casing)
 138—143
 свабирование (swabbing) 143
 со стационарным
 оборудованием permanent)
 143—144
 Залегание нефти
 (occurrence petroleum).
См. Продуктивный пласт
 Замедленная кислота (retarded
 acid). *См. Кислотные*
 добавки: кислота замедленная
 Замедлитель схватывания
 цемента (retarder) 172
 Занятость в промышленности
 (employment in industry) 51
 Запасы компаний
 (reserves of companies).
См. также Активы
 компаний
 газа (of gas) 56—57
 нефти (of oil) 25, 52—55
 Заполнение гравием
 (gravel packing) 143

Запрет на экспорт нефти
 (oil embargo) 33
 Затраты компаний (spending
 drilled of companies) 50—51
 Защитная площадь
 (protective acreage) 80
 Земледелец (landowner)
 80, 83, 84
И
 Известняк (limestone) 66
 Измерение
 наклона пласта (dip/dip
 meter log) 132
 объема добычи (gauging/meter-
 ing production) 257—259.
См. также Обмер резер-
 вуара; Установка автомати-
 ческой отгрузки нефти
 Измерительные устройства
 (gauging) 258
 Изображение подземных
 структур (subsurface imaging)
 337—338
 Изолирующие агенты
 (sequestering agents) 307
 Ингибиторы (inhibitors).
См. Кислотная обработка:
 кислотные добавки
 коррозии
 (corrosion inhibitor) 307
 Интегрированные компании
 (integrated companies).
См. Компания
 интегрированная
 Интенсификация притока
 (well stimulation) 152
 Иранская революция
 (Iranian revolution) 32
 Испытание скважин (well testing).
См. Методы добычи нефти
 Историческое развитие
 нефтяной промышленности
 (historical development of
 petroleum industry) 12—18

Источники воды (water sources).
См. Заводнение

К
 Кавернограмма (caliper log).
См. Диаграмма диаметра
 скважины
 Кайнозойская эра (cenozoic eras).
См. Эра Кайнозойская
 Камера газлифтного клапана
 (gas lift mandrel) 262
 Камерный газлифт (chamber lift).
См. Газлифт камерный
 Канатный каротаж (wireline
 logging). *См. Каротаж*
 канатный. *См. также*
 Каротажные диаграммы
 Капитальный ремонт скважины
 (workover operations)
 267—269
 Карбонат (carbonate) 66
 Каротаж канатный
 (wireline logging) 123—129
 кривая нейтронного каротажа
 (neutron curve) 129
 нейтронный (neutron log) 129
 необсаженной скважины
 (open-hole logs) 124
 перфорационный
 (perforation log) 132
 по давлению (pressure log)
 121—122
 по радиоактивности
 (radioactive logs) 127—129
 электрический
 (electrical logs) 123—127
 Каротажные диаграммы
 (well logs) 112—132
 анализ бурового раствора
 (mud logs) 117—120
 анализ образцов (sample log)
 116—117
 буровой журнал (driller's log)
 112—116

- Каротажные диаграммы**
(*продолжение*)
исследование керна (core log) 122—123
канатный каротаж (wireline logging). См. Каротаж канатный
каротаж по давлению (pressure log). См. Каротаж канатный
качества связи цемента (cement bond log) 132, 139, 174
приборы для каротажа (logging devices) 129—132
Каротажный зонд (sonde) 124
Качалка (beam pumping units). См. Балансирная насосная установка
противовес (counterbalance) 207—208
- Кислород** (oxygen) 11
- Кислота** для удаления бурового раствора (mud removal acid) 290
- Кислотная обработка**
(acidizing) 270—291
кислотные добавки (acidizing additives) 278—282, 290, 291
активирующие (intensifiers) 279
деэмульгаторы (demulsifiers) 280
ингибиторы (inhibitors) 278—279
кислота безводная (dry acid) 291
горячая (hot) 281—282
для удаления бурового раствора (mud removal) 290—291
замедленная (retarded) 282
контроль силикатов (silicate control) 280—281
- Кислотная обработка:** кислотные добавки (*продолжение*)
очищающий раствор (cleaning solutions) 291
поверхностно-активные вещества (surfactants) 279—290
удержание железа (iron retention) 290
методики (treating techniques) 272—278
контролируемая кислотная обработка (controlled acidizing) 272, 275
неконтролируемая кислотная обработка (uncontrolled acidizing) 272—275
оборудование (equipment) 272
предварительные испытания (preliminary testing) 271
ступенчатая (stage) 277—278
Классификация (classification) нефти (of petroleum) 76—77
скважин по методу подъема (of well by lift type). См. Методы добычи нефти цементов (of cement). См. Цементирование
Колонковое долото (core bit). См. Долото колонковое
Кольцевой зазор (annulus) 139
Комбинированная ловушка (combination trap). См. Ловушка комбинированная
Компания (company) интегрированная (integrated) 45, 47
неинтегрированная (nonintegrated) 45, 47
Standard Oil 12, 13
Комплексообразователи (complexing agents) 290
Компьютерный анализ бурения (computer analysis of drilling data) 121

- Кондуктор (surface casing). См. Обсаживание скважины
Конкуренция (competition) 13, 15
Контракт «под ключ» (turnkey contract) 88
по проходе (footage-rate contract) 88
поленный (day-rate contract). См. Поленный контракт
Контролируемая кислотная обработка (controlled acidizing). См. Кислотная обработка: контролируемая
Контроль силикатов (silicate control). См. Кислотная обработка: кислотные добавки
Коррозия (corrosion) 266—267
Кривая нейтронного каротажа (neutron curve). См. Каротаж нейтронный
Крупномасштабная обработка нагнетанием (large volume injection treatments). См. Методы воздействия на пласт
Кумулятивный перфоратор (shaped-charge perforator). См. Перфоратор
Купол (dome) 71
- Л**
Лидеры (leaders) по добыче, компании (production, company) 62—63
по запасам, компании (reserves, company) 62—63
Линейный заряд (string shots). См. Методы воздействия на пласт
Линия кливажа (joints) 71
Литология (lithology). См. Заводнение
- Ловушка (trap) 70, 73—74
комбинированная (combination trap) 73
свободной воды (free-water knockout). См. Методы обработки
стратиграфическая (stratigraphic trap) 73
структурная (structural trap) 73
Лэндмен (landman) 80
- М**
Максимальная эффективная норма отбора (maximum efficient rate) 179—180
Малосернистый газ (sweet gas). См. Газ малосернистый
Масляные гидравлические системы (power oil systems) 221—225
замкнутые (closed) 225, 226
масляный насос (power oil pump). См. Насос масляный
открытые (open) 221, 224
струйный насос (jet pump). См. Насос струйный
Мастер буровой установки (toolpusher) 87
Материалы для гидроразрыва (fracturing materials). См. Гидроразрыв пласта
Материнский пласт (source beds). См. Пласт материнский
Мачтовая вышка (mast) 107
Мезозойская эра (mesozoic era). См. Эра Мезозойская
Метаморфическая порода (metamorphic rock). См. Порода метаморфическая
Метод (method) радиоактивных изотопов (radioactive tracer survey) 132, 150

- Метод (*продолжение*)
 селективных электродов (selective electrode) 277
- Методы воздействия на пласт (stimulation methods) 270—298
 абразивно-струйная обработка (abrasive jet cleaning) 298.
См. также Гидроэрозия пласта;
- Кислотная обработка крупномасштабная обработка нагнетанием (large volume injection treatments) 298
- линейный заряд (string shots) 296
- повторная перфорация (reperforation) 297
- стеклянная дробь (marble shots) 297
- торпедирование (well shooting) 296
- удаление парафинов (paraffins removal) 298
- Методы добычи нефти (production methods) 182—243. *См. также* Газлифт; Насосы гидравлические глубинные; Насосы штанговые
- испытание скважин (well testing) 241, 244
- классификация скважин по методу подъема (well classification by lift type) 183—184
- механизированная добыча (artificial lift) 184, 186—244. *См. также* Насос с поступательным движением полости;
- Оборудование скважины
- плунжерный лифт (plunger lift) 186, 195—199
- установки гидравлические (hydraulic pumping) 211
- Методы добычи нефти: установки (*продолжение*)
 пневматические (pneumatic pumping) 209—214
 роторные (rotary units) 214, 215, 216
 электрические погружные насосы (electric submersible pumps) 230—239
- Методы обработки (treatment methods) 251—254
 ловушка свободной воды (free-water knockout) 254, 255
 осушка природного газа (dehydrating natural gas) 251
 отстойник (gun barrel) 254, 256
 подготовка нефти (oil treating) 252
 установка для обработки воды (water treater) 252—254
- Методы переработки газа (gas processing methods) 319—321
 абсорбция (absorption) 320
 адсорбция (adsorption) 321
 с вымораживанием (refrigeration absorption) 321
- вымораживание (refrigeration) 321
- Методы разделения (separations methods) 249—251
 сепараторы (separators) 249—251
- Механизированная добыча (artificial lift) 184, 186
 ограничения (limitations of) 243
 сравнение (comparison of) 242
- Механизированный лифт (artificial lift). *См.* Механизированная добыча. *См. также* Газлифт; Насосы гидравлические; Насосы штанговые;

- Плунжерный лифт; Установки гидравлические; Установки пневматические; Установки роторные; Насосы электрические
- Механизмы нефтедобычи (oil recovery mechanisms) 175—177
- Миграция (migration) газа (gas migration) 68—70
 нефти (oil migration) 68—70
- Микрокарагж (microlog) 125
- Многозбойное заканчивание скважины (drainhole completion). *См.* Заканчивание скважины многозбойное
- Многопластовое заканчивание (multi-zone completion). *См.* Заканчивание скважины многопластовое
- Многоуровневый перфоратор (retreivable gun). *См.* Перфоратор многоуровневый
- Многоступенчатый насос (multistage pump). *См.* Насос многоступенчатый
- Морская буровая установка (offshore rig). *См.* Буровые установки
- Муфта с обратным клапаном (float collar). *См.* Обсаживающие скважины
- МЭНО. *См.* Максимальная эффективная норма отбора
- Н**
- Нагнетание в пласт (flooding, injection) диоксида углерода (carbon dioxide flooding) 308, 311—312
 пара (steam injection) 308, 312
- Нагнетание в пласт (*продолжение*)
 растворов ПАВ (surfactant flooding) 308—309
 растворов полимеров (polymer flooding) 308—309
 смешивающихся с нефтью жидкостей (miscible methods) 311—312
 химических растворов (chemical flooding) 308—310
 щелочных растворов (alkaline flooding) 308, 310
- Наземное оборудование (surface equipment) 98, 99, 234—235, 245—249. *См. также* Измерение объема добычи; Методы обработки; Методы разделения
- складские резервуары (storage tanks) 254—256.
См. также Устье скважины
- Накладная (run ticket) 259
- Накопление нефти (accumulation retroleum). *См.* Продуктивный пласт
- Направленное бурение (directional drilling) 153
- Направляющая обсадная труба (conductor pipe). *См.* Обсаживающие скважины
- Направляющий башмак (guide shoes). *См.* Обсаживание скважины
- Насосно-компрессорная колонна (tubing string) 182, 203
- Насосное оборудование (pumping equipment) 221, 223—229
- Насосы (pumps) в обсадной трубе (casing pumps) 205
 вставной (insert pumps) 203
 глубинный гидравлический (hydraulic pumping subsurface) 214—230

- Насосы (*продолжение*)
 глубинный штанговый (subsurface sucker rod pumps) 203—205
 Кобе (Kobe pumping units) 217—220
 масляный (power oil pump) 225
 многотупенчатый (multistage pump) 205
 пневматический (pneumatic pumps). См. Методы добычи нефти. См. также Переработка на поверхности: гидравлические системы с вращением и колесным домкратом (cable-wind/wheel-jack units) 212. См. также Электрические погружные насосы
 с поступательным движением полости (progressive cavity pumps) 214—215
 скважинный (bottomhole pumping units) 221—223
 струйный (jet pump) 225
 трубный (tubing pump) 203
 штанговый (sucker rod pumps) 199—214
 Насыщенность (saturation) водой (water) 150
 флюидами (fluid) 303
 Независимые производители (independents). См. Структура нефтяной промышленности
 Неинтегрированные компании (nonintegrated companies). См. Компании неинтегрированные
 Нейтронный каротаж (neutron log). См. Каротаж нейтронный
 Неконтролируемая кислотная обработка (uncontrolled acidizing). См. Кислотная обработка: неконтролируемая
 Непродуктивная скважина (dry well). См. Сухая скважина
- Неразработанный участок (undeveloped property) 80
 Несогласное напластование (unconformities) 72
 Неуплотненный пласт (unconsolidated formation) 146
 Нефтехимия (petrochemicals) 18
 Нефтяная промышленность (petroleum industry) историческое развитие (historical development) 12—18
 новейшая история (recent history) 32—34. См. также Структура нефтяной промышленности
 общие сведения (overview) 11—44
 природный газ, новейшая история (recent natural gas history) 34—44
 экономические аспекты (economic aspects) 18—25
 Нефтяной газ (casinghead gas). См. Газ нефтяной
- О**
 Облегчающая добавка (lightweight additive). См. Добавка облегчающая
 Обмер резервуара (tank strapping) 258
 Обогащенный газ (rich gas). См. Газ обогащенный
 Оборудование (equipment) для гидроразрыва (fracturing). См. Гидроразрыв пласта
 для кислотной обработки (acidizing) 272
 наземное (surface). См. Наземное оборудование
 насосное (pumping). См. Насосное оборудование
 скважины (equipping the well) 182—183

- Обратный клапан (back-pressure valve) 164
 Обсадная колонна-хвостовик (liner strings) 146—148, 161—163
 Обсаживание скважины (casing of well) 157—165
 вспомогательное оборудование (accessories) 163—165
 кондуктор (surface casing) 158—161
 муфта с обратным клапаном (float collars) 164
 направляющая труба (conductor pipe) 158—159
 направляющий башмак (guide shoes) 163. См. также Обсадная колонна-хвостовик
 оборудование (casing accessories) 163—165. См. также Цементирование промежуточной обсадной колонны (intermediate casing) 161
 скребок (scratcher) 164, 165. См. также Устье скважины; Фонтанная арматура
 центратор (centralizer) 164
 эксплуатационная обсадная колонна (production casing) 139, 163
 Одноразовый перфоратор (expirable gun). См. Перфоратор одноразовый
 Одностадийное цементирование (single-stage cementing). См. Цементирование
 Оконтуривание месторождения (field delineation). См. Технология новая
 Опробование пласта (drillstem tests). См. Оценка пласта скважины (well testing) 241, 244
- Осадочная порода (sedimentary rock). См. Порода осадочная
 Осложнения при добыче (production problems) 260—267
 капитальный ремонт скважины (workover operations) 267—269
 отказ оборудования (equipment failure) 260—264
 бой поршня по жидкости (fluid rounding) 262—264
 подъемная установка (pulling unit) 260—261. См. также Проблемы в скважине
 утилизация соленой воды (salt water disposal) 267
 Остаточная нефть после заводнения (residual oil after waterflood). См. Заводнение
 Остаточный газ (residue gas). См. Газ остаточный
 Осушка природного газа (dehydrating natural gas). См. Методы обработки
 Отбор керн (coring) 132—135
 боковой (sidewall) 135
 стандартный (conventional) 133—135
 Отдел по освоению участка (land department) 79—81, 84
 Отказ оборудования (equipment failure). См. Осложнения при добыче
 Относительная проницаемость (relative permeability). См. Свойства флюида
 Остойник (gun barrel) 254, 256
 Оценка числа скважин (estimating number of wells) 92—93
 пластов (formation evaluation) 111—135. См. также Каротажные диаграммы; Отбор керн

- Оценка: пластов (*продолжение*)
 опробование пласта (drift test) 135—137
 Очищающий раствор (cleaning solutions). См. Кислотная обработка: кислотные добавки
- П**
- Пакер (packer) 145
 Пакерный метод (packer acidizing) 276—277.
 См. также Контролируемая кислотная обработка
 Палеозойская эра (paleozoic era). См. Эра Палеозойская
 Параметры цементирования (cementing program). См. Цементирование
 Парафин (paraffin) 265—266
 ПВУ. См. Противовыбросовое устройство
 Первичное цементирование (primary cementing). См. Цементирование
 Переработка на поверхности и насосное оборудование (surface treatment and pumping equipment) 221—230
 гидравлические масляные системы (hydraulic power oil systems) 221—225
 насосы (hydraulic jet pumping units) 225, 227—228
 Переработка природного газа (natural gas processing) 315—326. См. также Методы переработки
 совместная выработка тепла и электроэнергии (cogeneration) 322—326
 терминология (terminology) 316—317
- Переработка природного газа (*продолжение*)
 экономические факторы и примеси (economics and contaminants) 321—322
 Периодический поток (intermittent flow) 194—195
 Перфоратор
 (perforating gun) 141
 беспулевой (jet perforator) 141—142
 кумулятивный (shaped-charge perforator) 141
 многозарядный (retrievable gun) 141
 одноразовый (expirable gun) 141
 Перфорационный каротаж (perforation log). См. Каротаж перфорационный
 Перфорация (perforating) 139
 пулевая (bullet perforation) 141
 Пескообразование (sandling) 264
 Песчаник (sandstone) 66, 74
 Пласт (strata/beds) 70—71
 материнский (source beds) 68
 неуплотненный (unconsolidated formation).
 См. Неуплотненный пласт
 продуктивный (productive formation). См. Продуктивный пласт
 Пластозакрупняющие материалы (plugging agents) 277
 Плотность (density)
 бурового раствора (mud weight) 109
 по API (API gravity) 76—77, 241, 244
 пространственного изображения (density of coverage) 336—337
 Плунжерный лифт (plunger lift). См. Методы добычи нефти

- Пневматические установки (pneumatic pumping). См. Установки пневматические
 Поверхностно-активные вещества (surfactants). См. Кислотная обработка: кислотные добавки
 Повреждение пласта (formation damage) 109, 265
 Повторная перфорация (reperforation). См. Методы воздействия на пласт
 Повторное заканчивание скважины (rescompletion). См. Заканчивание скважины
 Повышение нефтеотдачи пластов (enhanced oil recovery, EOR) 122, 299—314. См. также Заводнение; Третичные методы добычи
 Погружные системы с подвеской на кабеле (cable-suspended submersible pumps). См. Электрические погружные насосы
 Подготовка (treating) воды (of water). См. Заводнение нефти (of oil). См. Методы обработки природного газа (gas conditioning) 315
 Поленный контракт (day-rate contract) 88
 Подъемная установка (pulling unit). См. Отказ оборудования
 Поздние операции (downstream operations) 45
 Поискно-разведочная скважина (wildcat well) 85
 Полупогружная буровая установка (semisubmersible rig). См. Буровая установка полупогружная
 Пористость (porosity) 69—70, 301
- Порода вулканическая (igneous rock) 66
 метаморфическая (metamorphic rock) 66
 осадочная (sedimentary rock) 11, 66—67
 Порода-коллектор (reservoir rocks) 68—70, 75
 Портландцемент (portland cement) 171
 Потенциал самопроизвольной поляризации (spontaneous/self-potential) 125
 Право (rights) на добычу полезных ископаемых (mineral) 84
 на землю (surface) 84
 Приборы для каротажа (logging devices) 129—132
 Прибыль на инвестиции (return on investment) 60
 Приватизация (privatization) 61, 64—65
 Примеси (impurities) 77
 природного газа (contaminants natural gas) 321—322
 Принципы добычи нефти (production concepts) 180
 максимальная эффективная норма отбора (maximum efficient rate) 179
 механизмы нефтедобычи (oil recovery mechanisms) 175—176
 управление производимостью коллектора (reservoir performance control) 177—178
 управление скоростью отбора (production rate control) 179
 факторы нефтеотдачи (recovery factors) 177
 эффективная эксплуатация скважины (well performance efficiency) 180—181

- Приобретение собственности (acquisition of property) 79
- Природный газ, осушка (gas dehydration).
См. Методы обработки
- Приток воды в скважину (water entry) 149—150
- Проблемы в скважине (wellbore problems) 264—267
- коррозия (corrosion) 266—267
- парафин (paraffin) 265—266
- пескообразование (sanding) 264—265
- повреждение пласта (formation damage) 265
- эмульсии нефти в воде (oil-water emulsions) 266
- Прогноз нефтяной промышленности (forecast petroleum industry) 340—349
- Продуктивный пласт (productive formation) 66—74.
См. также Классификация нефти
- залегание нефти (occurrence of petroleum) 67—74
- накопление нефти (accumulation of petroleum) 67—74
- сегрегация нефти и газа (oil/gas segregation) 74—76
- Происхождение нефти (origin of petroleum) 11, 66—67
- Промежуточная обсадная колонна (intermediate casing).
См. Обсаживание скважины
- Промывочный бак (wash tank).
См. Отстойник
- Проницаемость (permeability) 69—70, 301
- Пропан (propane) 317—318
- Противовес (counterbalance) 207—208
- Противовыбросовое устройство (blowout preventer) 160
- Проявления нефти и газа (oil or gas show) 115, 119, 121
- Пузырьки газа (gas bubbles) 183
- Пулевая перфорация (bullet perforations).
См. Перфорация пулевая
- Р**
- Равномерность напластования пород коллектора (continuity of reservoir rock properties).
См. Заводнение
- Радиус изгиба (well radius) 329—330
- Разделение (separation).
См. Методы разделения
- Разработка коллектора (reservoir engineering) 175—177
- Разработка месторождения (field development) 79—100
- буровые работы (drilling operations) 85—89
- дополнительные факторы (other considerations) 96—100
- отдел по освоению участка (land department) 79—80, 83—85
- оценка числа скважин (estimating number of wells) 92—93
- программа разработки месторождения (development program) 89—92
- расстояние между скважинами (spacing) 93—94
- схема расположения скважин (well pattern) 94—96
- Ранние операции (upstream operations) 45
- Расположение скважин при заводнении (waterflood patterns). См. Заводнение

- Распределение насыщения флюидами (distribution of fluid saturations).
См. Заводнение; Величина насыщения флюидами
- Расстояние между скважинами (well spacing). См. Разработка месторождения
- Растворенный газ (solution gas).
См. Газ растворенный
- Регулирование скорости отбора (production rate control) 96, 98, 179
- Режим (drive) вытеснения нефти из коллектора (reservoir) 74—76, 90—91, 96
- газонапорный (gas-cap) 76, 176
- растворенного газа (dissolved-gas drive) 175—176
- Резервуарный парк (tank battery) 183, 256. См. также Складские резервуары
- Рейс (round trip). См. Спуск-подъемная операция
- Реликтовая вода (connate water) 75
- Ремонтные работы (remediation) 143
- Рентная доля (royalty interest).
См. Аренда
- Роторное бурение (rotary drilling).
См. Способы бурения
- «Рыбий хвост» (fish-tail bit).
См. Долото режущего типа
- Рынок природного газа (gas market) 34, 37
- Рыночные показатели (market indicators) 40—43
- С**
- Сальниковый шток (polished rod) 202—203
- Самоподъемная буровая установка (jackpot rig).
См. Установка буровая самоподъемная
- Сброс (fault) 71—72, 74
- Свабирование (swabbing).
См. Заканчивание скважины
- Свободный газ (free gas).
См. Газ свободный
- Свойства (properties) пород коллектора (of reservoir rock) 300—303
- флюида (of fluid properties).
См. Заводнение
- Связывание железа (iron retention). См. Кислотная обработка; удержание железа
- Сегрегация нефти и газа (oil/gas segregation).
См. Продуктивный пласт
- Сейсмические данные (seismic data) 336—337
- Сепараторы (separators).
См. Методы разделения
- Сера (sulfur) 11
- Сервисная установка (pulling unit). См. Отказ оборудования; подъемная установка
- Сероводород (hydrogen sulfide) 77, 317, 322
- Сжатие (contraction) 70—71
- Сжигание на факеле (flaring) 322
- Сжиженный нефтяной газ (liquefied petroleum gas).
См. Газ нефтяной сжиженный
- Синклиналь (syncline).
См. Складка
- Система (system) промывки буровым раствором (mud) 109—110
- улавливания паров (vapor recovery) 256

- Скважина (well)
за пределами околупленной
площади (step-out well) 92
поисково-разведочная
(wildcat). См. Поисково-
разведочная скважина
- Скважинные исследования при
бурении (measurement while
drilling). См. Технология
новая
- Скважинный насос (bottomhole
pumping unit). См. Насос
скважинный
- Скважинный узел (bottomhole
assembly) 230, 233
- Складка (fold) 70—71
- Складная буровая вышка-деррик
(jackknife derrick rig) 101
консольная вышка
(cantilevered mast) 101—
102
- Складские резервуары
(stock tanks). См. Наземное
оборудование
- Скорость (rate)
закачивания (of injection)
294—295
обора (of production).
См. Регулирование
скорости обора
- Скребок (scratcher).
См. Обсаживание скважины
- Сладкий газ (sweet gas).
См. Газ малосернистый
- Сланец (shale) 66, 68, 73, 74,
128, 131
- Слой (layers) 11, 66, 67, 68, 70, 73
- Смеситель (blender) 292
- Снижение скорости бурения
(drilling breaks) 116
- Совместная выработка тепла
и электроэнергии (coopera-
tion). См. Переработка
природного газа
- Соглашение об аренде (lease)
81—83
- Соленый цементный раствор
(salt slurry) 173
- Соляная кислота (hydrochloric
acid) 271
- Способы бурения
(drilling methods) 103—108
роторное бурение
(rotary drilling) 106—108
ударно-канатное бурение
(cable-tool drilling)
104—106
- Спуско-подъемная операция
(making a trip) 107
- Стандартный отбор керна
(conventional coring).
См. Отбор керна
стандартный
- Статистические данные (industry
statistics) 20—24, 28—31
весь мир (worldwide) 28—31
- Соединенные Штаты
(United States) 20—24
- Стеклянная дробь (marble shots).
См. Методы воздействия
на пласт
- Стратиграфические ловушки
(stratigraphic traps). См. Ло-
вушка стратиграфическая
- Структура нефтяной
промышленности (petroleum
industry structure) 45—65
главные производители
(majors) 45—49, 55, 61
глобализация
(globalization) 61, 63—65
независимые производители
(independents) 49, 51 53,
55, 57, 59, 61
- Структура трещин (fracture
patterns). См. Трещины
- Структурные ловушки
(structural traps).
См. Ловушка структурная

- Стук заглушки (bumping the
plug) 169. См. также
Цементирование: заглушка
- Ступенчатая кислотная
обработка (stage acidizing).
См. Кислотная обработка
- Ступенчатое цементирование
(multi-stage cementing).
См. Цементирование
- Суммарная глубина скважины
(total depth) 161
- Сухая скважина (dry well) 137
- Сухой газ (dry/lean gas).
См. Газ бедный
- Схема расположения скважин
(well pattern) 94—96, 305
- Съемный керноотборник
(wireline core barrel) 133
- Т**
- Температурная кривая
(temperature survey) 174
- Термические методы (thermal
methods). См. Третьичные
методы добычи
- Термокараотаж (temperature
logging) 130, 132
- Технология новая
(technology new) 327—339
гибкие колонны
(coiled tubing) 333—336
горизонтальное бурение
(horizontal drilling) 327—
332
- окопуривание месторождения
(field delineation) 338—339
- скважинные исследования
при бурении (measurement
while drilling) 332.
См. также Трехмерная
сейсморазведка
- Технология гидроразрыва
(fracturing techniques).
См. Гидроразрыв пласта
- Торпедирование (well shooting).
См. Методы воздействия
на пласт
- Транспортёр песка
(sand transports) 292
- Третьичные методы добычи
(tertiary recovery) 308—314
нагнетание смешивающихся
с нефтью жидкостей
(miscible methods)
311—312
нагнетание химических
растворов (chemical
flooding) 308—310
термические методы
(thermal methods) 312—314
- Третьичный период
Кайнозойской эры
(tertiary cenozoic era) 11
- Трехмерная сейсморазведка
(three-dimensional
seismology) 336—338
изображение подземных
структур (subsurface
imaging) 337—338
плотность изображения
(density of coverage) 336
Трещины (fractures).
См. Гидроразрыв пласта
- Трубный насос (tubing pump).
См. Насос трубный
- У**
- Углеводороды (hydrocarbons) 11
- Удаление парафинов (paraffins
removal). См. Методы
воздействия на пласт
- Ударно-канатное бурение
(cable-tool drilling).
См. Способы бурения
- Удельное электрическое
сопротивление
(electrical resistivity) 125

Удержание железа (iron retention).

См. Кислотная обработка:
кислотные добавки

Уксусная кислота (acetic acid).

См. Кислотная обработка:
безводная кислота

Улавливание паров (vapor
recovery system). См. Система
улавливания паров

Управление производитель-
ностью коллектора (reservoir
performance control)
177—178

Ускоритель (accelerator) 172

Установка автоматической
отгрузки нефти (lease
automatic custody transfer
units) 259

буровая полупогружная
(semisubmersible rig).

См. Полупогружная буровая
установка

буровая самоподъемная
(jackin rig) 102—103

гидравлическая (hydraulic
pumps). См. Методы добычи
нефти

для морского бурения (offshore
rig). См. Буровые установки

для обработки воды
(water treaters). См. Методы
обработки

пневматическая (pneumatic
pumping). См. Методы
добычи нефти

подъемная (pulling unit).
См. Остожения при
добыче

рогозная (rotary unit).

См. Методы добычи нефти
Устье скважины (wellhead) 165,
182, 245—248

головка (head)

насосно-компрессорной
колонны (tubinghead)
246, 248—249

Устье скважины: головка

(продолжение)

обсадной колонны
(casinghead) 246—248.

См. также Фонтанная
арматура

Утилизация соленой воды
(saltwater disposal).

См. Остожения при добыче

Утяжеляющая добавка
(heavyweight additive).

См. Добавка утяжеляющая

Ф

Факторы нефтеотдачи
(recovery factors) 177

Фонтанная арматура (christmas
tree) 160, 182, 248—249

Х

Хелатирующий агент
(chelating agent) 306—307

Ц

Цементирование (cementing)
165—174. См. также

Вторичное цементирование
добавки к цементу (cement
additives) 171—173

заглушка (plug) 169

классификация цементов
(cement classifications)
170—171

одностадийное (single-stage)
168—169

параметры (cementing
program) 173—174

первичное (primary) 168—170

ступенчатое (multi-stage)
169—170

Центратор (centralizer).

См. Обсаживание скважины
Цены на нефть (price of oil)
32—34

Ч

Число скважин (net wells drilled).

См. Затраты компании

Чистая прибыль компании
(net income of company)
48—49

Ш

Шаровой уплотнитель
(ball sealer) 277

Шарошечное долото
(rolling-cutter bit).

См. Долото шарошечное

Штанговые насосы

(sucker rod pumps).

См. Насосы штанговые

Э

Экологические факторы
(environmental issues)
341, 343

Экономические аспекты
(economic aspects)

нефть (petroleum). См.

Нефтяная

промышленность

природный газ (natural gas)
322—322

Эксплуатационная обсадная
колонна (long string).

См. Обсаживание скважины

Эксплуатационное бурение
(development drilling) 85

Электрические погружные
насосы (electric submersible
pumps) 230—239

наземное оборудование
(surface equipment)
234—235

область применения
(application) 235—238

погружные системы

с подвеской на кабеле
(cable-suspended submersible
pumps) 239

скважинный узел (bottomhole
assembly) 230, 233.

См. также Электрический
кабель

Электрический кабель
(electric cable) 238, 239

Электрический каротаж
(electrical logs). См. Каротаж
электрический

Эмульсия нефти в воде
(oil-water emulsions) 266

Эра (era)

Кайнозойская (cenozoic) 11

Мезозойская (mesozoic) 11

Палеозойская (paleozoic) 11

Этан (ethane) 319

Эффективная эксплуатация
скважины (well performance
efficiency) 180—181

Я

Ящик для образцов
(sample box) 116