

Дж.Р. Грей Г.С.Г. Дарли

СОСТАВ И СВОЙСТВА БУРОВЫХ АГЕНТОВ

Дж.Р. Грей Г.С.Г. Дарли

# СОСТАВ И СВОЙСТВА БУРОВЫХ АГЕНТОВ

/ПРОМЫВочНЫХ  
ЖИДКОСТЕЙ/



# **Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids**

**Fourth Edition**

**George R. Gray H.C.H. Darley**



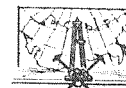
**Gulf Publishing Company**  
Book Division Houston, London, Paris, Tokyo

**Дж.Р. Грей Г.С.Г. Дарли**

# **СОСТАВ И СВОЙСТВА БУРОВЫХ АГЕНТОВ**

**/ПРОМЫВочНЫХ  
ЖИДКОСТЕЙ/**

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО  
Д. Е. СТОЛЯРОВА



МОСКВА „НЕДРА” 1985



Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ.— М.: Недра, 1985.— 509 с.

Кратко изложена история развития промышленного применения буровых растворов. Подробно освещены состав и свойства различных буровых растворов, вопросы, связанные с их приготовлением и применением, с технологией ряда процессов промывки скважин. Рассмотрена реология буровых агентов. Уделено большое внимание органотфильным глинам и растворам на их основе, химическим реагентам, выпускаемым в США для бурения. Показан научный и технический уровень в области буровых растворов и других буровых агентов, достигнутый в США.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Табл. 41, ил. 327.

Рекомендовано к переводу д-ром техн. наук В. Д. Городновым (МИНХ и ГП им. М. И. Губкина)



96811-85

ГПНТБ СО АН СССР  
Гос. публ. науч.-техн.  
библиотека

Г 2504030300—499  
043(01)—85 226—85

© 1948, 1953, 1963 and 1980 by Gulf Publishing Company

© Перевод на русский язык, издательство «Недра», 1985

## Предисловие

Специалисты-буровики нефтяной промышленности имеют все основания быть благодарными покойному Уолтеру Ф. Роджерсу за первые три издания настоящей книги. В первом издании, вышедшем в свет в 1948 г., содержался сравнительно небольшой объем технической информации о буровых растворах, накопленный к тому времени. Два последующих издания были больше по объему, так как технология промывки ствола скважины продолжала совершенствоваться. В них нашла отражение обширная информация о свойствах и составе буровых растворов, а также о методах их регулирования. На протяжении многих лет эти книги оставались главным источником информации для тех, кто имел отношение к буровым растворам.

Признавая большой вклад Роджерса в развитие технологии промывки ствола скважины, авторы настоящего издания решили несколько изменить подход к приготовлению и использованию буровых растворов. Для этого были две причины.

Во-первых, с 1963 г., когда вышло в свет последнее издание, технология промывки ствола скважины значительно усложнилась. Например, широкое применение нашли полимеры, позволяющие получать более благоприятные свойства буровых растворов. Действительно, в настоящее время скважина может быть пробурена с использованием бурового раствора, содержащего только полимер и воду. При этом все глины и выбуренная порода удаляются из раствора на поверхности с помощью совершенных механических разделительных устройств. Еще одним примером может служить создание растворов на углеводородной основе, которые предотвращают набухание и последующее обваливание глинистых сланцев благодаря выравниванию химической активности воды в растворе и сланце. К числу других достижений можно отнести методы прогнозирования давления пластовых флюидов (это позволило улучшить программы крепления скважин и применения буровых растворов); выяснение механизма влияния свойств бурового раствора на скорость проходки; математический анализ гидравлики промывки ствола скважины с учетом свойств бурового раствора и, наконец, повышение продуктивности скважин в результате использования специальных, не загрязняющих продуктивный пласт жидкостей для заканчивания и капитального ремонта скважин. Эти достижения в технологии нельзя было просто включить в издание 1963 г.; при детальном их описании книга оказалась бы слишком громоздкой.

Во-вторых, в предыдущих изданиях лишь вкратце рассматривались основные принципы технологии промывки ствола



скважины, а главное внимание уделялось практическим аспектам подбора состава и регулирования свойств бурового раствора. В настоящее время вопросы, имеющие прикладное значение, подробно освещаются в руководствах специализированных компаний по буровым растворам. Авторы этих руководств описывают стандартные методики испытаний и приводят упрощенные расчеты (часто с использованием графиков, номограмм и специальных логарифмических линеек), благодаря которым можно быстро выявлять осложнения, возникающие на буровой, и принимать необходимые меры по их устранению. Если принять во внимание условия, преобладающие при бурении скважин, и необходимость быстро принимать решения, такой подход к устранению осложнений следует признать единственно правильным. Однако этот подход неизбежно связан с допущениями, о которых довольно часто забывают. Как следствие, начинают безгранично доверять результатам экспериментов, которые недостаточно точно воспроизводят условия в скважине.

Для того чтобы преодолеть эти недостатки, в настоящем издании авторы стремятся разъяснить основные принципы, которые определяют поведение буровых растворов и их взаимодействие с разбуриваемыми породами. Человек всегда лучше выполняет работу, если он понимает, что делает. Это особенно справедливо при бурении скважины, когда исполнитель работ находится на значительном расстоянии от интересующего его объекта и должен только догадываться о том, что происходит на забое, по результатам наблюдений на поверхности.

Для тех, кто не имеет опыта работы с буровыми растворами, в главе 1 даются общие представления о функциях и свойствах буровых растворов, применяемых при проводке нефтяных скважин, а также о регулировании этих свойств. В книге отсутствует словарь технических терминов, так как они полностью объясняются в тексте.

Исторический обзор развития технологии промывки ствола скважины приведен в главе 2. Для детального ознакомления с наиболее важными достижениями даны ссылки на соответствующие источники.

Условия в скважине и окружающих ее породах определены на основании фундаментальных исследований явлений, происходящих при бурении ствола. Статьи, в которых описываются результаты этих исследований, можно найти в научно-технической литературе, однако число таких публикаций настолько велико, что рассматривать их отдельно в настоящей книге просто не представляется возможным. Поэтому эти данные сопоставляются и описываются лишь в общих чертах, чтобы исчерпывающим образом осветить основы технологии промывки ствола скважины и показать, каким образом эти теоретические положения можно применить при решении таких практических задач, как поддержание устойчивости ствола, предотвращение прихватов и поглощений, обеспечение оптимальных механиче-

ских скоростей бурения и предотвращение загрязнения продуктивного пласта. Рассматриваются также научные основы разнообразных испытаний буровых растворов.

Необходимые для приготовления и обработки буровых растворов большие объемы самых разнообразных минералов и химических реагентов поставляются различными компаниями, оборот которых составляет миллиарды долларов. В главе 11 дан обзор основных компонентов буровых растворов.

Совершенно ясно, что в настоящей книге использован вклад в науку многих исследователей. Всем им авторы выражают благодарность. О некоторых исследователях, конечно, авторы могли не упомянуть и поэтому приносят им свои извинения.

Ниже приведен далеко не полный список специалистов, чья помощь авторам была особенно полезна при подготовке книги. В числе первых в этом списке должна быть упомянута Мэри Борис, за чье терпение и значительное содействие первый из авторов выражает ей глубокую признательность. Авторы считают своим долгом принести свою благодарность Гэри Андерсон, А. Е. Бизли, Г. Г. Биндеру, Р. А. Бобо, Х. Е. Бушу, Л. Л. Карни, А. В. Кастелли, Р. К. Кларку, Дж. Дж. Дойли, А. Дж. Хиггинзу, Р. У. Хёппелю, Р. Ф. Хаусу, С. П. Лоухону, Дж. Л. Макати, А. К. Перрикоуну, У. Р. Пёрселу и Д. Д. Уоллеру.

Хьюстон, шт. Техас  
Январь 1980 г.

Джордж Р. Грей  
Г. С. Г. Дарли

## Глава 1

# ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

В настоящей главе буровой раствор рассматривается как неотъемлемый элемент технологии бурения. Показано, как специалист в области технологии промывки скважин (инженер по буровым растворам), обладающий научными знаниями и промышленным опытом, использует некоторые простые исследования и вносит свой вклад в процесс бурения, обеспечивая его максимальную эффективность при минимальной стоимости.

Эта вводная глава предназначена главным образом для тех, кто не имеет никакого представления о буровых растворах или кто знает о них крайне поверхностно. В главе ставятся некоторые элементарные вопросы и даются на них предельно простые ответы. Общие концепции и их реализация, рассмотренные здесь, более детально анализируются в последующих главах.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПОНЯТИЯ

Понятие *буровой раствор* охватывает все рабочие агенты, используемые для разрушения пород и удаления выбуренной породы из ствола скважины.

Что же такое буровой раствор? Это, например, вода, заливаемая в ствол при бурении шнековым буром; воздух, нагнетаемый для выдувания шлама из шпура; утяжеленный глинистый раствор, применяемый в разведочных скважинах, чтобы устранить возможность выброса при разбуривании пластов высокого давления; пена, используемая для выноса шлама из скважины, которую бурят на воду в ледниковых отложениях; бентонитовый раствор, служащий для поддержания устойчивости стенок при проводке шурфа; сложная промывочная система, приготавливаемая на основе нефти с добавкой эмульгаторов, стабилизирующих и структурообразующих реагентов, а также закупоривающего материала, для разбуривания пластов, содержащих коррозионноагрессивные газы, с температурами, превышающими 260 °C. Можно было бы указать много других примеров использования буровых растворов, но и приведенных вполне достаточно, чтобы продемонстрировать широту спектра их применения.

Хотя своим появлением буровые растворы обязаны не роторному способу бурения нефтяных скважин, почти единственным источником разработки четкой технологии промывки ствола скважины стал именно этот вид работ.

## ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Технология — это применение научных знаний и инженерных принципов к конкретному промышленному процессу. Технология промывки ствола скважины непосредственно связана с такими науками, как геология, химия и физика, а также с инженерными расчетами и методами их использования. Задачей технологии является такое использование имеющегося оборудования и материалов, при котором обеспечивается наименьшая стоимость строительства скважины. Целью работ с буровыми растворами является не проектирование и сохранение «идеального» бурового раствора, а получение «реального» результата — успешное заканчивание каждой скважины при минимальных расходах.

Совершенствование технологии промывки ствола скважины внесло существенный вклад в добычу нефти и газа в США. Причиной появления новых материалов для буровых растворов и совершенствования технологии их применения стали проблемы, которые необходимо было решать. Такие проблемы, как сохранение природных ресурсов, повышение безопасности в бурении, снижение стоимости благодаря экономии времени и материалов, привели к признанию бурового раствора в качестве одного из решающих факторов, определивших успех многих буровых работ.

## ГЛАВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Системы буровых растворов классифицируются по составу дисперсионной среды, которой могут служить вода, нефть или нефтепродукты и газ. Часто в растворе одновременно присутствуют два, а то и все три компонента, каждый из которых вносит свой вклад в формирование свойств бурового раствора. Такая классификация приведена в табл. 1.1.

Когда главным компонентом является жидкость (вода, нефть или нефтепродукты), термин «буровой раствор» относится к суспензии твердых веществ в этой жидкости — это *буровые растворы на водной или углеводородной основе*. Одновременное присутствие обеих жидкостей приводит к образованию эмульсии при условии перемешивания и наличия соответствующего эмульгатора. От химической природы эмульгатора зависит тип образующейся эмульсии: «нефть в воде» (которую обычно называют *нефтеэмульсионным раствором*) или «вода в нефти» (которую обычно называют *инвертной эмульсией*).

### Вода как основа бурового раствора

Вода была первым буровым раствором и все еще остается главной составляющей большинства буровых растворов. В связи с этим наибольшее внимание будет уделено растворам на водной основе.

Таблица 1.1  
КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ  
ПО СОСТАВУ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЫ

Дисперсионная среда		
Газ	Вода	Нефть или нефтепродукты
<p><i>Сухой газ:</i> воздух, природный газ, выхлопные газы, продукты горения</p> <p><i>Влажный газ:</i> капельки воды или глинистого раствора, перемещаемые потоком воздуха</p> <p><i>Пена:</i> пузырьки воздуха, окруженные пленкой воды с ПАВ, стабилизирующими пену</p> <p><i>Стойкая пена:</i> пена, содержащая упрочняющие пленку материалы, например органические полимеры и бентонит</p>	<p><i>Пресная вода</i></p> <p><i>Раствор:</i> истинный и коллоидный, т. е. содержащий твердые вещества, не выделяющиеся из воды в длительном состоянии покоя</p> <p>Твердые вещества, растворенные в воде, включают в себя:</p> <p>1) соли, например хлорид натрия, хлорид кальция;</p> <p>2) ПАВ<sup>+</sup>, например детергенты, флокулянты;</p> <p>3) органические коллоиды, например целлюлозные и акриловые полимеры</p> <p><i>Эмульсия:</i> маслянистая жидкость в виде небольших капель, удерживаемых в воде эмульгатором, например дизельное топливо и стабилизирующее пленку ПАВ</p> <p><i>Глинистый раствор:</i> суспензия твердых веществ (например, глины, барита, мелкого шлама) в любой из упомянутых жидкостей с необходимыми химическими добавками для улучшения свойств</p>	<p><i>Нефть:</i> дизельное топливо или нефть, не подвергавшаяся переработке</p> <p><i>Раствор на углеводородной основе:</i> устойчивый буровой раствор на углеводородной основе, который содержит:</p> <p>1) эмульгирующие добавки;</p> <p>2) взвешивающие добавки;</p> <p>3) добавки, регулирующие фильтрацию</p> <p>Содержит шлам из разбуренных пластов</p> <p>Может содержать барит для повышения плотности</p>

<sup>+</sup> ПАВ — поверхностно-активное вещество.

Вода может содержать несколько растворенных веществ: щелочи, соли и ПАВ, органические полимеры в коллоидном состоянии, капли эмульгированной нефти, а также различные нерастворимые вещества (такие, как барит, глина и выбуренная порода), находящиеся во взвешенном состоянии. Состав выбранного для использования бурового раствора часто зависит от веществ, растворенных в исходной воде, а также от рас-

творимых или диспергируемых в воде материалов, присутствующих в разбуриваемых породах. Выделено несколько типов или систем буровых растворов, которые будут описаны в главе 2.

### Нефть или нефтепродукты как основа бурового раствора

В буровых растворах на углеводородной основе в качестве непрерывной (или дисперсионной) фазы служат нефть или нефтепродукты. Чаще всего это дизельное топливо, хотя пригодны и некоторые необработанные нефти. Поскольку в таком растворе неизбежно присутствие воды, углеводородная фаза должна содержать водоэмульгирующие добавки.

Если воду добавляют специально, раствор на углеводородной основе называют *инвертноэмульсионным*. В такой раствор вводят различные добавки, повышающие вязкость и несущую способность, а также барит. Эмульгированная вода может содержать щелочи и соли.

### Газ как основа бурового раствора

Буровые растворы на газовой основе можно подразделить на следующие категории: сухой газ; влажный газ (в котором капельки воды или глинистого раствора перемещаются потоком воздуха); пена (в которой пузырьки воздуха окружены пленкой воды, содержащей стабилизирующее пену вещество); загущенная пена (в которой содержатся упрочняющие пленку воды материалы, такие, как органические полимеры или бентонит). Наиболее широкое применение находит воздух, хотя иногда используют природный газ (метан), выхлопные газы или газообразные продукты горения.

### ФУНКЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

К буровому раствору предъявляется много требований. Если обратиться к истории, впервые буровой раствор применили для удаления выбуренной породы из ствола скважины. Однако в настоящее время различия в сферах применения буровых растворов не позволяют четко сформулировать их конкретные функции.

В роторном бурении буровой раствор выполняет следующие основные функции.

1. Удаление выбуренной породы из-под долота, транспортирование ее вверх по кольцевому пространству между бурильной колонкой и стволом скважины и обеспечение возможности ее отделения на поверхности.

2. Охлаждение и очистка долота.

3. Уменьшение трения между бурильной колонной и стенками ствола скважины.



4. Поддержание устойчивости необсаженных интервалов в стволе скважины.

5. Предотвращение притока флюидов (нефти, газа или воды) из разбуриваемых проницаемых пород.

6. Образование тонкой фильтрационной корки низкой проницаемости, которая перекрывает поры и другие отверстия в разбуриваемых породах.

7. Создание условий для сбора и интерпретации информации, которую можно получить при анализе бурового шлама, кернов и кривых электрокаротажа.

Следует отметить, что буровой раствор не должен наносить вреда членам буровой бригады и ущерба окружающей среде, требовать применения необычных или дорогостоящих методов заканчивания пробуренной скважины, ухудшать продуктивность пласта, вызывать коррозию или чрезмерный износ бурового оборудования.

### ИНЖЕНЕР ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Профессия инженера по буровым растворам возникла в ходе создания технологии промывки ствола скважины, в основе которой лежат такие фундаментальные науки, как геология, химия и физика. Кроме того, для этой профессии требуется определенный объем навыков, который приобретается в практической деятельности и которому нельзя научиться в ходе обучения. Если раньше инженеры по буровым растворам обучались на практике в процессе совершенствования технологии промывки ствола скважины, то теперь они приобретают необходимую квалификацию в ходе обучения по специальной программе.

### Основная подготовка специалиста

Подготовка специалиста по буровым растворам обычно начинается после того, как он закончит колледж и получит степень в научной или технической области. На первом этапе подготовки он должен довольно много времени провести на месте рождения с опытным инженером по буровым растворам, чтобы в общих чертах ознакомиться с буровыми работами и терминологией. После этого приступают к официальным занятиям в группах (лекции, лабораторный практикум и контрольные работы по решению конкретных задач в центре обучения). В процессе обучения слушатели должны овладеть методами исследований, научиться оценивать их результаты, ознакомиться с используемыми материалами, которые выпускаются промышленностью, и их взаимодействием между собой и с разбуриваемыми породами. На этом этапе обучения, занимающем от нескольких недель до нескольких месяцев, слушатели изучают темы, связанные с буровыми растворами (например, гидравлические па-

раметры промывки долот, методы оценки пластовых давлений и регулирования давления в скважине). В ходе обучения на этом этапе слушатель должен ознакомиться как с достоинствами, так и с недостатками пилотных исследований.

### Пилотные исследования

Пилотные исследования с использованием материалов, которых достаточно для лабораторных работ, преследуют цель — узнать как можно больше о том, что может произойти с комбинацией исследуемых компонентов в скважине. Для этих исследований объем жидкой фазы раствора обычно составляет 350 см<sup>3</sup>. Такой же объем бурового раствора необходим для измерения его свойств в лабораторных условиях.

Расчет масс и объемов материалов, необходимых для приготовления глинистого бурового раствора, не следует вести по многим формулам, которые нужно запоминать. Важно лишь помнить о следующих трех принципах: объемы всех компонентов следует складывать; массы всех компонентов следует складывать; объемы и массы должны быть измерены в одной системе единиц.

Плотность всех компонентов должна быть в единицах той же системы, что и объем и масса.

В табл. 1.2 приведены плотности основных компонентов, используемых для приготовления буровых растворов. С учетом отмеченных принципов можно решать следующие задачи: определение массы барита, необходимой для увеличения плотности раствора до нужного значения при заданном начальном (или конечном) объеме; снижение плотности до заданного значения добавлением в раствор воды или нефти при заданном начальном (или конечном) объеме.

Поведение водных буровых растворов в большей степени определяется принципами коллоидной, чем принципами аналитической химии. Например, свойства двух смесей одинакового состава (350 см<sup>3</sup> воды, 20 г бентонита и 10 г хлорида натрия)

Таблица 1.2  
ПЛОТНОСТИ ОБЫЧНЫХ КОМПОНЕНТОВ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Материал	Плотность в различных системах единиц			
	г/см <sup>3</sup>	фунт/гал	фунт/фут <sup>3</sup>	фунт/баррель
Вода	1,0	8,33	62,4	350
Нефть	0,8	6,66	50	280
Барит	4,3	35,8	268	1500
Глина	2,5	20,8	156	874
Соль	2,2	18,3	137	770

значительно отличались в зависимости от того, когда к воде добавляли соль — до или после введения бентонита.

Важна не только последовательность ввода различных материалов, но и их физическое состояние. Локальные реакции на поверхности твердого вещества могут оказывать иное действие, чем реакции с тем же веществом в растворенном виде.

На результаты исследований влияют способ и время перемешивания, а также температура и время выдержки. При исследовании контрольную пробу (исходный раствор, к которому добавлен такой же объем воды, как и в испытуемый образец) следует подвергнуть действию тех же условий перемешивания и хранения, что и испытуемый образец. В результате пилотных исследований, осуществляемых при регулируемых условиях, можно получить большой объем информации.

### Промысловая практика

После окончания учебной программы в центре обучения инженер по буровым растворам возвращается на месторождение для дальнейшей подготовки под руководством инженера, возглавляющего буровые работы. Он приобретает опыт планирования, ведения отчетности и анализа результатов и несет полную ответственность за экономику использования буровых растворов.

Жизненно важным фактором для успешной работы инженера по буровым растворам является его способность сотрудничать с персоналом буровых бригад. Без помощи этого персонала программа обучения обречена на провал. Инженер по буровым растворам завершает образование, совершенствуя свое профессиональное мастерство, не только на основе личных наблюдений и опыта, но и путем изучения научно-технической литературы в своей и смежных отраслях, участия в заседаниях соответствующих технических обществ и посещения курсов по изучению новой техники и технологий.

### СВЯЗЬ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ИХ ПОВЕДЕНИЕМ В СКВАЖИНЕ

Одной из задач, стоящих перед инженером по буровым растворам, является выявление связей между контролируемыми на поверхности параметрами и поведением бурового раствора в скважине. Часто бывает трудно объяснить свои исследования тем, кто не знаком со специфической терминологией. В настоящем разделе анализируются основные свойства буровых растворов, обычно оцениваемые в связи с их фактическим поведением. Авторы надеются, что этот раздел поможет любому читателю понять отчет инженера по буровым растворам о проведенных исследованиях. Более детально этот вопрос рассматривается в главах 4—8.

## Плотность

Плотность — это масса единицы объема вещества. Ее выражают в фунтах на галлон, в фунтах на кубический фут или в килограммах на кубический метр, либо сравнивают с массой такого же объема пресной воды (относительная плотность). Давление, создаваемое неподвижным столбом раствора, зависит как от плотности этого раствора, так и от глубины, поэтому плотность удобно выражать в фунтах на квадратный дюйм на фут или в килограммах на квадратный сантиметр на метр. (Соотношения между различными единицами измерения, использованными в книге, приведены в приложении).

Для того чтобы предотвратить приток пластовых флюидов в скважину и образовать на стенках ее ствола тонкую фильтрационную корку низкой проницаемости, давление столба бурового раствора должно превышать *поровое давление* (давление, создаваемое флюидами в порах пласта) как минимум на 1,4 МПа. На значение порового давления влияют глубина залегания пласта, плотность пластовых флюидов и геологические условия. В зависимости от геологических условий выделяют *пласты с нормальным давлением*, которые имеют несущий твердый скелет (в этом случае поровое давление зависит только от веса флюидов в вышележащих породах), и *пласты с аномально высоким давлением*, которые уплотнены не полностью и потому не имеют несущего твердого скелета (в этом случае поровые флюиды воспринимают полный вес или часть веса перекрывающих осадочных пород, а также вес находящихся в этих породах флюидов). Градиенты гидростатического давления пластовых флюидов изменяются от 9,7 до 11,8 кПа/м в зависимости от минерализации воды.

Объемная плотность частично уплотненных осадочных пород возрастает с глубиной, однако ее среднее значение принимается равным 2,3 г/см<sup>3</sup>. Поэтому *градиент горного (геостатического или литостатического) давления* составляет примерно 22,3 кПа/м, а значение порового давления в пластах с аномально высоким давлением находится где-то между значениями гидро- и геостатического градиентов давления в зависимости от степени уплотнения пород.

Давление столба бурового раствора на стенки ствола скважины, помимо удержания пластовых флюидов в пластах, помогает поддерживать устойчивость этого ствола. При наличии в разрезе пластичных пород, например каменной соли или неуплотненных глин, давление бурового раствора приобретает решающее значение для обеспечения устойчивости ствола.

Сохранение выбуренных твердых частиц (бурового шлама) в растворе во взвешенном состоянии улучшается с ростом плотности последнего, способствуя транспорту шлама по кольцевому пространству и замедляя его осаждение на поверхности. Уве-

личение плотности бурового раствора как средства повышения его несущей способности очень редко бывает оправданным.

В интересах безопасности естественно стремление поддерживать плотность бурового раствора на уровне, который выше фактически необходимого для удержания флюидов в пласте, но такая практика имеет ряд существенных недостатков. Прежде всего, чрезмерная плотность бурового раствора может привести к такому повышению давления на стенки ствола скважины, что под действием растягивающих нагрузок ствол разрушится. Такое разрушение известно под названием *гидравлического разрыва пласта*.

При таком гидравлическом разрыве пласта буровой раствор уходит в образующуюся трещину, а его уровень в кольцевом пространстве снижается до тех пор, пока не будет достигнуто положение равновесия. Проблема поддержания плотности бурового раствора достаточно высокой для удержания флюидов в пласте, но не настолько высокой, чтобы вызвать гидравлический разрыв, становится особенно острой, когда одновременно остаются необсаженными интервалы, в которых присутствуют пласты с нормальным и аномально высоким давлением. В таких ситуациях обычно приходится спускать обсадную колонну для разобщения этих двух интервалов. Разработано несколько методов прогнозирования существования в разрезе зон с аномально высоким давлением. Знание ожидаемых пластовых давлений и градиентов давления разрыва пород обычно позволяет установить обсадную колонну точно на нужную глубину и тем самым сократить число осложнений в скважинах.

Другим недостатком поддержания избыточной плотности бурового раствора является ее отрицательное влияние на скорость проходки (*механическую скорость бурения*). Лабораторные эксперименты и промысловый опыт свидетельствуют о том, что механическая скорость бурения снижается вследствие избыточного *давления столба бурового раствора* (разность давлений в буровом растворе и в поровом пространстве пород при бурении в проницаемых породах) и вследствие абсолютного давления столба бурового раствора при бурении в породах очень низкой проницаемости. Высокое избыточное давление повышает также опасность прихвата бурильной колонны (см. главу 9).

Наконец, при чрезмерной плотности излишне повышается стоимость бурового раствора. При разбуривании пластов с нормальным давлением стоимость бурового раствора не имеет столь существенного значения, так как достаточная плотность автоматически достигается благодаря твердой фазе, диспергируемой раствором из проходимых пластов. Поддерживать плотность бурового раствора выше  $1,32 \text{ г/см}^3$  за счет диспергируемой твердой фазы нельзя вследствие слишком значительного повышения вязкости. В подобных условиях целесообразно утяжелять раствор баритом, плотность которого в 1,5 раза выше

плотности горных пород, благодаря чему для получения заданной плотности бурового раствора требуется значительно меньший объем твердых частиц. Стоимость бурового раствора растет не только за счет первоначальных расходов на барит, но и в значительно большей степени за счет затрат на поддержание необходимых свойств раствора, особенно реологических. В результате увеличения содержания выбуренной породы в растворе вязкость его в процессе бурения постоянно повышается и время от времени ее приходится снижать добавлением воды и дополнительных объемов барита для восстановления плотности.

### Размер, форма и коллоидные свойства частиц

Реологические и фильтрационные свойства бурового раствора зависят от размера, формы и молекулярного строения взвешенных в нем частиц. По размеру эти частицы удобно разделить на три группы: 1) коллоиды размером от 0,05 до 1 мкм, придающие раствору вязкостные и фильтрационные свойства; 2) илы и барит (иногда называемые инертной твердой фазой) размером от 1 до 50 мкм, обеспечивающие необходимую плотность бурового раствора, но оказывающие отрицательное влияние, если повышать плотность не нужно, и 3) песок размером от 50 до 420 мкм (при использовании в вибрационном сите сетки с размером ячеек 420 мкм), который, хотя и закупоривает крупные отверстия в некоторых очень пористых пластах, в основном оказывает лишь отрицательное воздействие в силу своей абразивности.

Своей активностью коллоидная фракция обязана в основном очень малому размеру частиц по отношению к их массе. Благодаря большой *удельной поверхности* поведение частиц этой фракции определяется главным образом электростатическими зарядами на их поверхностях, которые способствуют развитию сил притяжения и отталкивания между отдельными частичками. Особенно активными коллоидами являются глинистые минералы. Это объясняется как формой (мельчайшие кристаллические пластинки или пакеты таких пластинок), так и молекулярным строением частиц, что приводит к образованию сильных отрицательных зарядов на их базальных поверхностях и положительных зарядов на ребрах. Взаимодействие между этими противоположными зарядами при низких скоростях течения сильно влияет на вязкость глинистых буровых растворов и является причиной обратимого структурообразования, когда раствор находится в состоянии покоя.

Глины в том виде, в каком они встречаются в природе, состоят из различных глинистых минералов, таких как монтмориллонит, иллит и каолинит, из которых наибольшей активностью обладает монтмориллонит. В глинах могут присутствовать и другие минералы, например кварц, полевой шпат, кальцит; по



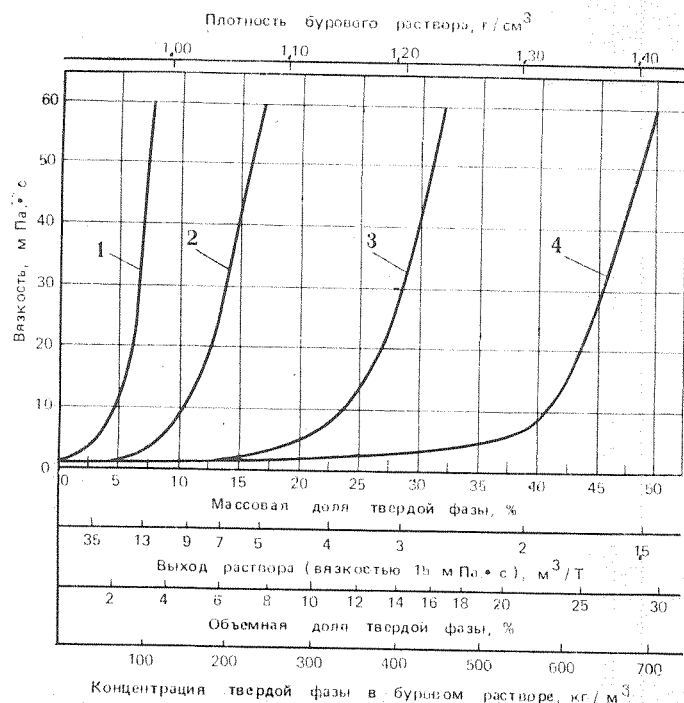


Рис. 1.1. Типичные кривые выхода раствора (плотность твердой фазы 2,40 г/см³):

1 — вайомингский бентонит; 2 — глинопорошок улучшенного качества; 3 — обычный глинопорошок; 4 — глинопорошок с низким выходом раствора

размеру эти частицы могут соответствовать, как коллоидной, так и илистой фракции. Когда глины смешивают с водой, вязкость получаемого бурового раствора, отнесенная к единице массы добавляемой глины, зависит от соотношения различных глинистых и других минералов в них. Выпускаемые промышленностью глинопорошки, которые используются для приготовления буровых растворов, характеризуются различным выходом, определяемым объемом раствора кажущейся вязкостью 15 мПа·с, получаемым из 1 т глинопорошка. Из рис. 1.1 видно, что вайомингский бентонит, который содержит около 85 % монтмориллонита, обеспечивает гораздо больший выход раствора, чем все остальные глины. Аналогично при разбурировании пород с высоким содержанием глин, таких как молодые монтмориллонитные отложения в районе северного побережья Мексиканского залива, повышение вязкости бурового раствора на 1 м проходки оказывается намного больше, чем при разбурировании пород с низким содержанием глин, например илистых сланцев в Среднеконтинентальном районе США. В первом случае вяз-

кость следует поддерживать в необходимых пределах с помощью химической обработки раствора, разбавления или механического отделения выбуренной твердой фазы на поверхности. Во втором случае или следует удалять механическим путем, а необходимые реологические и фильтрационные свойства регулируются добавлением выпускаемых промышленностью глино-порошков.

При возникновении некоторых осложнений глинистые коллоиды иногда дополняют и даже полностью заменяют органическими коллоидами. Например, если глины флокулируют под действием растворимых солей, в результате чего становится невозможным регулирование реологических и фильтрационных свойств раствора, в соленую воду или загрязненный солями буровой раствор добавляют солевостойкие коллоиды (такие, как предварительно желатинизированный крахмал или целлюлозные полимеры). Целлюлозные и полиакриловые полимеры, а также полимеры из природных смол применяются в растворах с низким содержанием твердой фазы, чтобы облегчить поддержание устойчивости ствола скважины и свести к минимуму диспергирование выбуренной породы буровым раствором. Полимеры состоят из длинных цепочек повторяющихся групп, которые адсорбируются на поверхностях частиц шлама, защищая их от разрушения. Эти полимеры обладают вязкостными свойствами главным образом благодаря механическому взаимодействию между цепями, при котором не происходит структурообразования (за исключением полимеров, между цепочками которых образуются поперечные связи в результате химического воздействия).

Коллоидной фракцией одного из буровых растворов на углеводородной основе является битум. В другом типе такого раствора (известного под названием инвертной эмульсии) вязкостные и фильтрационные свойства обеспечиваются активным эмульгированием значительной части воды. Структурообразования можно добиться добавлением глин, обработанных ПАВ с целью их диспергирования в углеводородной фазе. Если при этом необходимо получить улучшенные фильтрационные свойства, можно добавить аналогично обработанный лигнит.

### Реологические свойства

Реологические свойства бурового раствора играют решающую роль в успешном осуществлении буровых работ. От этих свойств зависит главным образом удаление бурового шлама, но они влияют на процесс бурения и по-другому. Неудовлетворительные реологические свойства могут привести к таким серьезным осложнениям, как образование пробок в стволе скважины, забивание шламом призабойной зоны ствола, снижение механической скорости бурения, размыв стенок ствола, прихват буровой колонны, поглощение бурового раствора и даже

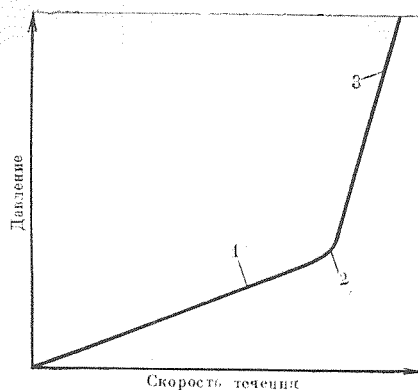


Рис. 1.2. Зависимость режима течения от давления:  
1 — ламинарное течение; 2 — переходная зона; 3 — турбулентное течение

выброс. Поведение бурового раствора зависит от режима его течения — зависимости между давлением и скоростью. Известны два режима течения, а именно, *ламинарный режим*, который преобладает при низких скоростях течения и определяется вязкостными свойствами жидкости, и *турбулентный режим*, который зависит от инерционных свойств жидкости (вязкость на него влияет лишь косвенно). Как показано на рис. 1.2, давление возрастает с повышением скорости значительно быстрее, когда течение турбулентно, чем тогда, когда течение ламинарно.

**Ламинарное течение.** Ламинарное течение в круглой трубе можно наглядно представить в виде скольжения одного очень тонкого цилиндра внутри другого. Скорость цилиндров возрастает от нуля у стенки трубы до максимума на ее оси. Разность скоростей любых двух таких цилиндров, деленная на расстояние между ними, определяет скорость сдвига. Отношение напряжения сдвига к скорости сдвига называется вязкостью и является мерой сопротивления жидкости течению. Вязкость измеряется в пуазах. Вязкость в пуазах равна напряже-

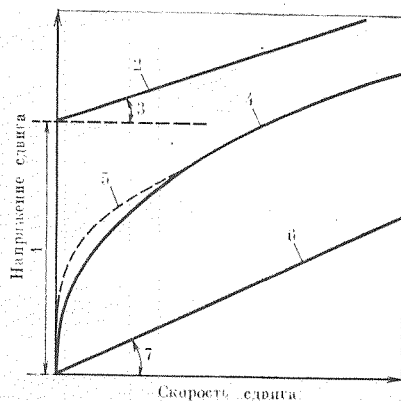


Рис. 1.3. Идеальные кривые, определяющие консистенцию системы для обычных моделей течения:

1 — предельное динамическое напряжение сдвига; 2 — бингамовская пластичная жидкость; 3 — пластическая вязкость; 4 — жидкость, подчиняющаяся степенному закону; 5 — обычный буровой раствор; 6 — ньютоновская жидкость; 7 — вязкость

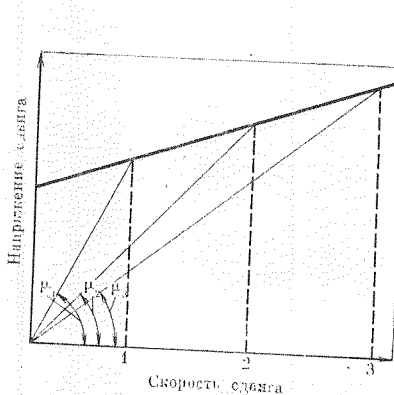


Рис. 1.4. Снижение эффективной вязкости с увеличением скорости сдвига

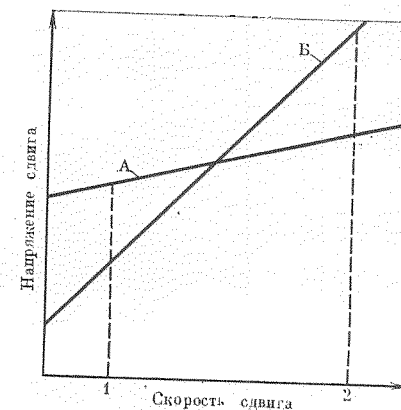


Рис. 1.5. Сравнение эффективных вязкостей при двух скоростях сдвига для буровых растворов А и Б

нию сдвига в динах на квадратный сантиметр, деленному на скорость сдвига в обратных секундах. В вискозиметрии буровых растворов используется единица сантипуаз, равная одной сотой пуаза.

График зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига известен под названием графика консистенции. Для жидкостей, которые не содержат частиц размером больше молекулы (например, растворы солей, нефть, глицерин), графики консистенции представляют собой прямые линии, проходящие через начало координат. Такие жидкости называются *ньютоновскими*, так как их поведение подчиняется законам, выведенным Исааком Ньютоном. Вязкость ньютоновской жидкости определяется наклоном графика ее консистенции (рис. 1.3). Так как вязкость ньютоновской жидкости не зависит от скорости сдвига, эта вязкость, измеренная при какой-то одной скорости сдвига, может быть использована в гидравлических расчетах для течений с любой другой скоростью.

Течение суспензий, к которым относятся буровые растворы, содержащие в больших количествах частицы, более крупные, чем молекулы, не подчиняется законам Ньютона. Поэтому их относят к классу под общим названием «*неньютоновские жидкости*». Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига неньютоновских жидкостей определяется их составом. Глинистые буровые растворы со значительной долей твердой фазы ведут себя приблизительно в соответствии с теорией пластического течения Бингама. Согласно этой теории, для того чтобы началось течение бингамовской жидкости, к ней должно быть приложено некоторое конечное усилие; при более высоких значениях приложенных усилий она будет течь как ньютоновская

жидкость. Поэтому график консистенции *бингамовской пластичной жидкости* должен описываться двумя параметрами — *предельным динамическим напряжением сдвига и пластической вязкостью*, как показано на рис. 1.3. Напряжение сдвига, деленное на скорость сдвига (при любой скорости сдвига), называется *эффективной, или кажущейся, вязкостью*. На рис. 1.4 видно, что эффективная вязкость снижается с увеличением скорости сдвига и поэтому является значимым параметром для гидравлических расчетов только при той скорости сдвига, при которой она измерена. Из рис. 1.5 со всей очевидностью следует, что эффективная вязкость не может служить надежным параметром для сравнения поведения двух различных буровых растворов.

Буровые растворы, которые содержат только полимеры или полимеры с небольшой долей мельчайших частиц твердой фазы, при высоких скоростях сдвига ведут себя так, как будто обладают предельным динамическим напряжением сдвига, но на самом деле график их консистенции проходит через начало координат. Поведение этих псевдопластичных жидкостей описывается степенным законом, который устанавливает следующую зависимость:

Напряжение сдвига =  $K$  (скорость сдвига)<sup>*n*</sup>.

Параметр  $K$  является мерой *консистенции*: чем больше значение  $K$ , тем большую вязкость имеет жидкость. Параметр  $n$  называется *показателем нелинейности*. Его можно считать мерой снижения эффективной вязкости с увеличением скорости сдвига: чем меньше  $n$ , тем больше снижается эффективная вязкость. Если  $n=1$ , то раствор ведет себя как ньютоновская жидкость и параметр  $K$  равен вязкости.

Большинство буровых растворов ведут себя как жидкости, являющиеся чем-то средним между бингамовской пластичной жидкостью и жидкостью, подчиняющейся степенному закону. В результате действия сил между частицами при низких скоростях сдвига  $n$  и  $K$  не постоянны. Буровые растворы имеют довольно неопределенное значение предельного динамического напряжения сдвига, которое меньше получаемых путем экстраполяции значений напряжения сдвига, измеренных при высоких скоростях сдвига.

То обстоятельство, что графики консистенции глинистых буровых растворов пересекают ось напряжений в точках, не соответствующих нулю, указывает на образование в ней гелей. Возникновение таких структур объясняется тенденцией пластинок глины выстраиваться таким образом, чтобы положительно заряженные ребра примыкали к отрицательно заряженным базальным поверхностям. Это взаимодействие между зарядами на пластинках способствует увеличению эффективной вязкости при низких скоростях сдвига, оказывая тем самым влияние на значения параметров  $n$  и  $K$ .

Предельное статическое напряжение сдвига некоторых буровых растворов, особенно глинистых, приготовляемых на пресной воде, после прекращения перемешивания со временем начинает увеличиваться. Это явление известно под названием *тиксотропии*. Если после пребывания в состоянии покоя буровой раствор подвергают сдвигу с постоянной скоростью, его вязкость со временем снижается, так как происходит разрушение структуры, пока не достигается равновесная вязкость. Таким образом, эффективная вязкость тиксотропного бурового раствора зависит как от времени, так и от сдвигового усилия.

Турбулентное течение. Течение в трубе перейдет из ламинарного в турбулентное, когда скорость потока превысит определенное критическое значение. Вместо плавного скольжения слоев воды друг относительно друга в потоке возникают локальные изменения скорости и направления перемещения частиц при сохранении общего направления течения параллельно оси трубы. Ламинарный поток можно сравнить с рекой, плавно текущей по равнине, а турбулентный — со стремнинами, когда взаимодействие потока с неровностями дна вызывает образование вихрей и местных токов.

Критическая скорость, при которой происходит турбулизация потока, уменьшается с увеличением диаметра трубы, с повышением плотности и с уменьшением вязкости. Она выражается безразмерным параметром, известным как *число Рейнольдса*. Для большинства буровых растворов критическое значение числа Рейнольдса лежит между 2000 и 3000.

Потери давления жидкости при ее турбулентном течении в трубе конкретной длины зависят от инерциальных факторов, на них мало влияет вязкость жидкости. Потери давления возрастают пропорционально квадрату скорости с увеличением плотности и безразмерного параметра, известного под названием *коэффициента трения Фэннинга*, который является функцией числа Рейнольдса и шероховатости стенки трубы.

### Регулирование реологических свойств на буровой

Влияние реологических свойств буровых растворов на процесс бурения сильнее всего проявляется в кольцевом пространстве между бурильной колонной и стенкой ствола скважины; поэтому отбор проб бурового раствора производится непосредственно из выкидной линии, а их исследования осуществляются до того как в растворе произойдут тиксотропные изменения. На буровой вязкость бурового раствора измеряют с помощью воронки Марша путем определения времени вытекания из нее одной кварты раствора. Этот прибор, разумеется, дает лишь эмпирическое значение вязкости, тем не менее воронка Марша является полезным промысловым прибором, позволяющим буровой бригаде выполнять инструкции инженера по буровым



растворам. Достоинствами этого прибора является прочность и простота измерений.

Для стандартных измерений инженеры по буровым растворам используют вискозиметр с коаксиальными цилиндрами (например, вискозиметр Фэнна), работающий при двух частотах вращения. Этот прибор позволяет посредством простейших расчетов определять значения пластической вязкости (ПВ), предельного динамического напряжения сдвига (ПДНС) и кажущейся вязкости (КВ) при частоте вращения  $600 \text{ мин}^{-1}$ . Можно также рассчитать (см. главу 5) предельное статическое напряжение сдвига (ПСНС) и параметры  $n$  и  $K$  степенного закона.

Знание всех этих параметров позволяет постоянно контролировать реологию бурового раствора. ПВ и  $K$  зависят главным образом от суммарного объема твердой фазы в буровом растворе и от вязкости жидкости, в которой она диспергирована. В то же время ПДНС и ПСНС больше зависят от присутствия коллоидных глин и от загрязнения раствора неорганическими солями. Способность бурового раствора разжижаться при сдвиге, т. е. степень снижения эффективной вязкости с увеличением скорости сдвига, можно оценивать по отношению ПДНС/ПВ или по показателю нелинейности  $n$ . Для того чтобы иметь представление о том, насколько загустевает буровой раствор во время спуско-подъемных операций, можно использовать разницу между начальным статическим напряжением сдвига и ПСНС после 10 мин покоя.

При необходимости ПВ снижают добавлением воды или механическим отделением лишних объемов твердой фазы. Слишком высокие ПДНС и ПСНС снижают добавлением некоторых высокомолекулярных соединений, известных как «понижители вязкости». В настоящее время в качестве понизителя вязкости наиболее широко используется хромлигносульфонат в растворе с каустической содой, но могут применяться также растворы лигнита и полифосфатов.

Если ПСНС слишком низкое, его можно повысить добавлением бентонита. В идеале ПСНС должно быть достаточно высоким, чтобы в течение всего времени отсутствия циркуляции барит и шлам оставались во взвешенном состоянии. Повышенные значения ПСНС нежелательны, так как при этом затрудняется отделение на поверхности выбуренной породы и увлеченного газа, а также повышается давление, необходимое для восстановления циркуляции после смены долота. Более того, при подъеме буровой колонны высокое ПСНС может привести к снижению давления столба бурового раствора у долота вследствие проявления эффекта свабирования. Если это снижение давления превысит разность давлений бурового раствора и пластовых флюидов, последние начнут поступать в ствол скважины и вызовут выброс. При спуске буровой колонны в скважину развивается положительный импульс давления, который может привести к гидравлическому разрыву пласта с последующим

поглощением. Разработаны методы расчета этих положительных импульсов давления.

К сожалению, понизители вязкости, используемые для снижения ПСНС буровых растворов на пресной и слабоминерализованной воде, оказывают и отрицательное побочное действие. Замещение ионов кальция или других поливалентных ионов на глинистых частицах в шлеме ионами натрия из раствора с понизителем вязкости приводит к образованию мельчайших глинистых частиц. Часть таких частиц не удается удалить из раствора на поверхности, и они многократно циркулируют по системе, пока не уменьшаются до коллоидных размеров. Это резко затрудняет и удорожает процесс регулирования вязкости буровых растворов на пресной воде при разбуривании пластов, содержащих коллоидную глину. Диспергирующий эффект ионов натрия можно нейтрализовать добавлением соединения кальция или применением полимерного бурового раствора на минерализованной воде. Такие композиции называют *ингибирующими буровыми растворами*.

### Фильтрационные свойства

Еще одним важным требованием, предъявляемым к буровому раствору, является его способность изолировать проницаемые пласты, вскрываемые долотом, путем образования тонкой малопроницаемой фильтрационной корки. Поскольку давление столба бурового раствора обычно превышает поровое давление, чтобы предотвратить приток в скважину пластовых флюидов, при отсутствии такой фильтрационной корки буровой раствор будет непрерывно проникать в проницаемый пласт.

Для образования фильтрационной корки необходимо, чтобы буровой раствор содержал частицы, размер которых чуть меньше размера поровых отверстий в пласте. Эти частицы, называемые мостообразующими, перекрывают наружные поры, после того как некоторое число меньших частиц проникнет в поровое пространство пласта. Мостовая перемычка у наружных пор продолжает расти за счет отложения мелких частичек, и через несколько секунд в пласт будет поступать только жидкая фаза раствора. Внедрение в пласт суспензии мелких частиц при образовании фильтрационной корки известно под названием *мгновенной фильтрации*, а жидкость, которая поступает в пласт после мгновенной фильтрации, называется фильтратом бурового раствора.

Скорость фильтрации и увеличение толщины фильтрационной корки зависят от возможности разрушения поверхности корки под воздействием жидкости или в результате механической эрозии, проявляющихся в процессе фильтрации. Когда раствор неподвижен, объем фильтрата и толщина корки увеличиваются пропорционально корню квадратному времени (и, следовательно, их рост замедляется). В динамических условиях

поверхность корки разрушается с постоянной скоростью. Когда скорость роста фильтрационной корки становится равной скорости ее разрушения, толщина корки и скорость фильтрации сохраняются неизменными. Все стандартные исследования фильтрационных свойств проводятся при статических условиях, так как исследования в динамических условиях занимают много времени и требуют использования сложного оборудования. Таким образом, скорости фильтрации и толщины корок, измеренные в ходе стандартных исследований на поверхности, лишь весьма приблизительно соответствуют фактическим значениям этих показателей в скважинных условиях. Более надежным критерием является проницаемость фильтрационной корки, поскольку она является важнейшим фактором, определяющим как статическую, так и динамическую фильтрацию.

Проницаемость фильтрационной корки зависит от гранулометрического состава твердой фазы раствора, а также от электрохимических условий. Обычно чем больше в растворе частиц коллоидного размера, тем меньше проницаемость корки. Присутствие в глинистых растворах растворимых солей резко повышает проницаемость фильтрационной корки, но некоторые органические коллоиды позволяют добиться низких проницаемостей корки даже в присутствии насыщенных солевых растворов. Понижители вязкости обычно снижают проницаемость корки, так как они вызывают разрушение глинистых комочков на мельчайшие частицы.

Фильтрационные свойства, необходимые для успешного заканчивания скважины, в значительной мере зависят от природы разбуриваемых пластов. Устойчивые породы низкой проницаемости, такие как плотные карбонаты, песчаники и литифицированные глинистые сланцы, обычно можно разбуривать без регулирования или при слабом контроле фильтрационных свойств. Однако многие глинистые сланцы чувствительны к действию воды, т. е. при контакте с водой в них развивается давление набухания, которое вызывает обваливание таких пород и кавернообразование. Перекрытие зарождающихся трещин фильтрационной коркой бурового раствора помогает борьбе с кавернообразованием, но более важными факторами считаются тип используемого бурового раствора и химический состав его фильтрата. Стабилизацию ствола скважины обеспечивают растворы на углеводородной основе, при использовании которых соленость водной фазы регулируется, чтобы предотвратить набухание глинистых сланцев.

При бурении в проницаемых пластах необходимо регулировать фильтрационные свойства, чтобы предотвратить чрезмерное уменьшение фактического диаметра ствола вследствие образования толстой фильтрационной корки. Кроме того, толстая глинистая корка может стать причиной прихвата буровой колонны, механизм которого известен под названием «*прихват под действием перепада давления*». Этот механизм проявляется

тогда, когда в процессе бурения часть буровой колонны опирается на стенку ствола и разрушает фильтрационную корку. При прекращении вращения часть колонны, контактирующая с глинистой коркой, изолируется от действия давления столба бурового раствора; в данном случае эта часть колонны будет находиться лишь под давлением, существующим в порах фильтрационной корки. Возникающий при этом перепад давления может быть достаточно большим, чтобы воспрепятствовать перемещению буровой колонны. Иногда колонну удается освободить путем создания вокруг прихваченной ее части нефтяной ванны. Если эта попытка окажется безрезультатной, то могут потребоваться дорогостоящие ловильные работы или бурение нового ствола в обход оставленного в скважине инструмента. Опасность прихвата буровой колонны может быть уменьшена путем использования бурового раствора, который откладывает тонкую плотную фильтрационную корку; путем поддержания минимально возможной плотности бурового раствора с целью уменьшения перепада давления и путем введения в раствор смазочного материала для уменьшения адгезии между колонной и глинистой коркой. При использовании буровых растворов на углеводородной основе прихват буровой колонны происходит редко, так как они обладают хорошими смазочными свойствами и образуют тонкие фильтрационные корки.

Хорошие фильтрационные свойства необходимы также при бурении в несцементированных песках, которые осыпаются в ствол скважины, если их не защитить быстрообразующейся фильтрационной коркой.

При вскрытии потенциально продуктивных пластов как скорость фильтрации, так и мгновенная фильтрация должны быть сведены к минимуму, чтобы предотвратить возможное снижение продуктивности в результате проявления одного из следующих четырех механизмов. Во-первых, проницаемость коллектора, содержащего природные глины, может снизиться за счет их набухания при контакте с фильтратом бурового раствора. Частицы глин перемещаются внутрь коллектора, застревают в местах сужений поровых каналов и резко снижают проницаемость породы. Во-вторых, давление в некоторых коллекторах недостаточно, чтобы вытеснить водный фильтрат из порового пространства призабойной зоны при вводе скважины в эксплуатацию. Фильтрат, остающийся в порах, уменьшает площадь поперечного сечения пласта, через которое могут течь нефть или газ; при этом возникает явление, известное как «*образование водяного барьера*». В-третьих, мелкие частицы из бурового раствора, поступающие в пласт при мгновенной фильтрации, могут закупорить каналы для прохода пластовых флюидов. В-четвертых, может произойти взаимное осаждение солей, растворенных в фильтрате и в пластовых водах.

При открытии нового нефтяного месторождения рекомендуется провести широкие лабораторные исследования, чтобы соз-

дать такую композицию бурового раствора, которая не ухудшала бы продуктивность скважин при разбуривании месторождения. Эти исследования должны проводиться с использованием кернов, отобранных из продуктивного пласта, с применением продуктов перегонки нефти, например дизельного топлива, и реальных или синтетических минерализованных пластовых вод. Снижения продуктивности, вызываемого проникновением твердых частиц из бурового раствора, можно избежать путем поддержания в растворе достаточного числа частиц нужного размера, чтобы обеспечивалось закупоривание поровых отверстий, или путем использования такого раствора, частицы которого растворяются в нефти или кислоте или подвергаются биологическому разложению. Если пласт содержит природные глины, требуется раствор, фильтрат которого защищает эти глины от набухания и диспергирования. Когда существует опасность образования водяного барьера, следует прибегнуть к раствору на углеводородной основе.

О фильтрации бурового раствора привыкли судить по результатам стандартного испытания на фильтрацию по методике Американского нефтяного института (АНИ). При этом испытании буровой раствор подвергают статической фильтрации через фильтровальную бумагу в течение 30 мин, а затем измеряют объем фильтрата и толщину фильтрационной корки. При составлении программы использования буровых растворов в скважине часто задают максимальные фильтрационные потери в соответствии с требованиями АНИ; предполагается, что пока этот уровень не будет превзойден обеспечивается достаточное регулирование фильтрационных свойств раствора в скважине. Таким образом, понятно, что полагаться только на данные измерений фильтрационных потерь по методике АНИ при регулировании фильтрации в скважине весьма ненадежно и следует принять во внимание другие факторы, такие как толщина глинистой корки, ее проницаемость и подверженность разрушению, гранулометрический состав твердой фазы и химический состав фильтрата.

### Водородный показатель

Относительную кислотность или щелочность жидкости удобно выражать с помощью водородного показателя (рН). Значения рН, соответствующие взятому с обратным знаком десятичному логарифму концентрации ионов водорода, снижаются при десятикратном повышении кислотности. Например, концентрация ионов водорода в растворе с  $\text{pH}=4$  в 10 раз ниже, чем концентрация этих ионов в растворе с  $\text{pH}=3$ . Когда  $\text{pH}=7$ , концентрация ионов водорода равна концентрации ионов гидроксила и жидкость нейтральна, что характерно для химически чистой воды. При  $\text{pH}>7$  концентрация ионов гидроксила возрастает в 10 раз при увеличении рН на одну единицу; таким об-

разом, концентрация ионов гидроксила при  $\text{pH}=11$  в 10 раз больше, чем при  $\text{pH}=10$ .

Оптимальное регулирование свойств некоторых систем буровых растворов основано на контроле рН, поскольку таким образом можно выявлять и удалять некоторые вредные примеси. Буровой раствор, приготовленный, например, из бентонита и пресной воды, имеет рН 8—9. При загрязнении такого раствора цементом рН повысится до 10—11, а при последующей обработке кислотным полифосфатом — вновь понизится до 8—9. К числу других причин, определяющих необходимость регулирования рН, относятся сохранение свойств растворов, обработанных известью, замедление коррозии и эффективное использование понизителей вязкости.

Для приближенного определения рН полоску бумаги, пропитанной определенными красителями (индикаторами), погружают в буровой раствор; приобретенный этой полоской бумаги цвет сравнивается с эталонной цветовой шкалой. Для получения надежных данных необходимо применять электрометрический метод с использованием стеклянного электрода. Если концентрация ионов натрия очень высока, может понадобиться специальный стеклянный электрод.

### Щелочность

Описанные методы определения рН являются средством оценки относительной щелочности или кислотности. Общую щелочность определяют титрованием стандартным кислотным раствором, окончание титрования оценивается по изменению цвета индикатора и соответствует конкретному значению рН. Результаты измерения щелочности проб воды и фильтратов буровых растворов, подвергавшихся слабой химической обработке, могут быть использованы для расчета концентрации ионов гидроксила ( $\text{OH}^-$ ), карбоната ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) и бикарбоната ( $\text{HCO}_3^-$ ) в растворе. Щелочность является одним из параметров, используемых при регулировании свойств растворов, обработанных известью. Титрование бурового раствора и его фильтрата позволяет рассчитать содержание в буровом растворе извести.

### Катионообменная способность. Испытание с помощью метиленовой сини

Испытание с помощью метиленовой сини служит для определения доли активной глины в буровом растворе или в образце сланца. При этом испытании измеряется общая катионообменная способность присутствующих глин. Его полезно проводить вместе с определением содержания твердой фазы для оценки коллоидных характеристик глинистых минералов. Аналогично можно выявлять характеристики частиц выбуренного глинистого сланца и оценивать степень его диспергируемости и



возможное влияние на устойчивость ствола скважины. Органические вещества, если они присутствуют в пробе, разрушаются окислением перекисью водорода. Адсорбционную способность (или обменную емкость) глинистых частиц определяют титрованием пробы стандартным раствором метиленовой сини до тех пор, пока вода, в которой диспергированы глинистые частицы, не приобретет голубую окраску. Если в воде отсутствуют в значительных количествах другие адсорбирующие материалы, можно подсчитать содержание в ней бентонита на основе обменной емкости сухого бентонита, составляющей 75 мэкв/100 г.

### Электропроводность

Удельное электрическое сопротивление водных буровых растворов измеряют и регулируют в тех случаях, когда желают лучше оценить характеристики пласта по данным электрокаротажа. Регулирование электропроводности растворов осуществляется путем изменения минерализации его водной фазы. Определение удельного сопротивления заключается в измерении сопротивления прохождению электрического тока через пробу. В резистометре с прямым отсчетом удельное сопротивление регистрируется в ом-метрах.

Испытание на электростабильность проводится для определения устойчивости эмульсий воды в нефти (раствор на углеводородной основе). Зонд, снабженный электродами, погружают в пробу; напряжение, подводимое к электродам, повышают до тех пор, пока измеряемая сила тока не достигнет заданного значения; напряжение в этот момент и характеризует устойчивость эмульсии.

### Смазывающая способность

Одной из функций бурового раствора является смазывание бурильной колонны. Требования к смазывающей способности приобретают особенно важное значение в наклонных скважинах, а также для предотвращения прихвата под действием перепада давления.

Для получения сравнительных данных, которые можно использовать в качестве основы для обработки бурового раствора, был усовершенствован испытатель смазочных материалов фирмы «Тимкен» и разработана специальная методика исследований.

### Коррозионная агрессивность

Установлено, что коррозия является главной причиной повреждения бурильных колонн. За коррозией поверхности бурильных труб следят при помощи стальных колец, устанавливаемых в проточке в муфте бурильного замка у конца ниппеля:

через заданное время воздействия бурового раствора определяют снижение массы этих колец. Часто выявление вида коррозионного воздействия оказывается более важным, чем просто контроль потери массы. Например, точечная коррозия ведет к сравнительно небольшой потере массы, но она может стать причиной значительно большего числа случаев повреждения бурильных труб, чем при общей коррозии труб. Наблюдение за стальными кольцами позволяет все же как-то связать повреждения с точечной коррозией, но оно не дает никакой информации о водородном охрупчивании, коррозионном растрескивании под напряжением и других видах образования трещин.

При составлении программ использования буровых растворов следует обращать внимание не только на возможное корродирующее воздействие бурового раствора, но и на влияние ингибиторов коррозии на сам буровой раствор. Применение некоторых ингибиторов коррозии, например, может весьма отрицательно отразиться на свойствах буровых растворов на водной основе. При выборе бурового раствора следует учитывать такие факторы, как источники корродирующих веществ, их состав и методы противодействия коррозии.

### ВЫБОР БУРОВОГО РАСТВОРА

Выбор бурового раствора, наиболее подходящего в каждой конкретной ситуации,— обязанность инженера по буровым растворам, который получил необходимый объем знаний о функциях и свойствах буровых растворов и приобрел в промысловых условиях необходимый опыт для правильного решения этой задачи.

Имеется богатый выбор буровых растворов, отличающихся по составу и свойствам. Хатчисон и Андерсон в табличной

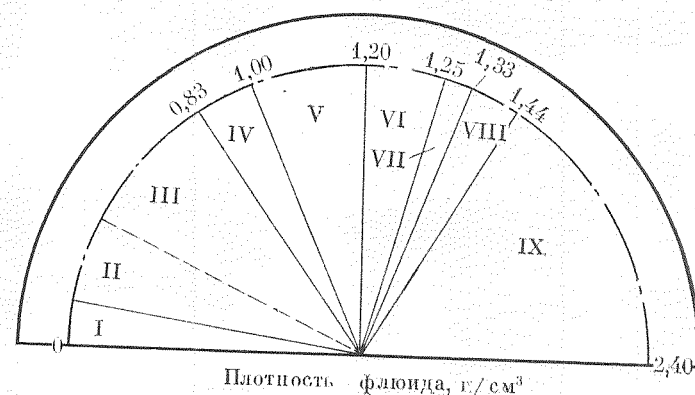


Рис. 1.6. Диапазон изменения плотностей буровых растворов:  
I — сухой и влажный воздух; II — стойкая пена; III — аэрированный буровой раствор, пена при поддержании противодавления; IV — нефть; V — вода, монтмориллоновый раствор, насыщенный солевой раствор; VI — глина и вода; VII — начало утяжеления; VIII — водный раствор, насыщенный  $\text{CaCl}_2$ ; IX — утяжеленный (баритом) буровой раствор

Таблица 1.3

Номер раствора	Буровой раствор	Главные компоненты бурового раствора	Назначение и условия применения
1	На газовой основе: Сухой воздух	Сухой воздух	Быстрое разбуривание сухих твердых пород Приток воды отсутствует Пылевидный шлам
2	Влажный воздух	Воздух и вода или глинистый буровой раствор	Разбуривание увлажненных пород, но при незначительном притоке воды Высокая скорость восходящего потока в кольцевом пространстве
3	Пена	Воздух, вода, вспенивающий агент	Разбуривание устойчивых пород
4	Стойкая пена	Воздух, вода с полимерами и (или) бентонитом, вспенивающий агент	Все условия, требующие бурения при «пониженном» градиенте давления: значительные объемы притока воды, необходимость удаления крупного шлама при низкой скорости восходящего потока в кольцевом пространстве Следует применять полимер и вспенивающий агент, не снижающие устойчивости ствола и выдерживающие действие солей Пену можно образовывать на поверхности
5	На водной основе: Пресная вода	Пресная вода	Быстрое разбуривание устойчивых пластов Требуются отстойники с большой площадью поверхности, флокулянты, обильное водоснабжение и возможность легкого сброса
6	Соленая вода	Морская вода	Солевые растворы применяются для повышения вязкости и снижения температуры замерзания Применяются только для разбуривания пород низкой проницаемости

Продолжение табл. 1.3

Номер раствора	Буровой раствор	Главные компоненты бурового раствора	Назначение и условия применения
7	Растворы с низким содержанием твердой фазы	Пресная вода, полимер, бентонит	Быстрое бурение в устойчивых породах Необходимо оборудование для механического удаления твердой фазы Загрязняются цементом, растворимыми солями
8	Раствор для забуривания скважины	Бентонит и вода	Низкая стоимость
9	Растворы на соленой воде	Морская вода; пластовая вода; насыщенный солевой раствор; глины, содержащие соленую воду; крахмал; целлюлозные полимеры	Разбуривание каменной соли Подземный ремонт скважин При разбуривании соленосных отложений, кроме галита, могут потребоваться специальные обработки
10	Известковые растворы	Пресная или солоноватая вода, бентонит (или местные глины), известь, хромлигносульфонат  Лигнит, хромат натрия и ПАВ для высоких температур	Разбуривание глинистых сланцев Легкость поддержания свойств при средних значениях плотности При добавлении лигнита максимально допустимая температура 150 °С Некоторая солейстойкость Не подвержены влиянию ангидрита и цемента, pH = 11—12
11	Гипсовые растворы	То же (только вместо извести гипс)	Разбуривание глинистых сланцев Легкость поддержания свойств Максимально допустимая температура 165 °С Не подвержены влиянию ангидрита, цемента и умеренных количеств соли, pH = 9—10
12	Хромлигнитовые и хромлигносульфонатные растворы	Пресная или солоноватая вода, бентонит, каустическая сода, хромлигнит, хромлигносульфонат При высоких температурах добавляется ПАВ	Разбуривание глинистых сланцев Легкость поддержания свойств Максимально допустимая температура 180 °С Та же стойкость к загрязнению, что и гипсовых растворов, pH=9—10

Продолжение табл. 1.3

Номер раствора	Буровой раствор	Главные компоненты бурового раствора	Назначение и условия применения
13	Калиевые растворы	Хлорид калия, акриловый, био- или целлюлозный полимер, некоторое количество бентонита	Обеспечивается устойчивость ствола скважины. Требуется оборудование для механического удаления твердой фазы. Высокая механическая скорость бурения при минимальном содержании твердой фазы, pH = 7—8
14	На углеводородной основе Нефтяные	Дегазированная необработанная нефть, мыло, вода	Заканчивание и подземный ремонт скважин низкого давления. Разбуривание неглубоко залегающих продуктивных пластов с низким давлением. Для увеличения плотности и несущей способности можно использовать воду.
15	Битумные	Дизельное топливо, битум, эмульгаторы, 2—10 % воды	Можно разработать композицию раствора любой плотности, обеспечивающую устойчивость ствола и удовлетворяющую требованиям термостабильности при температурах до 315 °C
16	Инвертноэмульсионные растворы	Дизельное топливо, эмульгаторы, олеофильная глина, модифицированные смолы и мыла, 5—40 % воды	Высокая начальная стоимость и ограниченность применения в связи с требованиями охраны окружающей среды; низкие расходы на поддержание необходимых свойств

Примечания: I. К любому раствору на водной основе можно добавлять детергенты, смазочные добавки и (или) ингибиторы коррозии. II. Плотность растворов на углеводородной основе можно повышать добавлением карбоната кальция или барита. III. Для повышения устойчивости сланцев к эмульгированной водной фазе добавляют хлорид кальция. IV. Когда к растворам 7 для повышения плотности добавляют барит, их называют гедиспергирующими буровыми растворами. V. В растворы 9—12 часто добавляют дизельное топливо, обычно с эмульгатором. VI. Термостойкость растворов 11, 12 повышается при удалении кальция и добавлении лигнита и ПАВ.

форме показали их многообразие (табл. 1.3). Плотность, часто являющаяся определяющим фактором при выборе бурового раствора, может колебаться от плотности воздуха до плотности, более чем в 2,5 раза превышающей плотность воды (рис. 1.6).

### Стоимостные факторы

При составлении программы использования буровых растворов главное внимание следует уделять их влиянию на общую стоимость скважины. Тем не менее, поведение бурового раствора в скважине может оказаться более важным, чем его стоимость. Из этого не следует делать вывод о том, что самые дорогие или сложные программы использования буровых растворов будут наиболее желательными. Ограничения, налагаемые оборудованием или персоналом, могут сделать неприемлемой любую программу, если этими факторами пренебречь на стадии планирования.

Поскольку основная задача заключается в успешном завершении бурения и в заканчивании скважины в кратчайшее время, программа использования буровых растворов должна обладать определенной гибкостью, чтобы ее можно было корректировать при изменении условий в скважине для обеспечения максимальной скорости проходки. Следовательно, при выборе бурового раствора необходимо учитывать все ранее рассмотренные факторы, влияющие на механическую скорость бурения и на устойчивость ствола скважины.

### Влияние факторов, действующих на устье скважины

При составлении программы использования буровых растворов важным фактором может оказаться географическое положение скважины. Возможность легкого доступа к буровой и низкие транспортные расходы вполне могут компенсировать повышенные расходы на более эффективные материалы. Наличие воды и ее качество часто оказывают влияние на композицию бурового раствора. Требования к охране окружающей среды для конкретной площади могут ограничить или вообще исключить применение определенных веществ. Удаление шлама и других отходов при бурении скважины на конкретной площади может сильно отразиться на общих расходах. Например, при бурении в пределах населенных пунктов затраты на сброс избытка бурового раствора могут оправдать дополнительные расходы на аренду специального оборудования для удаления твердой фазы из раствора или на применение ингибированного бурового раствора.

Наиболее важным фактором, влияющим на успешность реализации программы использования буровых растворов, является компетентность работающего с ними персонала. В ряде случаев

из-за недостаточной подготовки членов буровой бригады приходится обращаться к менее эффективной, но и менее сложной программе.

### **Влияние факторов, проявляющихся в скважине**

Эти факторы обычно накладывают на применение буровых растворов более серьезные ограничения, чем факторы, действующие на устье скважины. Однако условия на поверхности могут влиять и на условия в скважине, как это имеет место в арктических районах, где многолетнемерзлые породы создают совершенно необычные проблемы, связанные с неустойчивостью ствола скважины. Это особенно характерно для разрезов, сложенных песками и гравием. Увеличение диаметра ствола скважины по сравнению с номинальным (иногда до 2,5 м) создает очень сложные проблемы не только при очистке ствола и регулировании содержания твердой фазы, но и при вытеснении бурового раствора и размещении изолирующей надпакерной жидкости или тампонажного раствора за обсадной колонной. Для уменьшения оттаивания многолетнемерзлых пород очень важно разбурить их как можно быстрее, поэтому большое значение имеет очистка ствола скважины от песка и гравия.

Независимо от места заложения скважины следует проанализировать всю имеющуюся информацию о типе и толщине пластов в разрезе. Источниками такой информации являются каротаж в соседних скважинах, электроразведка, данные об отработке долот, отчеты бурового мастера, данные об отборе кернов и т. д. Следует критически проанализировать сообщения о случившихся осложнениях и принятых методах их ликвидации. К числу потенциальных осложнений относятся нарушение устойчивости ствола, поглощение, снижение механической скорости бурения, аномально высокие давления, высокие температуры, корродирующие газы, прихват бурильной колонны и снижение продуктивности скважины. Для успешного выполнения программы бурения необходимо преодолеть все эти трудности путем принятия мер, направленных на регулирование состава и свойств бурового раствора. Такой подход анализируется в главах 8 и 9.

### **Влияние факторов, связанных с используемым оборудованием**

Возможности бурового оборудования могут повлиять на программу использования буровых растворов. Несоответствие буровых насосов, оборудования для приготовления растворов или системы удаления твердой фазы предъявляемым к ним требованиям должно приводить к перерасходу материалов, а иногда для компенсации недостатков оборудования приходится видоизменять наиболее подходящую программу использования буровых растворов. Важность соответствия бурового оборудования

предъявляемым требованиям для успешной реализации программы использования буровых растворов заслуживает более глубокого анализа, чем может быть дан в данной книге. Хатчисон и Андерсон проанализировали оборудование, необходимое для нормальной работы при использовании буровых растворов различных типов (табл. 1.4).

Решающее влияние на стоимость бурового раствора оказывает оборудование, используемое для механического отделения шлама от бурового раствора. Ответственность за это оборудование обычно несет инженер по буровым растворам.

### **УДАЛЕНИЕ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ**

Химическое и механическое диспергирование бурового шлама ведет к повышению доли выбуренной породы в буровом растворе в процессе бурения. В ограниченной степени переход в раствор выбуренной породы полезен, но ее избыток создает значительные трудности и приводит к удорожанию буровых работ. Например, переход в раствор коллоидных глин придает ему нужные реологические и фильтрационные свойства, но когда в раствор переходит слишком много глинистых частиц, происходит его интенсивное загустевание, что вызывает значительное снижение механической скорости бурения, повышает вероятность выброса под действием эффекта свабирования при подъеме колонны, а также вероятность поглощения в результате повышения давления в кольцевом пространстве при циркуляции раствора и положительных импульсов давления при спуске колонны.

Аналогично, обогащение раствора илом является экономичным способом повышения плотности неутяжеленных буровых растворов, но чрезмерное повышение плотности в такой же степени нежелательно из-за снижения механической скорости бурения. Кроме того, обогащение илом ведет к увеличению толщины фильтрационной корки и, следовательно, к повышению опасности прихвата за счет перепада давления. Буровой раствор с высоким содержанием ила имеет низкое отношение ПДНС/ПВ и поэтому неблагоприятные показатели очистки ствола скважины. Таким образом, вполне можно избежать большинства осложнений, возникающих при бурении, если удастся свести к минимуму обогащение раствора выбуренной породой.

Бороться с увеличением содержания твердой фазы можно путем регулирования процесса диспергирования с помощью химических реагентов или разбавлением раствора. Однако химическая обработка стоит дорого и ее возможности ограничены, а разбавление связано с удалением из циркуляционной системы части бурового раствора, который содержит не только нежелательную выбуренную породу, но и необходимые компоненты. В дальнейшем приходится восстанавливать свойства разбав-



Таблица 1.4  
УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ В НАЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ И ТРЕБОВАНИЯ К НЕМУ

Оборудование	Вода или обработанный глинистый раствор	Диспергирующий угнетенный раствор	Недиспергирующие растворы		Растворы на углеродной основе	Создаваемая на поверхности стойкая пена	Сухой газ, воздух и влажный газ
			неугнетенный	угнетенный			
Устьевое Противовыбросовые устройства	Необходимы для регулирования давления в скважине	Используются при необходимости подавления выброса	Используются при необходимости подавления выброса		Используются при необходимости регулирования давления в скважине	Обычно используется один превертор с трубами плашками, один превертор с трубами плашками и один универсальный превертор	Используются при необходимости регулирования давления в скважине
Вращающийся превертор или превертор с резиновым вкладышем	Могут использоваться при бурении с отрицательным дифференциальным давлением	Могут использоваться при бурении с отрицательным дифференциальным давлением	Могут использоваться при бурении с отрицательным дифференциальным давлением		Не используются	Необходимы для отвода пены. Вращающийся превертор используется с вкладышем — ротор-вертлюгом	Необходимы для отвода выходящего из скважины потока в отстойник-шламоборник
Штуцер переменного	Может использоваться для	Необходим для ликвидации	Необходим для ликвидации		Необходим для ликвидации	Необходим для регулирования	Не используется

сечения	регулирования противодавления	ции выброса	использоваться для регулирования давления	ции выброса	давления	Не используется
Уравнительная камера и сепаратор для бурового раствора	Не используются	Необходимы для подавления выброса и регенерации газированного раствора	Необходимы для подавления выброса и регенерации газированного раствора	Необходимы для регенерации раствора при его газировании	Уравнительная камера или пеногаситель гидроциклонного типа при отводе пены в резервуар	Не используются
Отводящие трубопроводы	Выкидная линия к виброситам	Выкидная линия к виброситам, штуцерная линия к уравнительной камере и отстойнику-шламоборнику	Выкидная линия к виброситам, штуцерная линия к уравнительной камере и отстойнику-шламоборнику	Выкидная линия к виброситам, штуцерная линия к уравнительной камере и (или) сепаратору	Выкидная линия к шламо-сборнику или уравнительной камере	Выкидная линия к шламо-сборнику
Для удаления твердой фазы Вибрационное сито	Сдвоенное с ячейками среднего размера	Двухъярусное с ячейками малого и среднего размера	Сдвоенное с ячейками малого и среднего размера	Сдвоенное с ячейками малого или среднего размера	Оборудование для отделения твердой фазы не требуется. Пену обычно используют один раз. Пена вместе со шламом поступает в шламосборник	Оборудование для отделения твердой фазы не требуется. Воздух со шламом поступает в шламосборник
Песколоушка	Вместимостью 3,2—4,8 м³ с конусным сбросом (угол 45°)	Необходима для осадки крупного шлама перед песко- и илоотделителями	Необходима для осадки крупного шлама перед песко- и илоотделителями	Необходима для осадки песка. Нельзя допускать сброса жидкой фазы раствора	Необходима для осадки песка. Нельзя допускать сброса жидкой фазы раствора	Необходима для осадки песка. Нельзя допускать сброса жидкой фазы раствора

Оборудование	Вода или обработанный глинистый раствор	Диспергирующий утяжеленный раствор	Недиспергирующие растворы		Растворы на углеводородной основе	Создаваемая на поверхности стойкая пена	Сухой газ, воздух и влажный газ
			неутяжеленный	утяжеленный			
Пескоотделитель	Играет важную роль, устанавливается перед илоотделителем	Может быть использован для удаления крупных частиц перед илоотделителем	Имеет большое значение для предотвращения перегрузки илоотделителя или центрифуги		Может быть использован при сбросе в бак с разстворителем		
Илоотделитель	Имеет большое значение для удаления мелкой илистой фазы с целью снижения плотности	Не используется	Имеет большое значение для растворов с низким содержанием твердой фазы	Применять не рекомендуется	Не используется	Оборудование для отделения твердой фазы не требуется. Пену обычно используют один раз. Пена вместе со шламом поступает в шламосборник	Оборудование для отделения твердой фазы не требуется. Воздух со шламом поступает в шламосборник
	Имеет большое значение для удаления мелкой илистой фазы с целью снижения плотности	Удаляет мелкие частицы из растворов средней плотности	Имеет большое значение для удаления вы буренной породы	Полезна для растворов средней плотности	Не используется		
	Не используется	Имеет большое значение для экономичности	Может использоваться	Имеет большое значение	Может использоваться для снижения		
Центрифуга							

Дегазатор	Может монтироваться перед оборудованием для обработки раствора	Имеет большое значение при подавлении выброса для восстановления плотности раствора	Может быть использован для регенерации жидкой фазы и сброса шлама	для работы с растворами высокой плотности	плотности	Можно использовать газовый трап низкого давления для регенерации газа
			Имеет большое значение для надежного подавления выбросов		Может использоваться, если площади характерны газопроводяния	Можно использовать газовый трап для разделения газов и жидкости
Для обработки растворов Смесительная воронка	Минимальных размеров для быстрого повышения плотности при выбросах	Максимальных размеров для быстрого повышения плотности при выбросах	Максимальных размеров для введения в раствор полимеров, размещается после оборудования для отделения твердой фазы	Максимальных размеров для приготовления нового раствора	Не требуется, если используются дозаторы	Не требуется
	Не используется	Очень важна для систем высокой плотности с целью подавления выброса	Не используется	Очень важна для подавления выброса	Может применяться для систем высокой плотности	Не используется
Система подачи барита россыпью						

Оборудование	Вода или обработанный глинистый раствор	Диспергирующий утяжеленный раствор	Недиспергирующие растворы неутяжеленный утяжеленный		Растворы на углеводородной основе	Создаваемая на поверхности стойкая пена	Сухой газ, воздух и влажный газ
Устройства для перемешивания	Подходящие для материалов, применяемых при борьбе с поглощениями. Наиболее лучший тип — струйные мешалки в верхней части резервуаров	Очень важны для предотвращения вращения твердой фазы	Важны для поддержания однородности системы		Очень важны для предотвращения вращения и поддержания вязкости	Необходимы при использовании ванн добавок, но до введения пены обрабатывающего агента	Не используются
Отстойник-шламосборник При обычных условиях бурения	От небольшого до большого размера в зависимости от глубины скважины, и необходимости осаждения значительных объемов шлама	Среднего размера, при малом содержании шлама в выходящем растворе	Среднего размера, при большом содержании шлама в выходящем растворе		Небольшого размера, при очень большом содержании шлама в выходящем растворе	Небольшого размера, при использовании большого шлама в выходящем растворе	Небольшого размера, шлам очень мелкий, но чистый (может быть сразу закопан в землю)
При бурении в населенных пунктах	В большинстве случаев используются небольшие стальные баки, в которых транспортируются в установленное для сброса место весь шлам и жидкости. Значительные объемы шлама и жидкостей требуют соз-				Можно подавать пену в резервуар		Не используются

		дания больших площадок для хранения и обуславливают высокие транспортные расходы		емкостью 80 м³			Обычно не используется
При бурении на море	Все отходы собираются в небольшие стальные баки для обработки перед соросом				Можно использовать имеющееся оборудование для добычи		
<b>Для удаления шлама</b> При обычных условиях бурения	Шлам оставляют на дне отстойника после удаления и сброса под землю жидкостей. Для осаждения дополнительных объемов шлама раствор можно обрабатывать дефлокулянтами				Шлам очень чистый и может быть закопан		Шлам очень мелкий, но чистый и может быть закопан
При бурении в населенных пунктах	Весь шлам должен быть доставлен в установленное для сброса место. Затраты на удаление шлама могут превысить стоимость раствора		Для загрязненной нефти шлама может потребоваться отдельное место сброса		Шлам, накопившийся в резервуаре после разрушения пены, доставляется на место сброса		Не используется
При бурении на море	Чистый промытый шлам можно сбрасывать за борт или доставлять на берег специальными баржами		Перед сбросом загрязненный нефтью шлам должен быть промыт растворителем и ПАВ		Шлам вместе с пеной подается в эксплуатационную систему, где обрабатывается, а затем сбрасывается		Обычно не используется

Продолжение табл. 1.4

Оборудование	Вода или обработанный глинистый раствор	Диспергирующий утяжеленный раствор	Недиспергирующие растворы		Растворы на углеводородной основе	Создаваемая на поверхности стойкая пена	Сухой газ, воздух и влажный газ
			неутяжелен- ный	утяжеленный			
Для удаления жидкостей При обычных условиях бу- рения	Не содержащие нефти растворы на пресной воде можно выливать на землю. Содержащие нефть или минерализованные растворы должны доставляться в специально отведенное место. Жидкую фазу можно обрабатывать для ее нейтрализации и дефлокуляции с целью осветления перед сливом на землю или перекачкой в озера или ручьи. Жидкую фазу можно смешивать с почвой						
При бурении в населенных пунктах	Все жидкости должны доставляться в специально отведенное место						
При бурении на море	Жидкую фазу необходимо собрать и перекачать на берег по специальным трубопроводам или доставить на берег баржами						
Хранилище для жидкостей Рабочих	Размер храни- лища может быть малым	Размер хранилища должен быть достаточен для долива скважины при спуско-подъемных операциях,				Вместимость хранилища 1,5—3 м³	

Резервных	или очень большим в зависимости от глубины скважины и опасности поглощений	обычно 50—110 м³			статочным для долива скважины при спуско-подъемных операциях	лища должна составлять 3—16 м³, чтобы можно было попеременно готовить вскипающий раствор	для пенообразующего агента при использовании в влажном воздухе
	Размер хранилища может быть малым или очень большим (если используется для осаждения твердой фазы)	Размер хранилища должен быть достаточен для предотвращения давления тампонажного раствора	Размер хранилища должен быть достаточен для продавливания тампонажного раствора и приготовления до полного раствора при поглощениях	Размер хранилища должен быть достаточен для сбора большого объема выбуренной породы и небольшого объема отработанного раствора	Могут потребоваться два резервуара: один для нового раствора низкой плотности, другой для утяжеленного раствора	Не требуются при хорошем обеспечении водой; могут потребоваться для рециркуляции вспенивающего раствора	Не требуются
Для отработанного раствора	Размер хранилища должен быть достаточен для сбора выбуренной породы и отработанного раствора	Размер хранилища должен быть достаточен для сбора небольшого объема выбуренной породы и отработанного раствора	Размер хранилища должен быть достаточен для сбора большого объема выбуренной породы и небольшого объема отработанного раствора	Размер хранилища должен быть достаточен для сбора большого объема выбуренной породы и отработанного раствора	Размер хранилища может быть минимальным, так как в отходы уходит только твердая фаза, а дорогая жидкая фаза регенерируется	Желателен длинный земляной амбар для отвода пены, выходящей из скважины	Сухую пыль собирать трудно
Хранилище для сухих материалов	Размер хранилища должен быть достаточен для хранения глино-порошка и химреактивов	Важные значения имеют высота и другие размеры хранилища	Хранилище для глино-порошка и химреактивов должно иметь достаточную вместимость и высоту и удобно размещаться на буровой	Размер хранилища должен быть достаточен для хранения глино-порошка и химреактивов	Размер хранилища должен быть достаточен для хранения глино-порошка и химреактивов	Обычно не требуется	Не требуется



Продолжение табл. 1.4

Оборудование	Вода или обработанный глинистый раствор	Диспергирующий утяжеленный раствор	Недиспергирующие растворы		Растворы на углеводородной основе	Создаваемая на поверхности стойкая пена	Сухой газ, воздух и влажный газ
			неутяжеленный	утяжеленный			
Подверженность биологическому разложению	Не разлагаются	Лигносультфонаты разлагаются при низких pH	Большинство полимеров, крахмалы и КМЦ разлагаются		Не разлагаются	Пенообразующие агенты и добавки разлагаются	Пенообразующие агенты, используемые в жидкостях для утяжеления воздуха, разлагаются
Влияние на окружающую среду	Глинистые растворы на пресной воде могут оказаться очень полезными для почв, особенно песчаных. Полифосфаты натрия, используемые в качестве понизителей вязкости, при разложении образуют ортофосфатные удобрения. Лигнит, лигниты и таннины являются гуминовыми кислотами	Лигносультфонаты растворы безвредны, если в них нет хроматов	Полимерные растворы безвредны, если в них нет соединений хрома и хлорфенатных бактерий		Растворы на углеводородной основе не более опасны, чем нефть. Если приняты меры для предотвращения вращения их разлива и имеется система для их удаления, никаких проблем не возникает	Бурение с применением пен не опасно для окружающей среды, так как при этом используются сравнительно малые объемы жидкостей, частицы выделенной буренной породы имеют большие размеры, а пыли не образуется	Бурение с продувкой воздухом может вызвать серьезные трудности из-за пыли, образующейся при перемалывании шлама до мельчайших частиц и их выноса воздухом; добавление пенообразующих агентов помогает предотвратить эти трудности, но не полностью

ленного бурового раствора добавкой химических реагентов и утяжелителя. В связи с неполноценностью этих методов удаление выбуренной породы при помощи механических средств становится все более популярным. Крупные частицы шлама удаляются на двухъярусных виброситах, сетки которых имеют разный размер ячеек, например: верхняя 0,42 мм, а нижняя 0,23 мм. Для удаления песка и ила из неутяжеленных буровых растворов применяются гидроциклонные установки. Избыток коллоидных глин удаляется путем обработки части раствора, выходящего из скважины, в декантирующих центрифугах, из которых коллоидные глины сбрасываются в шламосборник, а очищенный раствор поступает в циркуляционную систему. Ситоциклонная установка представляет собой комбинацию гидроциклона и вибросита, она может использоваться для очистки утяжеленных буровых растворов. На вибросите отделяется более крупный шлам малой плотности от мелкого барита, который затем возвращается в систему.

Для эффективного удаления выбуренной породы важно, чтобы вибросита и гидроциклоны обладали достаточной пропускной способностью. Для обработки всего потока бурового раствора, выходящего из скважины, часто необходимо иметь две параллельно работающие установки. Доусон и Эннис сообщали, что при использовании достаточного числа сепараторов необходимых типов им удавалось удалять из неутяжеленного бурового раствора, применявшегося на одной из скважин в шт. Вайоминг, всю выбуренную породу. Совершенно ясно, что доля выбуренной породы, которая может быть удалена, зависит от диспергирующих свойств применяемого бурового раствора и его типа. Например, применение недиспергирующего полимерного раствора, приготовленного на минерализованной воде, способствует эффективному удалению выбуренной породы.

Ормсби большое внимание уделял вопросу эффективного размещения оборудования для очистки раствора от выбуренной породы. Робинсон суммирует результаты анализа оборудования для очистки от выбуренной породы, проведенного Комитетом по роторному бурению Международной ассоциации буровых подрядчиков, и приводит схемы систем, рекомендованных этим комитетом. Ле Бланк указывает на факторы, которые необходимо учитывать при выборе типоразмеров оборудования для удаления твердой фазы. Заслуженное внимание к средствам удаления выбуренной породы заметно улучшило поведение буровых растворов в скважинах.

#### ВЛИЯНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА СТОИМОСТЬ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Для удовлетворения все возрастающего спроса на энергоресурсы приходится бурить скважины на нефть и газ. Стоимость энергоресурсов прямо связана с буровыми расходами. Буровой раствор представляет собой сравнительно небольшую

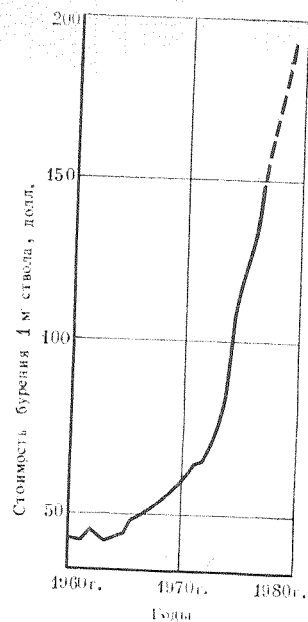


Рис. 1.7. Средняя стоимость бурения на нефть и газ в США

статью прямых расходов, но он может сильно повлиять на общую стоимость бурения. В последние годы стоимость бурения резко возросла (рис. 1.7).

Хотя прямые расходы буровых подрядчиков на материалы для буровых растворов в среднем не превышают 7 % общих затрат на бурение скважины, влияние этой категории затрат на другие статьи расходов может быть значительно большим. Главной статьей расходов на бурение является аренда буровой установки (37 %). Именно поэтому наиболее энергичные усилия направляются на повышение скоростей проходки и сокращение непроизводительных перерывов в бурении, возникающих в связи с прихватами бурильной колонны, притоком газа в скважину, промывками ствола и обработками бурового раствора.

Буровой раствор может повлиять и на другие важные статьи расходов, например, на затраты на бурильные и обсадные трубы, долота, промысловые геофизические исследования и испытания пластов, цемент и услуги по цементированию скважин. В сумме эти затраты составляют около 26 % общей стоимости скважины. Таким образом, буровой раствор может оказать определенное влияние на расходы, превышающие 60 % прямых затрат на бурение. При системном подходе оптимизация позволит значительно снизить стоимость бурения.

### ОПТИМИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ

Оптимизированное бурение предполагает такой выбор режимов работы, при которых затраты на достижение желаемой глубины минимальны при обязательном соблюдении требований безопасности персонала, охраны окружающей среды, получения достаточной информации о разбуриваемых пластах и обеспечения максимальной продуктивности скважины. Дж. Л. Ламмус утверждает, что буровой раствор является наиболее важным переменным фактором, который необходимо учитывать при оптимизации бурения. Вторым по значению фактором является гидравлика промывки скважины. Выбор бурового раствора основывается на его относительной способности обеспечить разбуривание ожидаемых пластов с эффективной очисткой и сохранением устойчивости ствола. В своих ранних работах

Дж. Л. Ламмус выделяет важные переменные факторы, учитываемые при оптимизации процесса бурения, перечисляет источники информации и приводит примеры оптимизации буровых работ.

В серии статей о гидравлике буровых растворов Р. Э. Уокер рассматривает характеристики бурового раствора и создаваемые объемные скорости течения в свете достижения оптимальных показателей промывки ствола скважины. Широкое применение программ оптимизации бурения свидетельствует об их полезности. Сообщают о снижении буровых затрат благодаря оптимизации бурения скважин в шт. Монтана и в юго-западной части шт. Оклахома.

Применение ЭВМ для сбора, хранения, обработки и воспроизведения данных на буровой сделало практически осуществимой критическую оценку проекта бурения непосредственно в ходе буровых работ.

## Глава 2.

# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

В настоящей главе рассматривается история совершенствования буровых растворов и демонстрируется широкий спектр требований, предъявляемых к ним.

## БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

### УДАЛЕНИЕ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ

Если буровой раствор рассматривать как вспомогательное средство, облегчающее создание ствола скважины, то использование буровых растворов началось задолго до появления нефтяной промышленности. Вода, которая является главным компонентом большинства используемых в настоящее время буровых растворов, была первым буровым раствором. Еще в третьем тысячелетии до н. э. в Египте на карьерах при помощи ручных буров создавали стволы глубиной до 6 м. Признанный авторитет в истории бурения Д. Е. Брэнтли пришел к заключению, что для удаления выбуренной породы из таких стволов, по-видимому, применяли воду.

По данным Конфуция (600 лет. до н. э.), в Китае в начале царствования династии Шу (1122—250 гг. до н. э.) бурили скважины для добыwania рапы. Близ границы с Тибетом было пробурено множество скважин глубиной несколько десятков метров на рапу, газ и воду (рис. 2.1). Для размягчения породы и облегчения удаления шлама в эти скважины заливали воду.

При проводке скважин ударным способом шлам удаляли при помощи желонки. В заявке на патент Англии, поданной Робертом Биртом в 1844 г., была предложена для той же цели промывка водой. Он предложил способ бурения путем вращения полых буровых штанг, в котором «материал, разрушенный или перемещенный используемым инструментом, можно удалять водой». Примерно в то же время во Франции Фовелль закачивал воду по полый буровой штанге для выноса выбуренной породы на поверхность. В 1866 г. П. Свини получил в США патент на «бур для горных пород», который обладал многими характерными особенностями современной роторной буровой установки, включая вертлюжную головку, роторный привод и шарошечное долото (рис. 2.2). В нескольких патентах США, выданных с 1860 до 1880 г., упоминается о циркуляции бурового раствора для удаления шлама.

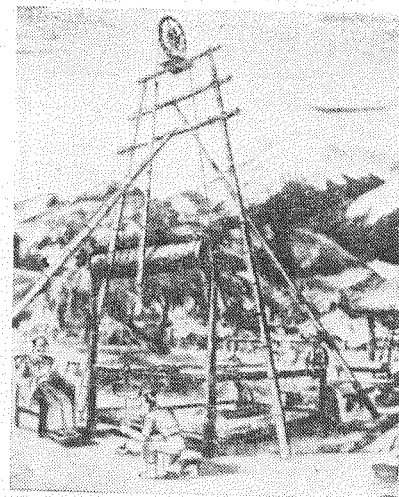


Рис. 2.1. Один из первых китайских буровых станков



Рис. 2.2. Бурение с помощью роторного станка Свини (1866 г.)

### СТАБИЛИЗАЦИЯ СТВОЛА («ОБРАЗОВАНИЕ СТЕНКИ»)

В заявке на патент США, зарегистрированной в 1887 г., М. Д. Чэпмен предложил использовать «поток воды и определенного количества пластичного материала, который будет вымывать образующийся в трубе керн, а за трубой создавать непроницаемую стенку». В качестве пластичного материала он предложил использовать глину, отруби, зерно и цемент. В данном случае патентовалась другая функция бурового раствора — ее способность образовывать на стенке ствола фильтрационную корку и уменьшение тенденции к кавернообразованию.

В 90-х годах прошлого века в штатах Техас и Луизиана роторным способом было пробурено множество скважин, в которых глинистые растворы образовывались естественным путем в ходе бурения. Буровики узнали о возможности использования бурового раствора в качестве средства стабилизации ствола («образования его стенки») в непрочных пластах. Брэнтли, рассматривая достижение в тот период, не упоминает об использовании каких-либо материалов, кроме глины, способствующих образованию фильтрационной корки.

После открытия в 1901 г. месторождения нефти около пос. Спиндлтоп бурение роторным способом быстро распространилось по всему северному побережью Мексиканского залива и в шт. Калифорния. Неустойчивость ствола в слабо сцементированных породах требовала особого внимания.

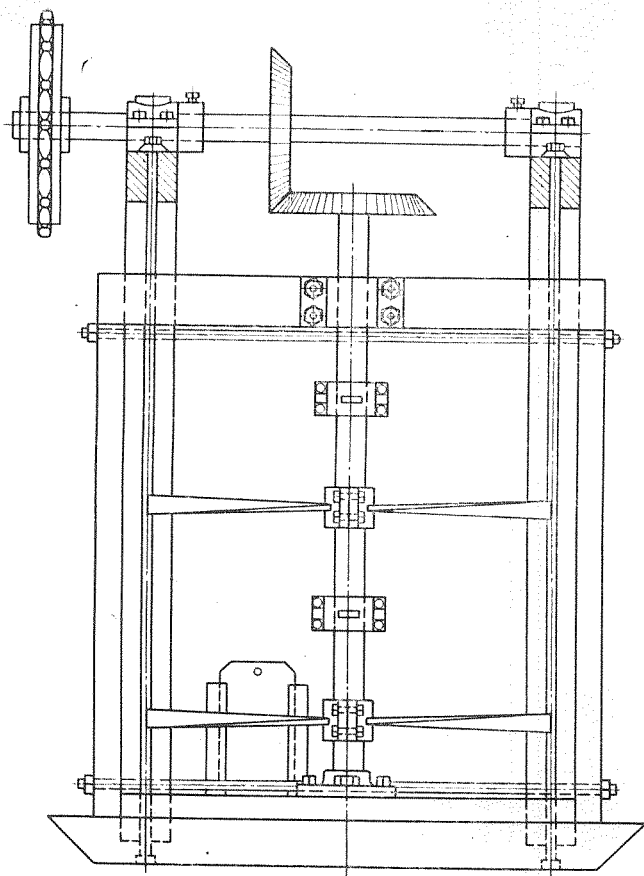


Рис. 2.3. Схема смесителя для буровых растворов, применявшегося в начале века

Обычно в шлам, поднятом из скважин на северном побережье Мексиканского залива, присутствовало достаточное количество вязкой глины («гумбо»), для «образования хорошего глинистого раствора». В шт. Калифорния для создания фильтрационной корки часто приготавливали буровой раствор путем смещения глин, отбираемых из расположенных у поверхности пластов, с водой. Хотя большую часть растворов буровые бригады готовили с помощью лопат, уже имелось несколько вспомогательных устройств для затворения бурового раствора (рис. 2.3). Однако на свойства бурового раствора обращали мало внимания. Термины «тяжелый» и «густой» были синонимами.

## РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Необходимость предотвращения огромных потерь природного газа при бурении ударно-канатным способом скважин в шт. Оклахома способствовали началу широкого использования «раствора, содержащего грязь» как средства регулирования давления. В мае 1913 г. Поллард и Хеггем из Горного бюро США доказали практическую полезность добавления глинистого раствора в скважины, которые бурят ударно-канатным способом, для «изоляции любой вскрываемой газоносной зоны».

При более полном исследовании Льюис и Макмеррей констатировали, что «содержащая глину жидкость представляет собой смесь воды с любым глинистым материалом, который остается взвешенным в течение длительного времени. Эта смесь не содержит песка, извести или аналогичных материалов». Измеренная плотность такого раствора составляла 1,05—1,15 г/см<sup>3</sup>. Консистентность бурового раствора, отмечали они, должна быть такой, чтобы обеспечивалась изоляция песчаного пласта при незначительном проникновении в него фильтрата бурового раствора. Они сообщали, что глубина проникновения раствора в песчаный пласт зависит от консистенции бурового раствора, приложенного давления и пористости пласта. Барьер, образующийся в пласте, сохраняется главным образом благодаря давлению бурового раствора в скважине. Применение глиносодержащих жидкостей обеспечивало следующие преимущества: снижение необходимого числа обсадных колонн; защита верхних песчаных пластов в процессе бурения; предотвращение миграции флюидов между обсадными колоннами; возможность извлечения обсадных колонн из скважины и защита обсадных труб от коррозии. Это исследование было направлено на выявление связей между свойствами и поведением буровых растворов. В статье этих авторов подчеркивалось экономическое значение регулирования свойств бурового раствора.

Большинство буровиков продолжало игнорировать практические выводы, которые обеспечивало применение бурового раствора в качестве средства регулирования давления. В 1922 г. Б. К. Страуд, руководитель отдела минерального сырья в управлении охраны природы шт. Луизиана, писал: «буровики больше следят за консистенцией бурового раствора, чем за его фактической плотностью». Он указал на опасность газирования густого бурового раствора и настоятельно рекомендовал, чтобы «буровики чаще измеряли плотность проб бурового раствора». Б. К. Страуд установил, что успех или неудача в бурении скважин на газовом месторождении Монро (шт. Луизиана) зависел от возможности поддержания сбалансированных условий при вскрытии продуктивных отложений.

Страуд привел данные лабораторных испытаний цемента, галенита и оксида железа ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) в качестве материалов для



повышения плотности бурового раствора. Оксид железа можно было бы использовать для повышения плотности бурового раствора до  $1,86 \text{ г/см}^3$  без чрезмерного повышения его вязкости. Оксид железа (гематит) был успешно использован на нескольких месторождениях. Осенью 1922 г. для приготовления тяжелого бурового раствора был впервые использован барит пигментного сорта из шт. Миссури.

### БЫСТРЫЙ РОСТ ПРОМЫШЛЕННОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

После того как в 1915 г. был создан Калифорнийский отдел по добыче нефти и газа, штат инженеров в нефтяной промышленности начал расти. Обычно эти инженеры были заняты только проблемами добычи, а бурению уделяли мало внимания. Однако в «Обзоре работ на калифорнийских нефтяных промыслах», сообщалось о нескольких совещаниях, посвященных использованию буровых растворов, а некоторые из этих материалов были перепечатаны в изданиях нефтяной промышленности.

В какой-то мере был изучен механизм коркообразования в стволе скважины. Позднее Керван установил, что твердая фаза бурового раствора не проникает в песчаник даже при давлении, превышающем 14 МПа, а фильтрат бурового раствора внедряется в пласт, благодаря чему на его поверхности образуется глинистая корка (рис. 2.4).

Образование глинистой корки на поверхности нефтеносного песчаного пласта могло либо помешать выявлению признаков нефти в процессе бурения, либо создать трудности во время вызова притока в скважину. Таким образом возникло требование к буровому раствору, заключающееся в том, что его применение не должно мешать сбору информации в ходе бурения или на стадии заканчивания скважины.

Некоторое внимание начали обращать на методы обработки буровых растворов в промысловых условиях и возникающие при этом проблемы. Тем не менее в большинстве районов «типичный подрядчик, использующий роторный способ бурения, не обращал серьезного внимания на состояние применяемого бурового раствора. Обычно его считали хорошим или плохим в соответствии с мнением и опытом отдельного бурильщика». На основе практики горнодобывающей промышленности в сфере обогащения руд в ряде районов интенсивного бурения были размещены установки для централизованной регенерации буровых растворов.

В конце 20-х годов крупными нефтедобывающими компаниями были предприняты исследования практики бурения и добычи. Буровой раствор рассматривали как коллоидную суспензию, и он был объектом исследования главным образом химиков. Поставщики глин подчеркивали коллоидный характер своей продукции. Структурообразование после прекращения течения суспензии глины стали считать положительным яв-

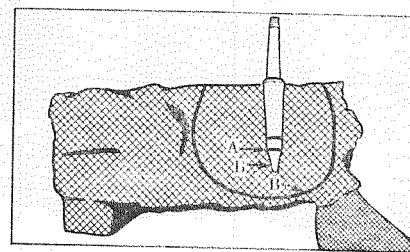


Рис. 2.4. Лабораторные исследования, показывающие образование фильтрационной корки на поверхности песчанника:  
А — низ патрубка; В — глинистая корка на стенке ствола; В — граница проникновения воды при фильтрации бурового раствора в песчанник

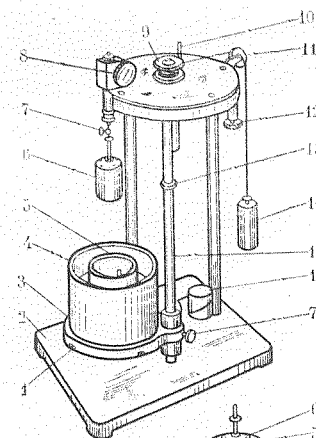


Рис. 2.5. Вискозиметр Стормера, применявшийся для измерения вязкости буровых растворов в 1930 г.:

1 — концентричные установочные винты; 2 — опорная плита; 3 — опора; 4 — чашка, служащая в качестве водяной бани; 5 — чашка Стормера; 6 — ротор; 7 — установочный винт; 8 — шкала индикатора; 9 — шпиндель; 10 — рукоятка подъемника; 11 — барабан; 12 — нажимная кнопка тормоза; 13 — останов; 14 — груз; 15 — опорный стержень; 16 — чашка для груза; 17 — концентричная диафрагма; 18 — шпоночная канавка; 19 — водяная баня

нием. Всеми была признана превосходная способность вайомингского бентонита образовывать буровой раствор.

Из опыта керамической промышленности специалисты по химии буровых растворов взяли на вооружение методы исследования суспензий глин с помощью таких приборов, как вискозиметры Макмайкла и Стормера (рис. 2.5). Однако применяемые в керамической промышленности понизители вязкости, такие как каустическая сода и силикат натрия, обычно бывали неэффективными для буровых растворов. Подходящими для них оказались щелочные растворы различных природных таннинов, а также пиро- и полифосфаты.

Для измерения кажущейся вязкости буровых растворов на промыслах Х. Н. Марш предложил простую прочную воронку. Х. Н. Херрик обратил внимание на отчетливо выраженное различие в поведении потоков глинистых растворов и воды. Он указал на то, что кажущуюся вязкость, измеренную при помощи вискозиметра Стормера, нельзя использовать для расчета давления, требуемого для перекачки бурового раствора по трубам. Для этого, по его мнению, нужно использовать вискозиметр, из которого раствор истекает под давлением.

Внедрение в начале 30-х годов нового, весьма совершенного бурового оборудования стимулировало исследование роли, которую играет буровой раствор в процессе бурения. В результате проведения конференций, организованных отделом добычи Американского нефтяного института (АНИ) и отделом нефти

Американского института горных инженеров и инженеров-металлургов (АИГИИМ), появились публикации, посвященные буровым растворам. Тринидадское отделение Общества технологий-нефтяников организовало конференцию, ставшую форумом для обсуждения достижений в практике использования буровых растворов. Журналы «Ойл уикли», «Ойл энд гэс» и «Петролеум энджинир» напечатали многие доклады, представленные на конференции АНИ и АИГИИМ, а также многочисленные статьи о буровых растворах.

На первом Мировом нефтяном конгрессе в 1933 г. было представлено пять докладов, посвященных буровым растворам. С 1930 по 1939 г. было опубликовано больше статей о буровых растворах, чем за 40 лет с начала применения роторного способа бурения на месторождении Корсикана (шт. Техас) в 1890 г. Первая книга, посвященная этой теме, вышла в свет в 1936 г. Ее авторы П. Эванс и А. Рейд не только цитировали наиболее важные статьи о буровых растворах, но и дали многочисленные ссылки на связанные с этим вопросом публикации в научной литературе. Кроме того, они сделали обзор результатов лабораторных и промысловых исследований бурового раствора компаний «Бурма ойл».

Хотя на взаимозависимость между свойствами бурового раствора и осложнениями в бурении, такими как обвалы пород (раньше их называли «обваливающиеся сланцы»), высоконпорные газопроявления и притоки соленых вод, а также минерализация раствора каменной солью, указывали давно, на снижение добычи нефти за счет изолирующего действия глинистой корки почти не обращали внимания. Нефтедобывающие фирмы шт. Калифорния были серьезно обеспокоены «глинизацией» нефтеносных песков, и в 1932 г. Комитет по технологии бурения при АНИ провел специальный симпозиум по этой проблеме. А. К. Рьюбел отмечал, что «закупоривание нефтеносных песков стало причиной невозвратимой потери миллионов тонн нефти в шт. Калифорния». Проведенные Х. Х. Фарнхэмом лабораторные исследования фильтрации буровых растворов в песок показали, что образуется фильтрационная корка толщиной от 1,6 мм при фильтрации бентонитового раствора до 25 мм или более при фильтрации обычных буровых растворов. С. Джил на основании результатов исследований на кернах, отобранных из скважин, пробуренных в районе северного побережья Мексиканского залива, сделал заключение о незначительном проникновении бурового раствора и о формировании тонкой фильтрационной корки. Он пришел к выводу — «буровые растворы правильно подобранного состава» вызывают незначительное загрязнение пласта, если отфильтрованная вода не будет влиять на приток нефти. С. П. Парсонз сообщил о проникновении бурового раствора в несцементированный песок на глубину до 25 мм и относительно обнаружения следов раствора на глубине до 10 см и более.

Рьюбел, работая в компании «Юнион ойл», приступил к изучению механизма образования глинистой корки и фильтрации раствора в песчаные керны. Джонс и Бэбсон сообщили об исследованиях при давлениях до 28 МПа и температурах до 135 °С. Отмечались явные различия в фильтрационных характеристиках нескольких буровых растворов. Главной целью исследований было не предотвращение загрязнения продуктивного пласта, а обеспечение устойчивости ствола. Исследования показали, что породы обваливались в тех случаях, когда глинистые корки были толстые и в пласт поступали очень большие объемы воды. Когда такие буровые растворы заменяли растворами, которые образовывали тонкие фильтрационные корки и характеризовались низкой водоотдачей, осложнения прекращались вообще либо становились не столь существенными. Однако лабораторное оборудование для исследований фильтрации нельзя было использовать в промысловых условиях. Позднее Фил Х. Джонс описал простое надежное устройство для использования на промыслах. Этот прибор (рис. 2.6; 2.7) с небольшими усовершенствованиями продолжает оставаться стандартным устройством, используемым для оценки характеристик бурового раствора на буровой.

Фильтр-пресс (или как его называли «испытатель коркообразования») позволяет инженеру по буровым растворам установить связь между физическими свойствами бурового раствора и специфическими осложнениями в стволе скважины. Теме фильтрации посвящена глава 6.

Несмотря на всеобщее признание роли плотности бурового раствора в регулировании давления, выбросы происходили слишком часто. На месторождении Конро (техасское побережье Мексиканского залива), где по данным забойных измерений пластовые давления были нормальными, произошло несколько катастрофических выбросов. Инженеры компании «Хамбл ойл энд рифайнинг» (теперь «Экссон») провели анализ работ и установили прямую связь между подъемом труб и выбросами из скважин, несмотря на то что плотность бурового раствора была более чем достаточна для уравнивания забойного давления. Во время промысловых исследований глубинный манометр либо присоединяли к низу бурильной колонны, либо при подъеме бурильной колонны оставляли в стволе скважины. Дж. Э. Кэннон сообщил, что снижения давления или «эффекта сваивирования» было достаточно для того, чтобы вызвать выброс при наличии в стволе буровых растворов, развивающих высокое предельное статическое напряжение сдвига после кратковременного покоя. Эффект сваивирования не зависел ни от вязкости бурового раствора (измеренной на вискозиметре Стомера при частоте вращения 600 мин<sup>-1</sup>), ни от его плотности, а определялся предельным статическим напряжением сдвига, которое развивалось в буровом растворе в состоянии покоя. Важными факторами были также размеры кольцевого простран-

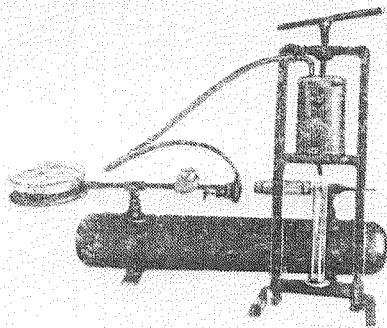
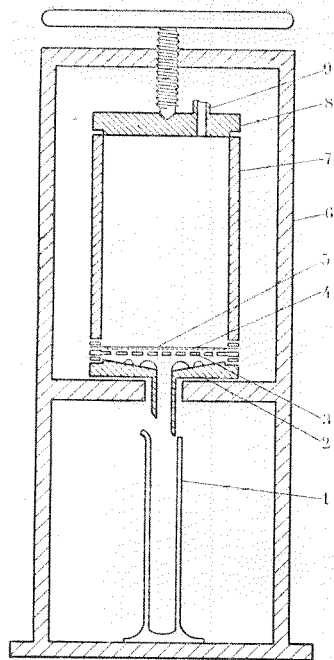


Рис. 2.6. Стенд для исследования фильтрации бурового раствора в статических условиях

Рис. 2.7. Схема прибора для исследования фильтрации бурового раствора в статических условиях:

1 — градуированный цилиндр; 2 — нижняя пластина; 3 — пластина с отверстиями; 4 — сетка с размером ячеек 0,149 мм; 5 — фильтровальная бумага; 6 — винтовой пресс; 7 — емкость (внутренний диаметр 7,6 см, высота 12,7 см); 8 — крышка; 9 — трубка для подачи воздуха



ства между бурильной колонной и стенкой ствола, а также длина колонны.

Проблемы удалось решить не путем увеличения плотности бурового раствора, а использованием раствора с низким предельным статическим напряжением сдвига. Было решено, что для надежного контроля свойств бурового раствора необходимо измерять предельное статическое напряжение сдвига непосредственно на буровой.

Несколько исследователей подчеркивали значительное влияние гелеобразующей коллоидной глины на поведение бурового раствора. Структурообразование при низких концентрациях глины свидетельствовало о ее коллоидности. Однако до появления фильтр-пресса в качестве промышленного прибора практического способа оценки коллоидности не было. Поскольку фильтрационные свойства бурового раствора зависят от природы и доли коллоидного материала в суспензии, фильтр-пресс позволяет оценить коллоидную фракцию в целом, и следовательно, внедрение этого прибора стало важным достижением в совершенствовании технологии промывки ствола скважины.

С появлением различных устройств для контроля свойств буровых растворов, а также методик измерений специалисты ощутили необходимость в унификации приборов и методов измерений. Хьюстонский филиал отдела добычи АНИ в 1936 г. приступил к разработке стандартных методов измере-

ний. Подготовленный этим филиалом доклад стал основой для принятия нормативного документа АНИ 29 «Рекомендуемая практика стандартных измерений свойств буровых растворов в промысловых условиях». На протяжении ряда лет Комитет по стандартизации материалов для буровых растворов вносил многочисленные дополнения и изменения в этот документ. В конце концов он превратился в «Рекомендуемую практику 13В», которая время от времени переиздавалась, причем число страниц в ней возросло с 6 в 1938 г. до 33 в 1978 г.

По мере выявления осложнений, обусловленных буровыми растворами, возникла необходимость в улучшении наблюдений за работой с буровыми растворами на буровой. Американская ассоциация подрядчиков по бурению нефтяных скважин обратилась в Техасский университет за помощью по обучению буровых бригад. Примерно в 1945 г. в районах активных буровых работ были организованы курсы для промышленного персонала под руководством Джона Вудрафа. В 1946 г. появилось, а затем было пересмотрено и расширено по мере продолжения работы этих курсов, учебное пособие «Принципы регулирования свойств бурового раствора». Ответственность за подготовку этого пособия взял на себя Комитет по изучению буровых растворов в юго-западных округах. Оно было выпущено в 1950 г., а затем переиздавалось (издания с восьмого по десятое) в 1951—1955 гг. тем же комитетом. Редактором 11-го издания (1962 г.) был Х. У. Перкинс, а 12-го (1969 г.) — У. Ф. Роджерс. «Принципы регулирования свойств буровых растворов» стали главным пособием при обучении тысяч людей, непосредственно связанных с практическим применением буровых растворов.

## РАЗРАБОТКА ТИПОВ ИЛИ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

### Буровые растворы на основе соленой воды

Первые результаты промышленной практики и лабораторных исследований показали, что наиболее подходящим материалом для улучшения вязкостных и коркообразующих свойств буровых растворов, приготавливаемых на пресной воде, является бентонит. Тем не менее, по мере увеличения содержания в растворе растворенной соли эффективность бентонита начинала прогрессивно снижаться. В насыщенном солевом растворе бентонит не разбухал и мало способствовал снижению фильтрации. Для повышения вязкости минерализованных буровых растворов бентонит смешивали с пресной водой и образующийся вязкий раствор добавляли в водный раствор соли. Однако через непродолжительное время такой буровой раствор терял вязкость и необходима была его дополнительная обработка.

Рой Кросс и М. Ф. Кросс обнаружили, что одна из разновидностей сульфатной глины, которую добывали на юго-западе шт. Джорджия и северо-западе шт. Флорида и которая

состояла преимущественно из глинистого минерала аттапульгита (палыгорскита), может быть использована для повышения вязкости минерализованной воды независимо от содержания соли. Хотя эта глина значительно повышала шламонесущую способность буровых растворов, приготовленных на соленой воде, их коркообразующие свойства оставались неприемлемыми. На поверхности пористых пластов образовывалась толстая фильтрационная корка, которая часто вызывала прихват буровой колонны; кроме того, частым явлением было обваливание глинистых сланцев. Соленосные отложения в Пермском бассейне в западной части шт. Техас сильно затрудняли бурение в этом районе США. На площадях северного побережья Мексиканского залива серьезные осложнения вызывали соляные купола.

Лабораторные исследования по оценке возможности регулирования фильтрации буровых растворов, приготовляемых на основе соленой воды, способствовали проведению в 1939 г. промысловых испытаний трагантийной смолы и желатинизированного крахмала. Промысловая практика подтвердила результаты лабораторных исследований, свидетельствовавших о значительном снижении толщины корки (рис. 2.8). Осложнения, связанные с толстыми фильтрационными корками (прихваты буровой колонны и недоспуск обсадных колонн), в целом были устранены. В США достаточный объем производства и низкая стоимость крахмала в дальнейшем исключили необходимость в импорте смол, и применение солевого раствора, обработанного крахмалом, было признано экономичным решением проблем, возникающих при разбуривании соленосных отложений. Очень скоро крахмал стали широко использовать в качестве средств регулирования фильтрации растворов, приготовляемых на основе слабоминерализованной или пресной воды.

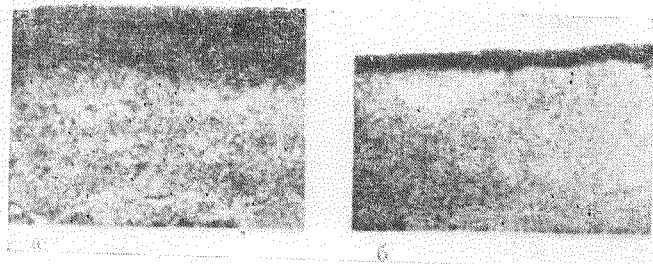


Рис. 2.8. Влияние трагантийной смолы на толщину фильтрационной корки, образующейся на песке из солевого раствора с объемной долей глинистых частиц 20 %:

а — необработанный глинистый раствор; б — глинистый раствор, содержащий 0,5 % трагантийной смолы

### Буровые растворы для «обваливающихся глинистых сланцев»

В начале 20-х годов проблема обваливающихся сланцев при бурении в соляных куполах диапирового типа на побережье Мексиканского залива часто приводила к ликвидации скважин до входа в продуктивные пласты.

Термин «*обваливающиеся глинистые сланцы*» применялся к любым сланцам, которые сильно осыпались в ствол, мешая тем самым процессу бурения. Никого не смущало то обстоятельство, что термин описывал не столько конкретное вещество, сколько явление, происходящее с ним. Для таких сланцев была характерна чувствительность к воде. Одни пробы сланцев набухали при контакте с водой, другие ломались на мелкие кусочки без заметного набухания.

Трудности, связанные с получением представительных проб, вызывающих осложнения глинистых сланцев, привели к тому, что значительная часть исследовательских работ проводилась с бентонитом, а не с глинистыми сланцами. Во время этих исследований игнорировалось важное влияние давления на поведение глинистых сланцев (см. главу 8). Поэтому работы велись в направлении создания специальных буровых растворов, предотвращающих набухание бентонита, либо путем растворения солей в воде, либо путем замены воды нефтью.

В 1931 г. был выдан патент, в котором предлагалось использовать растворимые соли для снижения осмотического давления между жидкостями в стволе скважины и в обваливающихся глинистых сланцах. В последующие годы было сделано несколько безуспешных попыток вести бурение с промывкой буровыми растворами, содержащими хлориды кальция и цинка или хлорид натрия и нитрат натрия. У. В. Вьетти был инициатором исследований в фирме «Тексас», имевших своей целью найти водный раствор, который предотвращал бы разрушение глинистых сланцев. На основе этих исследований в 1935 г. на скважине возле пос. Брайан-Маунд, шт. Техас, был испытан раствор с силикатом натрия. Дальнейшие эксперименты привели к выдаче семи патентов на композиции буровых растворов с силикатом натрия. В формуле этих патентов обычно фигурировал «метод предупреждения обваливания глинистых сланцев в скважине, который заключается в прокачивании по стволу бурового раствора, содержащего глину, воду, силикаты натрия (с различным соотношением оксидов кремния и натрия) и водорастворимые соли с различной массовой долей каждого компонента». Силикат натрия с некоторым успехом использовался в буровых растворах, применявшихся в осложненных скважинах примерно до 1945 г. Во втором издании (1953 г.) своей книги У. Ф. Роджерс посвятил одну из глав буровым растворам с силикатом натрия, но в третьем издании (1963 г.) такие буровые растворы всего лишь упоминаются, так как к этому времени при разбуривании обваливающихся глинистых сланцев начали успешно применять другие типы буровых растворов.



## Буровые растворы с высоким pH

В 30-е годы самым популярным понизителем вязкости для буровых растворов был экстракт квебрахо. Этот растительный таннин, получаемый из коры одного из южноамериканских деревьев с твердой древесиной, приобретает темно-красный цвет при взаимодействии с раствором каустической соды. При значительных массовых долях каустической соды и квебрахо получали *растворы с высоким pH*, которые обладали некоторыми благоприятными свойствами для разбуривания глинистых сланцев; в частности, низким предельным статическим напряжением сдвига и высокой устойчивостью к твердой фазе, образующейся при разбуривании сланцев. От красного цвета растворов с высоким pH пошли *красноизвестковые* или *известковые растворы*, которые на протяжении многих лет (с 1943 по 1957 г.) оставались наиболее популярными буровыми растворами в районе северного побережья Мексиканского залива. Улучшенные их композиции применяются там до настоящего времени.

Происхождение известковых растворов неясно. Как особая система известковый буровой раствор, по-видимому, появился в результате наблюдений за улучшением свойств «красных буровых растворов» после разбуривания цемента или ангидрита. Хотя Роджерс приписывает вероятное происхождение известкового раствора разбуриванию ангидритов в восточной части шт. Техас в 1943 г., Кэннон приводит свидетельство об умышленном добавлении цемента к красному буровому раствору на побережье шт. Луизиана в 1938 г. Независимо от происхождения совершенствование известкового раствора от скважины к скважине привело к его широкому применению на всем побережье Мексиканского залива и разработке методов регулирования свойств путем изменения массовых долей извести, каустической соды, понизителя вязкости и добавок, регулирующих фильтрацию. Позднее лигносульфонат кальция и лигнит (бурый уголь, леонардит) в основном заменили квебрахо в качестве понизителя вязкости, а натриевой карбоксиметилцеллюлозе (обычно называемой КМЦ) было отдано предпочтение перед крахмалом в качестве добавки, регулирующей фильтрацию.

## Нефтеэмульсионные буровые растворы

Примерно в то же время, когда началось использование известковых растворов при бурении на северном побережье Мексиканского залива, в качестве «улучшенных буровых растворов» были признаны нефтеэмульсионные растворы. Значительно раньше нефть использовали для освобождения прихваченной буровой колонны и для «смазывания ствола скважины» перед спуском обсадной колонны. Буровики на промысле возле г. Оклахома-Сити (1934—1936 гг.) добавляли необработанную нефть к буровому раствору для ослабления прихватов буриль-

ной колонны, а в 1937 г. один из буровых подрядчиков в округе Поттаватами, шт. Оклахома, обратил внимание на повышение скорости бурения после добавления к раствору нефти.

К 1950 г. многочисленные сообщения о положительном промышленном опыте использования нефтеэмульсионных буровых растворов вызвали такой интерес к ним, что Комитет АНИ по изучению буровых растворов, предназначенных для юго-западных районов, подготовил обзор по этой теме [69]. Вкратце вывод сводился к тому, что эмульгирование водных буровых растворов с использованием обработанной и необработанной нефти улучшает рабочие характеристики системы, о чем свидетельствуют повышение скорости бурения и увеличение срока службы долота, а также уменьшение осложнений в стволе скважины. К числу главных преимуществ нефтеэмульсионного раствора авторы обзора отнесли снижение вращающего момента, уменьшение случаев прихвата колонны и образования сальников на долоте. Никаких трудностей при приготовлении и поддержании свойств нефтяной эмульсии (которые часто возникали при работе с исходным раствором) не было. Нефтеэмульсионный раствор не оказывал отрицательного влияния на интерпретацию электрокаротажных диаграмм и на исследования отобранных кернов. Были получены данные, свидетельствовавшие о повышении продуктивности скважин; никакого ухудшения коллекторских свойств не отмечали. Эмульгирование нефти достигалось с помощью веществ, уже присутствовавших в растворе, таких как лигносульфонаты, соединения лигнина, крахмал, КМЦ, бентонит, или путем добавки ПАВ, например моющих веществ. О таких же благоприятных результатах применения нефти со всеми типами водных глинистых растворов сообщал Комитет АНИ по изучению буровых растворов для Среднеконтинентального района США.

## Буровые растворы для глубоких скважин

Растворы, обработанные известью, имели определенные преимущества над ранее применявшимися композициями. Сохранять их свойства в процессе разбуривания значительных интервалов, сложенных глинистыми сланцами, было дешевле; кроме того, на такие растворы меньше влияли обычные загрязняющие вещества: соль, ангидрит и цемент. Эти преимущества объяснялись превращением натриевых глин в кальциевые под действием гидроксида кальция (извести). С увеличением глубин бурения, особенно в тех случаях, когда требовалось применять тяжелый буровой раствор, стали сталкиваться с серьезными трудностями. Буровой раствор в нижней части скважины становился чрезмерно густым при прекращении циркуляции, а после продолжительного нагрева происходило его фактическое отверждение. Исследования показали, что отверждение происходило в результате реакции извести с кремнистыми состав-

ляющими бурового раствора. Для устранения осложнений, связанных с влиянием высоких температур на высокощелочные известковые буровые растворы, были предложены композиции слабой щелочности, на которые меньше влияли высокие температуры.

Компания «Тексако» примерно в 1956 г. внедрила *ингибирующий сланцы буровой раствор*. Этот раствор должен был стабилизировать глинистые сланцы путем поддержания высокой концентрации ионов кальция и регулирования щелочности фильтрата бурового раствора.

Необходимую химическую среду образует заранее подготовленная смесь, состоящая из хлорида кальция, извести и лигносульфоната кальция.

Фирма «Мобил рисерч» по-иному подошла к проблеме стабилизации глинистых сланцев. Для того чтобы преодолеть температурные ограничения в использовании обработанных известью буровых растворов и уменьшить набухание и диспергирование глин, был разработан кальциевый буровой раствор с ПАВ. Агрегирование глин при помощи этого ПАВ усиливало добавление гипса. Фильтрацию регулировали путем добавки КМЦ. Если температура поднималась до уровня, при котором использование КМЦ становилось неэкономичным, концентрацию ионов кальция снижали и добавляли в раствор хлорид натрия. Система превращалась в натриевый раствор с ПАВ, фильтрацию его регулировали с помощью полиакрилатов. Водный раствор указанного ПАВ, смешанный с пеногасителем, продается с торговым знаком DMS. Установлено, что DMS является эффективной добавкой к буровым растворам, применяемым при высоких температурах.

В тот период, когда известковые буровые растворы находили все более широкое применение при проходке массивных сланцевых отложений, в западных районах Канады для разбурирования ангидритов начали использовать буровой раствор, обработанный гипсом. *Гипсовый раствор* получали путем добавления сульфата кальция к дисперсии бентонита в пресной воде. Для снижения фильтрации в раствор вводили крахмал или КМЦ. Ангидрит или соль оказывали лишь слабое влияние на свойства гипсового раствора, но из-за быстрого структурообразования он не подходил ни для разбуривания глинистых сланцев, ни для использования в тех случаях, когда требовался раствор высокой плотности. Единственным способом снижения вязкости гипсового бурового раствора было разбавление его водой. Лигносульфонат кальция и танины требовали повышения pH, но при этом гипсовый раствор фактически превращался в известковый.

Проблему регулирования реологических свойств гипсовых буровых растворов решили Грей Кинг и Карл Адольфсон, которые разработали методы получения лигносульфонатов железа, хрома, алюминия и меди из отработанного сульфонант-

ного щелока. Было установлено, что феррохромлигносульфонат, получивший фирменное название «Кьюброксин», обладает необычной способностью снижать вязкость гипсовых буровых растворов и растворов, приготовленных на соленой воде. Рой Доусон впервые применил «Кьюброксин» при бурении нефтяных скважин в 1955 г. В июне следующего года хромлигносульфонатный гипсовый буровой раствор был успешно использован на месторождении Уэст-Хэбери, шт. Луизиана. Явные преимущества, которые обнаружились у этого раствора, привели к тому, что на площадях северного побережья Мексиканского залива он быстро заменил известковые растворы. При бурении на море хромлигносульфонатные растворы,готавливаемые на морской воде, стали предпочитать другим не только потому, что получение морской воды не требовало никаких затрат, но и потому, что в этой воде содержатся соли кальция и магния, которые способствуют стабилизации глинистых сланцев.

Исследования показали, что хромлигносульфонат является эффективным пептизатором; он обеспечивает достаточное регулирование фильтрации и усиливает действие электролитов, препятствующих размельчению и диспергированию глинистого бурового шлама. Повышение устойчивости ствола и уменьшение дробления бурового шлама при разбуривании глинистых сланцев приписывали изолирующему действию лигносульфоната. Многослойная адсорбционная пленка, образуемая лигносульфонатом на поверхности глины, замедляла проникновение воды и противодействовала разрушению стенок ствола и глинистого бурового шлама.

Как уже отмечалось, окисленный лигнит (леонардит) добавляли к известковым буровым растворам, в частности, для противодействия высокотемпературному отверждению. Высокая термостойкость лигнита была также использована в натриевом буровом растворе с ПАВ. После длительного действия высоких температур реологические свойства бурового раствора, содержащего феррохромлигносульфонат, лигнит и DMS, улучшали путем добавки хромата натрия.

Комбинация растворенного в щелочи лигнита и хромата натрия позволила получить продукт, который снижал фильтрацию и структурно-механические свойства бурового раствора при высоких температурах в глубоких скважинах в районе Северного побережья Мексиканского залива. На основе хромлигнита (ХЛ) и хромлигносульфоната (ХЛС) была создана сравнительно простая система, нашедшая широкое применение. Эта система ХЛ-ХЛС обеспечила возможность регулирования как фильтрации, так и реологических свойств в широких диапазонах значений pH, минерализации и содержания твердой фазы. Избыток ХЛ и ХЛС обычно не оказывал отрицательного влияния на свойства бурового раствора. Благодаря таким особенностям введение этой системы в буровой раствор стали широко осуществлять в работах за пределами США.

## Буровые растворы с низким содержанием твердой фазы

Термин «буровые растворы с низким содержанием твердой фазы» определяет не какую-то конкретную композицию раствора, а скорее относится к целому ряду композиций, в которых химическими и механическими способами достигается минимальное содержание твердой фазы.

Многочисленные промысловые наблюдения, особенно в районах с твердыми породами, показали, что при замене воды, используемой для промывки, буровым раствором происходит снижение механической скорости бурения. Ранее снижение скорости отмечали и при повышении плотности бурового раствора. Несмотря на то что промысловый опыт не позволял выявить различия во влиянии плотности и содержания твердой фазы, Уилес и Хауэ на основании наблюдений за временем бурения эксплуатационных скважин в районе, занимающем части территорий штатов Арканзас, Луизиана и Техас, сделали вывод, что накопление выбуренной породы в буровом растворе приводило к снижению скорости проходки. К такому же выводу пришли и другие исследователи на основании анализа использования буровых растворов в округе Дебит, шт. Техас. Анализ показал, что при разбуривании интервала 1500—2500 м затрачивалось на  $\frac{1}{3}$  меньше времени, когда применяли буровой раствор с объемной долей твердой фазы 13 % по сравнению с таким же раствором, в котором объемная доля твердой фазы составляла 18 %.

При характерном для западной части Техаса бурении с промывкой чистой водой диаметр частичек в шламе обычно был слишком мал для удовлетворительного анализа его геологом. Часто в скважину начинали закачивать буровой раствор только для того, чтобы получить более крупный шлам. Механическая скорость бурения при этом снижалась. Х. Э. Мэллори нашел решение этой проблемы с помощью «молочной эмульсии». Она состояла из воды, в которую было добавлено дизельное топливо (объемная доля 5 %) и эмульгатор (приблизительно 0,03 %) — неионный ПАВ (соединение полиоксипропиленсорбита с эфиром таллового масла).

При увеличении доли эмульгатора дизельное топливо можно было эмульгировать в жесткой или минерализованной воде. В результате удалось получить шлам достаточного размера и сохранить все преимущества, достигаемые при бурении с промывкой водой.

Другие методы, используемые для регулирования содержания твердой фазы, заключались в аэрировании бурового раствора, применении гидроциклонов и центрифуг, добавке коагуляторов и замене бентонита на КМЦ с целью поддержания необходимых вязкости и фильтрационных свойств. В глубоких скважинах округа Пекос, шт. Техас, компания «Филлипс петролеум» вместо бентонита применяла КМЦ. В одной из этих сква-

жин «Юниверсити Е-1» в 1958 г. был установлен рекорд глубины бурения (7724 м), который продержался до 1970 г.

Несущую способность и приемлемую водоотдачу безглинистых систем, приготовляемых на соленой воде, обеспечивали гуаровая смола и ее смесь с крахмалом.

Специалисты корпорации «Пан-Американ петролеум» в лаборатории и на месторождениях исследовали применение коагуляторов для удаления шлама из воды. Во время бурения в западной части шт. Техас в выкидную линию непосредственно после вибрационного сита вводили 1 %-ный раствор сополимера акрилаида и карбоновой кислоты. Из скважины поток поступал в резервные земляные отстойники, что обеспечивало достаточное время для осаждения флокулированной твердой фазы перед возвращением воды в приемный резервуар. При разбуривании проницаемых пластов раствор полимера нагнетали в приемную линию насоса для снижения водоотдачи. Благодаря использованию полимеров удалось значительно повысить механическую скорость бурения и продлить срок службы долота. Наблюдалось ослабление обваливания красноцветных глинистых сланцев.

Дальнейшие исследования привели к использованию полимера, усиливающего действие бентонита, вместе с буровыми растворами, приготовленными на пресной воде, с низким содержанием твердой фазы. В эту систему входили (в массовых долях) бентонит (3 %), полимер (0,01 %) и кальцинированная сода (0,05 %). Программа исследований, осуществленная в пяти скважинах в округе Вуд, шт. Техас, подтвердила сильное влияние содержания твердой фазы в буровом растворе на показатели бурения, что иллюстрируется на рис. 2.9. В более поздней работе описывался сополимер винилацетата и малеиновой кислоты, который избирательно флокулировал глины с низким выходом раствора, поступающие в раствор из выбуренной породы, и одновременно улучшал загущающие свойства бентонита. Для измерения эффективного содержания бентонита в буровых растворах было рекомендовано испытание с помощью метиленовой

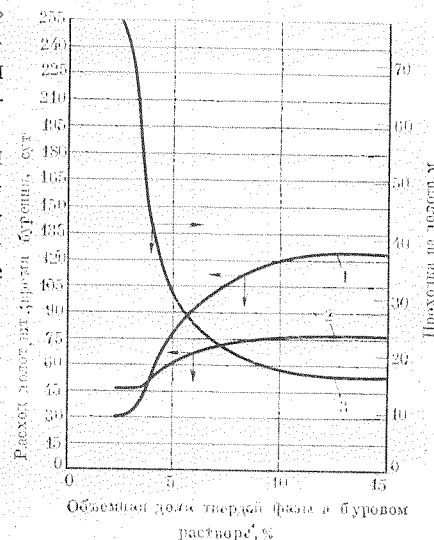


Рис. 2.9. Влияние твердой фазы в буровом растворе на показатели бурения:

1 — расход воды; 2 — время бурения; 3 — проходка на долото

Наряду с прогрессом в снижении содержания твердой фазы в буровых растворах благодаря совершенствованию их композиции важное значение для успеха в этой области имела столь же плодотворная разработка механических средств удаления твердой фазы из бурового раствора. В 1929 г. в шт. Калифорния началось применение вибрационных сит. Вскоре они стали стандартным компонентом оборудования буровой установки. Пескоотделитель (разновидность конического сепаратора), появившийся на нефтяных промыслах в начале 30-х годов, не привлекал внимания нефтяников в течение многих лет. Центрифуга также находила лишь ограниченное применение в шт. Калифорния в качестве средства регенерации бурового раствора на промысловых глинозаводах и на буровых в районе северного побережья Мексиканского залива. С увеличением глубин бурения потребность в продолжительном использовании буровых растворов высокой плотности и чрезмерно высокая стоимость разбавления, как метода регулирования содержания твердой фазы, стимулировали интерес к механическим средствам удаления твердой фазы.

Декантирующая центрифуга была испытана на промыслах в 1953 г. и получила признание не только как средство сбережения барита, но и как оборудование, позволяющее повысить механическую скорость бурения и поддерживать подходящие свойства бурового раствора. Возродился интерес к гидроциклонным пескоотделителям, и появились сообщения о заметном снижении, благодаря их применению, износа долот и стоимости ремонта насосов. Дальнейший прогресс в очистке растворов от твердой фазы был достигнут, когда очищенный от песка буровой раствор начали пропускать через гидроциклоны меньшего диаметра для удаления ила. Очистке раствора от иловой фракции бурового шлама приписывали сокращение числа прихватов буровой колонны, уменьшение объема работ по ремонту насосов и снижение стоимости буровых растворов.

Всеобщее признание важности регулирования содержания твердой фазы для экономики бурения привело к разработке более эффективных ситовых устройств: сепаратора с концентрическими цилиндрами «Мад сепарейтор» и ситогидроциклонной установки «Мад клинер». Джордж Ормсби подчеркивал важность тщательного проектирования всей системы удаления твердой фазы как единого целого. Для облегчения анализа работы сит, гидроциклонов и центрифуг АНИ опубликовал официальный бюллетень. Международная ассоциация подрядчиков по бурению нефтяных скважин через Комитет по роторному бурению подготавливает серию руководств, касающихся механической обработки буровых растворов на поверхности, от их приготовления до сброса.

## Недиспергирующие полимерные буровые растворы

Диспергирование выбуренных глинистых частиц было признано нежелательным результатом добавления в раствор понизителей вязкости. Казалось бы, отказ от использования понизителей вязкости и замена бентонита полимерами должны привести к увеличению скорости бурения. Еще одним преимуществом использования полимеров могло стать образование защитной пленки на поверхности выбуренных частиц и на стенках ствола скважины. В нескольких публикациях в общих чертах рассматривался такой подход, связанные с ним факторы очистки ствола и свойства буровых растворов и приводились данные о промысловом использовании недиспергирующих полимерных буровых растворов. Был сделан вывод об очевидной экономической эффективности применения таких растворов.

На основе лабораторных исследований на микродолотном стенде Д. Р. Экель пришел к заключению, что важным фактором, влияющим на механическую скорость бурения, является не само содержание твердой фазы, а кинематическая вязкость (динамическая вязкость, деленная на плотность), измеренная при скоростях сдвига, имеющих место в насадках долота. Следовательно, ускорение бурения и в то же время придание раствору необходимых шламонесящих свойств обеспечивались способностью определенных полимеров снижать вязкость раствора при сдвиге.

Важным вкладом в совершенствование растворов с низким содержанием твердой фазы было внедрение полимера ХС. Полимер ХС или ксантановая смола образуется в процессе воздействия микроорганизмов *ксантомонас кампестрис* на сахар, находящийся в подходящей среде. Полимер ХС является эффективным агентом, обеспечивающим высокую несущую способность раствора на пресной или минерализованной воде. При низких скоростях сдвига этот полимер обладает исключительной способностью удерживать во взвешенном состоянии твердую фазу, но его вязкость заметно снижается с увеличением скорости сдвига. Слабая чувствительность к солям сделала полимер ХС подходящим компонентом полимерно-электролитных буровых растворов.

## Ингибированные (соединениями калия) буровые растворы

Темой нескольких публикаций, поступивших из различных районов США в последние годы, стали буровые растворы, содержащие хлорид калия и подходящий полимер. Но сначала необходимо отметить прежние случаи применения соединений калия.

Термин «ингибированный буровой раствор» (более правильно «ингибирующий») был впервые применен к буровым растворам (или к их фильтратам), которые не вызывали набухания бентонита. При изучении влияния фильтратов буровых



растворов на проницаемость кернов, отобранных на месторождении Палома, шт. Калифорния, из песчаников свиты стевенс, Новак и Крюгер установили, что относительное снижение проницаемости чувствительных к воде пород можно оценивать по объему вайомингского бентонита, остающегося в фильтрате бурового раствора во взвешенном состоянии в течение 24 ч. Используя данные этого простого испытания, Э. Э. Хьюботтер предложил использовать буровой раствор, в котором массовая доля хлорида калия составляет 10 %, а лигносульфоната кальция около 0,5 %. Для регулирования фильтрации можно добавлять крахмал. Свойства такого раствора можно поддерживать точно таким же образом, как и обычных растворов на соленой воде. Этот ингибированный буровой раствор применили в неглубоких скважинах в южной части шт. Техас и в шт. Вайоминг для повышения добычи из загрязненных песков. В одной из скважин в округе Керн, шт. Калифорния, где применяли раствор с хлоридом калия, отмечалось очень слабое увеличение содержания твердой фазы в растворе при разбуривании глинистых сланцев в интервале 1800—3000 м. Высокая стоимость растворов, обработанных калием, отмечавшаяся в то время нехватка оборудования для удаления твердой фазы и необходимость тщательного наблюдения за использованием растворов привели к тому, что от них пришлось отказаться.

В 1960 г. во время разбуривания крутопадающих глинистых сланцев на площади Сьерро-Пеладо, Венесуэла, Р. Д. Тайлер обратил внимание на заметное повышение устойчивости ствола скважины, когда обычно используемые для предотвращения набухания глин ионы натрия или кальция были заменены ионами калия. Помимо улучшения смазывающих свойств «Концентрей 111», состоящий из калиевых мыл сульфированных кислот таллового масла, служил в качестве «эмульгатора для углеводородной фазы, а также предотвращал набухание глин». Увеличение диаметра ствола по сравнению с номинальным значительно уменьшилось, что, по мнению автора патентной заявки, зарегистрированной в сентябре 1963 г., было результатом ингибирующих свойств ионов калия.

Другое возможное объяснение исключительных ингибирующих свойств соединений калия дали Х. Н. Блэк и У. Ф. Хауэр, которые указали на то, что диаметр иона калия и его число гидратации способствуют ионному обмену с другими катионами на поверхности глин. Лабораторные исследования влияния нескольких солевых растворов на твердость кернов, отобранных из чувствительных к воде пластов, показали, что 2 %-ный раствор хлорида калия является более эффективным стабилизирующим агентом, чем 2 %-ный раствор хлорида кальция или 10 %-ный раствор хлорида натрия.

Полимерный буровой раствор, разработанный специалистами компании «Шелл», начали применять на предгорной площади в западной части Канады в 1969 г. В этом районе меха-

нически неустойчивые пласты в зонах сбросов и чувствительные к воде крепкие глинистые сланцы успешно разбуривали с использованием композиций хлорида калия и полимера. В эти композиции входил гидролизированный на 30 % полиакриламид с молекулярной массой около 3 млн. единиц. Позднее буровые растворы с хлоридом калия и полиакриламидом успешно использовали во многих других районах, где встречаются вызывающие осложнения глинистые сланцы.

О'Брайен и Ченеверт сообщили результаты обширных лабораторных исследований дисперсионных, адсорбционных и гидратационных характеристик для нескольких представительных образцов глинистых сланцев. Они пришли к выводу, что хлорид калия является предпочтительным электролитом для ингибирования глинистых сланцев, а ХС, с учетом всех прочих факторов, является предпочтительным полимером.

При бурении в многолетнемерзлых породах арктических районов возникают такие проблемы, как увеличение диаметра ствола по сравнению с номинальным, прихваты бурильной колонны и осложнения при цементировании кондуктора. В 1971 г. для разбуривания таких пород в дельте р. Маккензи на севере Канады фирма «Империл ойл» использовала буровой раствор, в который входили хлорид калия, бентонит и полимер ХС. Добавка хлорида калия и полимера ХС привела к значительной экономии времени и материалов по сравнению с ранее применявшимся бентонитовым раствором на водной основе.

### БОРЬБА С КОРРОЗИЕЙ

До начала 30-х годов возможному влиянию бурового раствора на коррозию бурильных и обсадных труб уделялось очень мало внимания, если вообще можно было говорить о каком-то внимании. С расширением объема буровых работ в западной части шт. Техас и в Пермском бассейне шт. Нью-Мексико поломки бурильных труб стали предметом постоянных забот буровиков. Обычно применяли минерализованную воду, а при разбуривании соляных пластов нередко достигали состояния насыщения воды солью, так что раствор часто был кислым. Бурильную колонну компоновали лишь несколькими УБТ, поэтому она работала в сжатом состоянии.

В 1935 г. Ф. Н. Спеллер писал, что повреждения бурильных труб в результате коррозии происходят гораздо реже, чем по другим причинам. Он считал, что наиболее перспективным средством защиты бурильных труб от коррозионной усталости является соответствующая обработка бурового раствора. Он предполагал, что коллоидный бентонит должен защищать трубы от кислородной коррозии, однако в присутствии солей коллоидные системы будут разрушаться. Поэтому для удаления кислорода из насыщенного солями бурового раствора он предложил добавлять сульфит натрия.

В 1936 г. Специальный комитет по материалам при отделе добычи АНИ создал подкомитет для исследования коррозионной усталости бурильных труб. Отчет этого подкомитета состоял из докладов нескольких специалистов. Важным выводом из проведенной работы было то, что усталостную долговечность в условиях коррозии нельзя надежно прогнозировать на основании результатов испытаний на потерю массы в отсутствии нагрузок. Кроме того, отмечалось, что в буровых растворах с высоким рН коррозия слабее. В некоторых буровых растворах были обнаружены сульфатвосстанавливающие бактерии, но в этих случаях коррозии бурильных труб не отмечали.

В 1941 г. Грант и Текстер установили, что усталостные повреждения являются самой распространенной причиной аварии бурильных труб. Поломки учащаются при наличии надрезов, задиров и коррозионных проявлений. Эти авторы рекомендовали увеличить число УБТ, чтобы колонна работала в растянутом состоянии, и соблюдать большую осторожность при работе с трубами.

В октябре 1945 г. Американская ассоциация подрядчиков по бурению нефтяных скважин (ААПБНС) выделила средства Бателевскому институту г. Колумбус, шт. Огайо, для изучения повреждений бурильных труб при бурении в Пермском бассейне. Результаты этого обширного исследования были суммированы в серии статей, помещенных в журнале «Дриллинг конструктор» в 1946—1948 гг. В отношении ингибиторов коррозии для буровых растворов был сделан вывод, что наиболее эффективным является хромат натрия в концентрации 2,5 г/л. Обработка этим ингибитором получила широкое распространение при бурении с применением насыщенных солями буровых растворов в Пермском бассейне.

Коррозионная усталость бурильных труб не считалась серьезной проблемой в районах, где пользовались буровыми растворами с высоким рН, содержащими квебрахо, лигнит и лигносульфонат (понижители вязкости, выполняющие одновременно функцию поглотителей кислорода). При бурении с использованием растворов с высоким рН коррозии обсадных труб под действием бактерий не наблюдали. Однако ранее была пробурена скважина, в которой поломку обсадной колонны бесспорно можно было отнести на счет корродирующего воздействия сульфатвосстанавливающих бактерий в обработанных фосфатом растворах с низким рН.

По мере роста глубин бурения и стоимости скважин коррозии начали уделять все больше и больше внимания. Национальная ассоциация инженеров-коррозионистов, основанная в 1945 г., стала посредником в обмене информацией о коррозии, но до 60-х годов большая часть сообщений о коррозии бурильных труб появлялась в публикациях нефтяной промышленности.

На ежегодной конференции ААПБНС в 1959 г. Г. Р. Кинг сообщил о результатах широких исследований, проведенных ла-

бораторией фирмы «Хьюз тул» и посвященных поломкам опор шарошечных долот. Лабораторные исследования подтвердили промысловые данные о быстром выходе из строя опор, работающих в воде, содержащей  $H_2S$ . В условиях испытаний срок службы опор сокращался в 6 раз, когда к исходному 10 %-ному раствору бентонита, содержащему 6 % хлорида натрия, добавляли 0,1 % сульфида натрия.

Во время испытаний к исходному раствору добавляли различные материалы, применяемые для обработки буровых растворов. Танины и лигниты сокращали срок службы опоры долота, а раствор квебрахо с каустической содой нет. Эти исследования показали, что влияние коррозии на сроки службы долота и бурильных труб одинаково, в частности выявлено разрушительное воздействие  $H_2S$ .

Интерес к надпакерным жидкостям возник примерно в 1950 г. Термин «заколонная жидкость» применяется к материалу, который помещается в кольцевое пространство между стенкой ствола и обсадной колонной. Заколонная жидкость должна сохранять стабильность в течение длительного времени в скважинных условиях. Она должна сохранять твердую фазу во взвешенном состоянии, не изменять фильтрационных свойств и служить некорродирующим барьером против агрессивных пластовых флюидов. При необычных локальных условиях требовалась специальная заколонная жидкость (отличающаяся от бурового раствора, используемого при бурении скважины). В этих случаях в кольцевое пространство закачивали раствор на углеводородной основе специального состава (см. раздел, посвященный буровым растворам на углеводородной основе).

Материал, помещенный над пакером в кольцевое пространство между обсадными и насосно-компрессорными трубами для их защиты, получил название «надпакерная жидкость». К надпакерным жидкостям предъявляются те же требования, что и к заколонным жидкостям, не считая ограничений к скорости фильтрации. Надпакерная жидкость помогает поддерживать уплотнение, создаваемое пакером; ее плотность должна быть достаточно высокой, чтобы предотвратить смятие или разрыв труб под действием внутреннего давления. Некогда широкое распространение получила практика — при заканчивании скважин оставлять в кольцевом пространстве между обсадными и насосно-компрессорными трубами применявшийся буровой раствор, но с ростом глубин бурения и температур при ремонте скважин начали возникать серьезные осложнения: тяжелый обработанный известью буровой раствор отверждался в кольцевом пространстве, колонну насосно-компрессорных труб поднять не удавалось и приходилось производить дорогостоящий капитальный ремонт. Чтобы избежать этого осложнения, известковый буровой раствор стали заменять надпакерной жидкостью, например: свежеприготовленным бетонитовым раствором с баритом (часто содержавшим кальцинированную соду для регу-

лирования pH), раствором на углеводородной основе или соевым раствором.

Растворы солей имели то преимущество, что их легко готовить и они в течение длительного времени сохраняют стабильность, но плотность таких растворов ограничена. Поскольку нитрат натрия легко растворяется в воде, его использовали для приготовления надпакерных жидкостей, помещенных в несколько скважин. Вскоре в этих скважинах произошли серьезные коррозионные повреждения труб. Исследования различных растворов одной или нескольких солей позволили рекомендовать для плотностей от 1,0 до 1,2 г/см<sup>3</sup> хлорид натрия; от 1,2 до 1,4 г/см<sup>3</sup> хлорид кальция и от 1,4 до 1,7 г/см<sup>3</sup> смесь хлоридов кальция и цинка. Растворы смеси хлоридов кальция и цинка более высокой плотности сочли слишком агрессивными. Позднее диапазон плотностей надпакерных жидкостей был расширен сначала до 1,8 г/см<sup>3</sup> путем применения смесей бромидов и хлоридов кальция при допустимых скоростях коррозии, а затем до максимального значения 2,15 г/см<sup>3</sup> с внедрением раствора бромидов кальция. В конце 50-х годов возрастающая стоимость труб нефтяного сортамента и увеличение затрат на ремонт скважин вызвали повышенное внимание к замедлению коррозии. Высокие скорости бурения, которым в это время придавали особое значение, повлекли за собой многочисленные коррозионные повреждения буровых труб. Повышенные частоты вращения ротора и нагрузки на долото, изготовление труб из упрочненных сталей, более высокие давления и температуры — все эти факторы так или иначе способствовали росту числа поломок буровых труб.

Для защиты буровой колонны были применены новые методы. Потеря массы труб в результате внутренней коррозии была резко снижена благодаря нанесению на трубы пластмассового покрытия.

Были внедрены новые методы исследований. Для измерения скорости коррозии в бурящейся скважине начали использовать испытательные кольца, устанавливаемые через определенные интервалы в буровой колонне. Потеря массы этих колец являлась мерой скорости коррозии. Высокой чувствительностью в условиях проявления водородного охрупчивания обладал метод испытаний с использованием предварительно напряженных роликовых опор.

Для изучения коррозионного воздействия буровых растворов использовались и другие методы исследований, а также различные приборы. В настоящей книге трудно перечислить все публикации, появившиеся с 1960 по 1970 г., по вопросу о коррозии в буровых растворах. В обзоре Х. Э. Буша достижений, которых добились в этот период, приведены ссылки на некоторые из важнейших работ.

Серьезная опасность H<sub>2</sub>S для буровой бригады и несколько типичных повреждений буровых труб привели к разработке

усовершенствованных методов анализа и более эффективных поглотителей. Гаррет и Кларк сделали обзор разработанных химических поглотителей H<sub>2</sub>S. Современная практика борьбы с сероводородом рассматривается в главе 9.

На протяжении многих лет кислород считают одной из главных причин коррозии буровых труб, и проблема коррозионных проявлений под воздействием кислорода продолжает оставаться весьма серьезной. Каждый раз, когда буровой раствор проходит через наземную часть циркуляционной системы, кислород поступает в него вместе с увлекаемым воздухом. Необходимо непрерывно вводить в раствор какой-либо поглотитель кислорода, например сульфит натрия. Исследуется возможность другого подхода — применения инертного газа для удаления растворенного кислорода.

### ПРИМЕНЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФУНКЦИЙ

При рассмотрении истории развития буровых растворов на водной основе в рамках этой книги было бы невозможно перечислить все применявшиеся композиции. Вместо этого авторы поставили цель — выявить пути развития технологии для удовлетворения возрастающих нужд при непрерывном росте глубин скважин и сложности буровых проблем. Функциональные требования к буровому раствору возросли с одного (удаление шлама из скважины) до многих, в том числе регулирование давления в скважине и поддержание устойчивости ствола. В то же время буровые растворы не должны наносить ущерба ни продуктивности скважины, ни персоналу, ни буровому оборудованию, ни окружающей среде.

Некоторые из этих функций более эффективно могут выполнять буровые растворы, главным компонентом которых является газ, нефть или нефтепродукты. Хотя технология промывки скважин с использованием таких буровых растворов и растворов на водной основе развивалась параллельно, для удобства неводные растворы рассматриваются в этой книге отдельно.

### БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Буровые растворы на углеводородной основе были разработаны с целью устранения некоторых нежелательных характеристик буровых растворов на водной основе. Эти недостатки обусловлены главным образом свойствами самой воды, в частности ее способностями растворять соли, взаимодействовать с течениями нефти и газа в пористой среде, разрушать и диспергировать глины, а также вызывать коррозию стали.

Растворы на углеводородной основе, кроме того что позволили избавиться от отрицательных особенностей водных буровых растворов, обладают рядом потенциальных преимуществ:

лучшими смазывающими свойствами, повышенными температурами кипения и пониженными температурами замерзания. Поскольку стоимость раствора на углеводородной основе всегда выше стоимости водного раствора той же плотности, выбор раствора на углеводородной основе всегда должен быть экономически оправдан его работой в конкретных условиях.

Буровые растворы на углеводородной основе обязаны своим появлением применению необработанной нефти для заканчивания скважин. Когда это впервые произошло, неизвестно. Нефть применяли для вскрытия продуктивных отложений в неглубоких скважинах с низкими пластовыми давлениями на многих первых нефтяных месторождениях. В патентной заявке Дж. С. Свана (1919 г.), патент по которой был выдан в 1923 г., предлагалось использовать «неводную вязкую жидкость», такую как каменноугольный или древесный деготь, смолу или битум, разжиженные бензолом, для бурения скважин. Эти жидкости предназначались для бурения, тем не менее особое внимание обращалось на применение этих веществ для герметизации пространства за обсадной колонной антикоррозионной жидкостью, чтобы облегчить извлечение обсадных колонн из скважины.

Забота о предотвращении глинизации нефтеносных песков вынудила калифорнийские нефтяные компании применить нефть для заканчивания скважин. Нефть стали шире использовать в качестве бурового раствора, после того как прибегли к обратной промывке для транспортирования шлама по буровой колонне. Этим способом было пробурено большое число скважин. Нефть использовали для бурения с отбором керна в неглубоко залегающих нефтеносных песках, а также в солевых отложениях при разведке на площадях с соляными куполами в районе северного побережья Мексиканского залива.

#### ПЕРВЫЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

Поскольку обвалы ствола при бурении в глинистых сланцах приписывали действию воды, предположили, что нефть поможет решить проблему разбухания обваливающихся сланцев.

Фирма «Хамбл ойл энд рифайнинг» (теперь «Экссон») в 1935 г. безуспешно пыталась пройти вызывающий осложнения интервал глинистых сланцев на месторождении Гуз-Крик, шт. Техас, применяя буровой раствор на углеводородной основе, приготовленный из газойля и отходов глины, используемой для очистки смазочного масла. В течение последующих двух лет на месторождениях Анауак и Томбэлл, а также на площадях в восточной части Техаса с помощью буровых растворов на углеводородной основе были отобраны многочисленные керны для изучения содержания погребенной воды в нефтяных коллекторах. Обычно эти растворы состояли из нефти, добытой на разбуриваемом месторождении, и отработанных адсорбционных глин; к растворам добавляли 0,5 % олеиновой кислоты и 1 %

концентрированной серной кислоты. Если нужно было повысить плотность раствора, к нему добавляли оксид свинца.

В 1936 г. компания «Шелл ойл» начала программу исследований с целью разработки бурового раствора на углеводородной основе, а в 1938 г. такой раствор был получен и опробован на месторождении Раунд-Маунтин в шт. Калифорния.

На нескольких калифорнийских месторождениях для бурения в нефтеносных интервалах скважин были использованы композиции, состоявшие из печного (дизельного) топлива, измельченных раковин устриц или известняка, окисленного битума и ламповой сажи, а также барита при необходимости повысить плотность раствора. Каждый компонент выполнял определенную функцию: печное топливо образовывало жидкую среду; раковины, известняк или барит придавали раствору необходимую плотность, а также коркообразующие свойства в начале промывки интервала, ламповая сажа придавала раствору взвешивающие свойства, а окисленный битум — взвешивающие и коркообразующие свойства на завершающей стадии промывки интервала. Главные задачи, которые преследовались при использовании этих растворов, заключались в получении очень тонкой фильтрационной корки и в предотвращении присутствия воды в фильтрате.

Ламповую сажу, как загуститель, позднее заменили мылами щелочноземельных металлов и ненасыщенных жирных кислот, например продуктами реакции таллового масла и гидроксида калия или таллового масла и силиката натрия.

#### ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Компоненты буровых растворов на углеводородной основе, выпускаемые в промышленных масштабах, появились в 1942 г., когда Дж. Л. Миллер в г. Лос-Анджелесе, шт. Калифорния, создал фирму «Ойл бейс дриллинг флюидз» (теперь «Ойл бейс инкорпорейтид»). Она поставляла окисленный битум с торговым названием «блэк маджик» в виде порошка, который на буровой смешивали с подходящей нефтью или нефтепродуктом. Были разработаны технические требования к свойствам окисленного битума и предпочитаемого сорта дизельного топлива. Другими компонентами этого раствора на углеводородной основе были нафтеновая кислота и оксид кальция. Растворы поставлялись в готовом виде, отработанные растворы регенерировались.

Фирма «Халлибартон ойл уэлл сментинг» приобрела лицензию на патенты компании «Шелл» и в 1943 г. начала продавать концентрат раствора на углеводородной основе, который содержал окисленный битум, мыло из таллового масла (образованное в углеводородной фазе в результате реакции таллового масла с гидроксидом натрия) и силикат натрия. Для противодействия влиянию пресной воды на водорастворимые соедине-



ния кальция и магния в раствор можно добавлять соль (хлорид натрия). Концентрат раствора на углеводородной основе при добавлении в водный буровой раствор образовывал эмульсию нефти в воде. После того как в 1948 г. корпорация «Магнет коув барнум» приобрела право на продажу «Джелойла», этот реагент марки Е нашел широкое применение для приготовления эмульсий воды в нефти.

В сентябре 1948 г. была образована корпорация «Кен» (теперь влившаяся в отделение «Имко сервисиз» компании «Халлибартон»), г. Лонг-Бич, шт. Калифорния, для поставки композиций растворов на углеводородной основе, разработанных П. У. Фишером из компании «Юнион ойл». Эта продукция не содержала окисленного битума. Вместо него для обеспечения взвешивающих и изолирующих свойств добавляли смеси щелочи и щелочноземельные мыла, получаемые из смоляных кислот. Позднее производные этих кислот подверглись модификации, и в композицию были включены другие эмульгаторы воды. Жидкий концентрат раствора на углеводородной основе смешивали с необработанной нефтью (плотностью 0,91—1,00 г/см<sup>3</sup>) или дизельным топливом либо с глинозавода поставляли готовый раствор.

#### ЭМУЛЬСИОННЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ (ИНВЕРТНЫЕ ЭМУЛЬСИИ)

Все выпускаемые промышленностью растворы на углеводородной основе содержали некоторое количество воды, которая образовывалась в самом растворе за счет нейтрализации органических кислот или неизбежно попадала в него в процессе использования. Эта вода, объемная доля которой обычно не превышала 5 %, была эмульгирована в углеводородной фазе. Повышение содержания воды вызывало увеличение вязкости, особенно в растворах, содержащих битум. Для того чтобы исключить проблему загрязнения водой, велась поиски более эффективных эмульгаторов. В результате получили новые композиции, в которых благодаря этим эмульгаторам вода превратилась из загрязнителя в полезный компонент раствора. Эмульсии нефти в воде называли «нефтеэмульсионными растворами», поэтому эмульсии воды в нефти получили название «инвертные эмульсии». В таких растворах на углеводородной основе с 10 %-ной (иногда до 60 %) объемной долей воды в жидкой фазе эмульгированная вода выступала в качестве несущего агента.

По данным К. К. Райта эмульсионный раствор на углеводородной основе был впервые использован в августе 1960 г. в Лос-Анджелесском бассейне. В этом буровом растворе объемная доля воды, эмульгированной в нефтепродукте, составляла 40 %. Эмульсии, содержавшие более 30 % воды, не поддерживали горения и поэтому исключали опасность пожара. Другими положительными особенностями эмульсионной системы была

низкая стоимость и более светлый цвет, благодаря чему меньше загрязнялась одежда буровиков.

Эти особенности способствовали использованию инвертных эмульсий для заканчивания скважин с низкими пластовыми давлениями. Поставщики материалов для буровых растворов стали предлагать как жидкие, так и твердые концентраты эмульсий. В 1963 г. Роджерс перечислил 12 различных композиций. С тех пор появились многие другие. Композиции запатентованной продукции обычно оставались секретом фирмы, и время от времени по мере появления более эффективных компонентов в них вносились усовершенствования. Хотя в настоящем обзоре авторы ограничиваются лишь несколькими композициями, которые выявляют виды использованных материалов, ниже будут даваться ссылки на публикации, в которых рассматривается практическое применение буровых систем.

Обычно инвертная эмульсия содержит как нефте-, так и водорастворимые эмульгаторы. В некоторых видах этой продукции нефтерастворимый эмульгатор образовывался в углеводородной фазе добавлением соединений кальция и магния. В нескольких композициях источником жирных кислот было талловое масло.

В одной из композиций в результате этоксилирования кислот, полученных из таллового масла, образовался ненонный эмульгатор, который использовался вместе с лецитином (являющимся гидрофобизатором) и одним из эмульгаторов воды в углеводородной фазе. Лецитин был включен и в другую композицию, которая содержала окислитель, остаток жирной кислоты и гидрогенизованное касторовое масло.

Еще одна композиция отличалась определенной степенью окисления таллового масла для повышения его вязкости. В нее входило соединение кальция и четвертичный амин. Главными эмульгаторами в нескольких композициях были мыла поливалентных металлов и смоляных кислот (которые по-разному модифицировались перед превращением в мыла). Полезными компонентами инвертных эмульсий стали органические соединения, содержащие азот, такие как полнамины и полнамидоамины. (Основы выбора подходящих эмульгаторов рассматриваются в главе 7.)

#### ОРГАНОФИЛЬНЫЕ ГЛИНЫ И ГУМАТЫ АММОНИЯ

Одним из важных достижений в технологии промывки скважин с использованием буровых растворов на углеводородной основе было создание композиций с глинами, способными образовывать в углеводородной фазе гели, аналогичные тем, которые образует бентонит в воде. Э. А. Хаузер установил, что гидрофильную глину можно перевести в органophilное состояние при помощи реакции с соответствующими органическими солями аммония. Дж. У. Джордан с коллегами изучали реакцию бен-

тонита с рядом солей алифатических аминов и обнаружили, что продукты реакции аминов, имеющие в цепи более 12 атомов углерода, набухают и образуют гели в нитробензоле и других органических жидкостях. Органо-глинистые комплексы образовывались в результате замены обменных катионов бентонита катионными группами аминов и последующей адсорбции углеводородной цепи на поверхности глинистых пластинок. Диспергирующиеся в углеводородной фазе глины должны взвешивать твердую фазу, не требуя для этого мыл и эмульгаторов.

Дальнейшее изучение Дж. У. Джорданом и его коллегами реакций солей алифатических аминов привело к открытию реагента, снижающего фильтрацию растворов на углеводородной основе. Этот материал, который определяют как смесь *n*-алкилгуматов аммония, получается в результате реакций между четвертичными аминами, имеющими от 12 до 22 атомов углерода в одной из алкильных цепей, и растворяющейся в щелочи фракцией лигнита (леонардита, бурого угля). Этот реагент легко диспергируется в необработанной нефти и в нефтепродуктах и снижает фильтрацию без значительного повышения вязкости системы. Кроме того, он способствует эмульгированию воды.

Органофильные глины, алкиламмонийгуматы, гидрофобизатор лецитин и соответствующие эмульгаторы для воды — все эти компоненты сделали возможным сравнительно независимое регулирование взвешивающей способности и фильтрационных свойств растворов на углеводородной основе. Долю таких органофильных коллоидных материалов, выполняющих в основной углеводородной фазе специальные функции, можно изменять, чтобы придавать раствору такие свойства, которые соответствуют конкретным условиям применения. Широкое использование растворов на углеводородной основе стало экономически оправданным для различных целей.

### ЗАКОЛОННЫЕ ЖИДКОСТИ

В одном из патентов рекомендуется применять безводные композиции для предупреждения коррозии обсадных труб. В начале 50-х годов в шт. Канзас начали использовать углеводородные растворы высокой плотности для защиты наружной поверхности обсадных колонн от коррозии под действием пластовых флюидов. К такой практике стали прибегать и в других районах, где агрессивные воды действовали на обсадные трубы. Эти заколонные жидкости служили в качестве постоянного барьера для защиты от агрессивных пластовых вод.

В 1947 г. землетрясения в шт. Калифорния нанесли большой ущерб обсадным колоннам во многих добывающих скважинах. В районе Лонг-Бич горизонтальное смещение земли происходило по определенным плоскостям скольжения, располагавшимся на глубинах от 460 до 510 м; в результате были повреждены 2—9-м участки обсадных труб. Во время ремонтных работ

диаметр ствола в интервале, в котором обсадные трубы были деформированы, увеличивали с помощью раздвижных расширителей, и в это кольцевое пространство (в форме колокола) между стенкой ствола и обсадной колонной помещали заколонную жидкость — специально разработанные растворы на углеводородной основе нескольких композиций. В скважине они приобретали консистенцию густой смазки, которая предотвращала передачу ударных нагрузок на обсадную колонну при землетрясениях.

Как уже отмечалось, отверждение густых обработанных известью буровых растворов в кольцевом пространстве между обсадными и насосно-компрессорными трубами, было причиной капитального ремонта скважин. Поэтому в начале 50-х годов в ряде глубоких скважин на северном побережье Мексиканского залива обработанный известью раствор, находившийся в кольцевом пространстве между обсадными и насосно-компрессорными трубами, был заменен раствором органофильной глины и барита в дизельном топливе. Плотность этого раствора была такой же, как и бурового раствора, применявшегося при проходке скважины; в ряде случаев она превышала 2,15 г/см<sup>3</sup>. Через несколько лет, когда в некоторых из этих скважин производили капитальный ремонт, после освобождения пакера колонны насосно-компрессорных труб поднимали без каких-либо затруднений.

Когда в начале 60-х годов буровые растворы, обработанные хромлигносульфонатом, как наиболее предпочтительные для бурения глубоких высокотемпературных скважин, заняли место известковых, при проводимых позднее капитальных ремонтах стало очевидным другое осложнение. Сероводород, выделяющийся при термическом разложении лигносульфоната, вызывал коррозионное разрушение высокопрочных насосно-компрессорных труб. И вновь лабораторные исследования и промышленный опыт показали, что композиции растворов на углеводородной основе могут служить подходящими надпакерными жидкостями.

В качестве заколонной жидкости, специально разработанной для скважин на Северном склоне Аляски, использовали обладающий низкой теплопроводностью структурированный раствор на углеводородной основе. Из пространства между concentричными колоннами обсадных труб в зоне многолетнемерзлых пород водный буровой раствор вытесняли раствором, состоящим из органофильной глины и дизельного топлива. При необходимости повысить плотность в этот раствор вводили также эмульгатор для воды и барит. Путем поддержания температуры раствора ниже 10 °С можно приготовить легко прокачиваемые растворы, содержащие достаточную долю органофильной глины, чтобы при повышении температуры в процессе добычи образовался густой гель, напоминающий консистентную смазку. Раствор на углеводородной основе, если его применяли в бурении,

может быть модифицирован добавлением структурообразующего реагента для использования в качестве заколонной жидкости в арктических условиях.

#### СТАБИЛИЗАЦИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ РАСТВОРАМИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Как уже отмечалось, буровые растворы на углеводородной основе первоначально использовали для проходки вызывающих осложнения глинистых сланцев, чаще всего успешно, но иногда неудачно. Лабораторные исследования, проведенные Мондшайном и Керчевиллем, показали, что влажные глинистые сланцы можно отвердить, воздействуя на них инвертноэмульсионным раствором, в котором эмульгированной фазой служит вода с высоким содержанием соли. Причиной перехода воды из сланца в раствор на углеводородной основе считают действие осмотических сил на полупроницаемой мембране вокруг капелек эмульгированной воды.

Не все эмульгаторы одинаково эффективны в образовании полупроницаемой мембраны. Чем выше степень дисперсности эмульгированной воды, тем быстрее удаляется вода из глинистых сланцев. Хлорид кальция при растворении в эмульгируемой впоследствии воде оказался более эффективным, чем хлорид натрия, растворяемый аналогичным образом. Сообщалось об успешном использовании таких растворов для разбухания вызывающих осложнения глинистых сланцев в прибрежной части шт. Луизиана и в Алжире.

Дальнейшие исследования показали, что вода поступает из раствора в глинистый сланец, если соленость воды в сланце выше солености воды в буровом растворе на углеводородной основе. Таким образом, обогащение и потеря сланцем воды определяются осмотическим давлением. Когда давление гидратации на поверхности сланца соответствовало осмотическому давлению раствора на углеводородной основе, никакого перемещения воды не происходило. Соленость, необходимую для обеспечения устойчивости ствола, можно рассчитать по измеренному значению солености воды в глинистом сланце, если принять, что напряжение, развивающееся при гидратации на поверхности глинистых пластинок, равно напряжению в скелете сланцев (горное давление минус давление флюидов в поровом пространстве).

М. Э. Ченеворт использовал иной подход к выбору солености водной фазы раствора на углеводородной основе. Исходя из концепции, что глинистые сланцы не будут адсорбировать воду из раствора на углеводородной основе, если химические потенциалы воды в этом растворе и в глинах равны, активность воды в образцах глинистых сланцев он предложил оценивать по изотермам адсорбции. Когда эмульгированная фаза раствора на углеводородной основе, находящаяся в контакте с образцом глини-

стого сланца, содержала достаточное количество какой-либо соли, чтобы иметь такую же активность (или давление паров), что и вода в глинистом сланце, никакого набухания последнего не происходило. Таким образом, активности воды (давление паров) в глинистом шламе и бурового раствора можно измерять на буровой и использовать их для регулирования свойств бурового раствора. На практике доля хлорида кальция в эмульгированной воде бурового раствора на углеводородной основе поддерживается на уровне, достаточном для сохранения устойчивости глинистого сланца наименьшей активности.

#### ЭКСТРЕМАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Обзор экстремальных условий, с которыми сталкивались в рекордных по глубине скважинах, пробуренных в США до 1975 г., показал, что в тех случаях, когда в этих скважинах встречались экстремальные температуры, давления, коррозионные среды и пластичные соли, использовали растворы на углеводородной основе.

Опыт бурения ряда глубоких скважин в южной части шт. Техас свидетельствует о явных преимуществах растворов на углеводородной основе (по сравнению с растворами на водной основе): повышенная тепловая устойчивость и меньшие затраты на поддержание необходимых свойств. Самая высокая забойная температура была зарегистрирована в 1974 г. в округе Уэбб — в скважине «Беневидес 1» компаний «Шелл ойл» и «Эль-Пасо нэчрал гэс» на глубине 7266 м, температура составила 291 °C. При бурении на этой глубине применяли раствор на углеводородной основе плотностью 2,2 г/см<sup>3</sup>, причем никаких трудностей в поддержании его удовлетворительных свойств не возникало.

Аномально высокие давления и коррозионные среды встречаются при бурении глубоких скважин в Миссисипском соляном бассейне. Проблемы бурения в этом районе усугубляются притоком газов высокого давления, почти на 75 % состоящих из сероводорода, забойными температурами около 200 °C и потенциальными поглощениями. Рекордный градиент давления 22,6 кПа/м был измерен в поисковой скважине 22-7, пробуренной группой «Шелл» — «Мэрфи США» в округе Уэйн, шт. Миссисипи, до глубины 8551 м. При бурении 105-мм ствола в интервале 6067—8551 м с промывкой буровым раствором на углеводородной основе, плотность которого изменялась от 2,30 до 2,44 г/см<sup>3</sup>, пользовались специально разработанной технологией наращивания и спуско-подъемных операций.

Газы в известняке смаквер юрского возраста отличаются по составу и могут содержать от 5 до 60 % CO<sub>2</sub> и от 10 до 75 % H<sub>2</sub>S. В таких условиях раствор на углеводородной основе обеспечивает необходимую защиту от коррозии. Проявления газа и соленой воды можно подавлять почти без изменения свойств бурового раствора на углеводородной основе.

При разбуривании соленосных отложений свиты луанн в восточной части шт. Техас и северной части шт. Луизиана было сделано несколько безуспешных попыток использовать буровой раствор на водной основе. На глубинах более 3700 м необходимо было преодолеть пластическое течение соли при температурах свыше 120 °С.

В одной из скважин в восточной части шт. Техас для проходки соленосной свиты толщиной более 370 м использовали буровой раствор на углеводородной основе плотностью 2,3 г/см<sup>3</sup>. В округе Уэбстер, шт. Луизиана, соленосную свиту толщиной 1095 м бурили до глубины 4670 м с применением раствора на углеводородной основе плотностью 2,11 г/см<sup>3</sup>. После закрепления соленосных отложений обсадной колонной бурение продолжали до глубины 6216 м с промывкой тем же раствором на углеводородной основе; температура на этой глубине составляла 206 °С.

При разбуривании массивных соленосных отложений с применением раствора на углеводородной основе, помимо пластичного поведения соли, особого внимания заслуживает еще одна проблема — тенденция твердой фазы в буровом растворе смачиваться водой. Твердые частички в буровом растворе гидрофилизуются в связи с накоплением в нем мелкозернистого солевого шлама, который снижает эффективность реагента, эмульгирующего воду в углеводородной фазе.

#### **МЕХАНИЧЕСКАЯ СКОРОСТЬ БУРЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ**

Влияние раствора на углеводородной основе на механическую скорость бурения уже длительное время интересует специалистов. На первом этапе все наблюдатели соглашались, что механическая скорость бурения при использовании растворов на углеводородной основе меньше, чем для водных растворов. Снижение скорости бурения объясняли высокой пластической вязкостью растворов на углеводородной основе, которая ограничивает скорость циркуляции, а также тем обстоятельством, что углеводородная фаза не смягчает глинистые сланцы подобно воде.

Убедительное сопоставление механических скоростей бурения можно было провести по 22 из примерно 200 скважин, пробуренных с промывкой буровыми растворами на углеводородной основе в 1961 и 1962 гг. На основе сравнения показателей в этих 22 скважинах был сделан вывод, что при одинаковых плотностях и реологических свойствах буровых растворов на углеводородной и водной основах первый из них обеспечивает более высокую скорость механического бурения в глинистом сланце и песчанике. Было также сделано, правда предварительно, заключение о том, что бурение с промывкой водным раствором в известняке идет быстрее. К 1970 г. опыт глубокого

бурения на одном из месторождений Делавэрского бассейна в западной части шт. Техас и юго-восточной части шт. Нью-Мексико показал, что растворы на углеводородной основе с регулируемой соленостью водной фазы стабилизируют глинистые сланцы в такой степени, что промывку можно вести растворами на углеводородной основе значительно меньшей плотности, чем это допустимо для растворов на водной основе. Уменьшение давления столба бурового раствора на углеводородной основе обеспечивает более высокие скорости проходки в глинистых сланцах, но не в известняках.

Лабораторные исследования влияния композиций и свойств раствора на углеводородной основе на механические скорости бурения микродолотами в известняке показали, что более высоких скоростей проходки можно ожидать при снижении содержания коллоидных частиц в системе (которое главным образом влияет на скорость фильтрации).

Промысловый опыт в Делавэрском бассейне подтверждает, что высокие скорости фильтрации (при уменьшении содержания лигнитного реагента для регулирования фильтрации) позволяют увеличить механическую скорость бурения в карбонатных породах. При использовании композиций инвертных эмульсий с регулируемой минерализацией при пониженных требованиях к фильтрации бурение можно вести с сохранением устойчивости глинистых сланцев. При этом обеспечиваются снижения вращающего момента и трения при продольном перемещении колонны, быстрое удаление газа, поступающего в ствол при спуско-подъемных операциях, и замедление коррозии без снижения механической скорости бурения. Сообщалось о значительном снижении стоимости буровых работ в результате применения таких растворов. Результаты, полученные в западной части шт. Техас, нашли подтверждение в других районах.

#### **МАСШТАБЫ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ**

Менее чем за 50 лет технология промывки ствола скважины буровыми растворами на углеводородной основе достигла существенного прогресса. Пройден длинный путь от использования необработанной нефти для повышения продуктивности скважин до внедрения многофункциональных композиций, сыгравших важную роль в успешном завершении бурения многих рекордных (по глубине и условиям) скважин. Эти растворы применялись в условиях экстремальных температур и высоких давлений, когда в разрезе встречались чувствительные к воде глинистые сланцы, коррозионно-агрессивные газы и водорастворимые соли. Именно благодаря таким растворам в значительной мере удалось преодолеть трудности, связанные с прихватом бурильных труб, чрезмерными вращающими моментами и трением колонны в наклонных скважинах, а также с увлечением газа буровым



раствором. Однако несмотря на эти положительные особенности, при выборе бурового раствора на углеводородной основе для конкретных условий применения необходимо принимать во внимание все отрицательные факторы, а именно: высокую первоначальную стоимость, необходимость принятия чрезвычайных мер предосторожности, чтобы избежать загрязнения окружающей среды как при использовании, так и при сбросе в виде отходов.

### БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ГАЗОВОЙ ОСНОВЕ

В главе 1 в качестве основания для классификации буровых растворов был использован главный компонент. Одним из выделенных типов является буровой раствор на газовой основе. В него входят растворы, в которых воздух или другой газ — непрерывная (например, сухой или влажный газ) либо дисперсная фаза (например, обычная или загущенная пена). Термин «буровой раствор с пониженным градиентом давления» можно применить ко всем этим системам, так как они позволяют создать гидростатическое давление, значительно меньшее, чем давление, развиваемое столбом воды. Первоначальное их назначение заключалось в предотвращении внедрения воды в пласты, вызывавшего загрязнение продуктивных зон. Второй причиной их применения, которая приобрела решающее значение в районах, сложенных твердыми породами, стало повышение скорости бурения.

### БУРЕНИЕ С ПРОДУВКОЙ ЗАБОЯ СУХИМ ГАЗОМ

Брентли цитирует патент, выданный в 1866 г. П. Суини, как самое раннее предложение использовать сжатый воздух для удаления шлама из бурящейся скважины, хотя, вероятно, буровики использовали воздух и раньше. Бурение с регулированием давления в скважине с использованием специальной устьевой головки, позволявшей контролировать приток газа и нефти при вскрытии продуктивного пласта, применили в начале 20-х годов в Мексике. Эта практика распространилась и на другие районы буровых работ.

Нагнетание газа в скважину впервые было зарегистрировано в сентябре 1932 г. Для того чтобы воспрепятствовать поступлению воды в продуктивный пласт на глубине 2680 м в скважине на месторождении Биг-Лейк, округ Риган, шт. Техас, в циркулирующую воду начали нагнетать газ в соотношении 143 объема газа на 1 объем воды. Вскоре для бурения на залежь Фиттс в округе Понтоток, шт. Оклахома, была использована замкнутая циркуляционная система продувки газом; в результате продуктивность скважин резко возросла по сравнению с продуктивностью скважин, пробуренных с промывкой глинистым раствором. Аналогичный способ нагнетания газа был применен

в шт. Калифорния для разбуривания песчаных пластов с аномально низким давлением.

Примерно в 1950 г. в районах, где испытывался недостаток в воде (западная часть шт. Техас), или с низкими температурами на поверхности (Канада) на легких буровых установках, применявшихся для бурения шурфов при сейсмической съемке, начали использовать сжатый воздух. В мае 1951 г. фирма «Эль-Пасо нэчрал гэс» в бассейне Сан-Хуан, шт. Нью-Мексико, прибегла к бурению с продувкой забоя газом, чтобы избежать поглощения в свите мяса-верде на глубинах 1200—1500 м. Резко возросли механическая скорость бурения и проходка на долото, а также, что еще важнее, облегчилась очистка скважины перед ее вводом в эксплуатацию. Продуктивность скважин оказалась намного выше, чем при бурении с промывкой глинистым раствором. Рентабельная разработка в 1951—1953 гг. газовых месторождений в бассейне Сан-Хуан стала возможной благодаря использованию газа в качестве бурового раствора.

Успешное применение природного газа для предотвращения поглощений и загрязнения продуктивного пласта буровым раствором привело к внедрению в июне 1951 г. бурения с продувкой забоя воздухом в округе Мартин, шт. Техас. Ввиду отсутствия природного газа применили сжатый воздух. Для подачи воздуха в скважину (рис. 2.10) были использованы девять небольших двухступенчатых компрессоров и три одноступенчатых дожимных компрессора. Объем подаваемого ими воздуха было недостаточно для очистки ствола скважины, пока не перешли на обратную продувку. Воздух использовали для бурения в интервале 2018—2300 м. При обратной промывке мелкий шлам прилип к внутренней стенке буровой колонны, пока на поверхность из скважины вместе с газом не стала поступать жидкость. Это наблюдение послужило основанием для нагнетания вместе с воздухом воды в тех случаях, когда шлам был достаточно влажным, чтобы прилипнуть к буровой колонне.

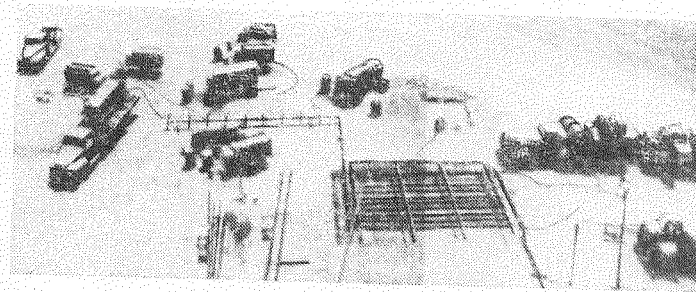


Рис. 2.10. Наземное оборудование (девять двухступенчатых и три одноступенчатых компрессора), используемое при бурении с продувкой забоя воздухом

В последующие несколько лет на многих площадях делались попытки использовать воздух в качестве бурового раствора для повышения механической скорости бурения и проходки на долото. Во всех случаях, когда водоносные пласты не мешали бурению, воздух или природный газ обеспечивал значительные преимущества при проявлении некоторых неблагоприятных условий: поглощения бурового раствора, подверженность продуктивного пласта загрязнению водой или буровым раствором на водной основе, высокая стоимость или отсутствие воды либо жидкого бурового раствора. Наблюдения показали, что для бурения с продувкой забоя газом характерны значительно более высокие механические скорости бурения и проходки на долото. В результате испытания метода на различных площадях были установлены его практические достоинства и недостатки.

Р. Р. Анджел рассчитал потребные расходы и давления воздуха для типичных диаметров ствола и буровых труб, при следующих допущениях: скорость потока в кольцевом пространстве 15 м/с; при бурении образуется однородная смесь воздуха и шлама, обладающая текучестью, характерной для идеального газа; геотермический градиент соответствует распределению температур газа по разрезу. В 1958 г. были опубликованы расчетные таблицы.

#### ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ РАЗБУРИВАНИИ ВОДОНОСНЫХ ЗОН

В самом начале использования воздуха в качестве бурового раствора было установлено, что одним из главных факторов, ограничивающих его применение, являются осложнения в водоносных горизонтах. Часто при разбуривании насыщенных водой пластов смоченный шлам слипался и его невозможно было удалить из ствола скважины потоком воздуха. Когда влажный шлам заполнял кольцевое пространство, образовывалось *шламовое кольцо*, подача воздуха на забой прекращалась и происходил прихват буровой колонны. В то же время, если вместе с воздухом в скважину нагнетали воду для предотвращения образования шламовых колец, некоторые пласты теряли устойчивость.

Было опробовано несколько методов изоляции водоносных горизонтов: закачка под давлением в водоносный пласт жидкой смеси двух полимеров для образования плотного геля; введение в пласт раствора сульфата алюминия с последующим нагнетанием аммиака с целью закупорки порового пространства выпадающим в осадок веществом; нагнетание газообразного четырехфтористого кремния в воду для образования твердой изолирующей пробки; заправка в пласт жидкого эфира ортотитановой кислоты под названием «Тетракис» с целью образования осадка при контакте с пластовой водой. Применение некоторых методов было успешным, однако трудности введения в водоносный пласт перечисленных материалов и большая вероятность вскры-

тия других водоносных горизонтов редко оправдывали расходы на изоляцию. Увлажнение шлама и образование скоплений можно ослабить введением в поток воздуха стеарата цинка или кальция.

#### ПЕНА

Когда приток воды в ствол скважины из водоносного горизонта превышал 0,3 м<sup>3</sup>/ч, ее можно было удалять из скважины в виде пены путем нагнетания в поток воздуха разбавленного раствора подходящего пенообразующего агента. Пена эффективно удаляла буровой шлам при меньших скоростях течения в кольцевом пространстве, чем требовалось для воздуха. При этом можно было удалять до 80 м<sup>3</sup>/ч воды. Однако при таких объемах притока воды в скважину время, затрачиваемое на разгрузку скважины после спуско-подъемных операций, существенно возрастало; стоимость пенообразующего агента становилась непомерно высокой и сброс извлекаемой из скважины воды вызывал затруднения. Накопление промышленного опыта использования пены привело к разработке более совершенной технологии; более четко были выявлены преимущества и недостатки применения пены.

На рынке появилось большое число пенообразующих агентов, предложено несколько методов их испытаний. Необходимость в стандартизации этих методов стала очевидной. Комитет АНИ по бурению с продувкой забоя воздухом и газом в Среднеконтинентальном районе США рекомендовал методики испытаний с использованием минерализованной и пресной воды, а также этих вод, содержащих нефть. В ноябре 1966 г. был выпущен нормативный документ АНИ «Рекомендуемая практика 46».

#### АЭРИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР

В мае 1953 г. компания «Филлипс петролеум» в округе Эмори, шт. Юта, опробовала еще один метод борьбы с поглощениями при бурении с пониженным градиентом давления. Во время первого промышленного испытания небольшой компрессор нагнетал воздух в поток бурового раствора между двумя последовательно установленными насосами. Хотя циркуляция поддерживалась при бурении до глубины 1000 м, способ введения воздуха в раствор оказался неэффективным. Поэтому в ходе последующих испытаний в западной части шт. Техас воздух от трехступенчатого компрессора нагнетали непосредственно в стояк. Специальный обратный клапан, смонтированный в буровой колонне через одну трубу от ведущей, исключил разбрызгивание бурового раствора при наращивании колонны.

В процессе первых испытаний аэрированного раствора наблюдалась сильная коррозия буровых труб, однако при поддержании pH бурового раствора на уровне, превышающем 10,

коррозия ослаблялась. При бурении в устойчивых породах с промывкой аэрированной водой коррозия труб снижалась, когда применяли буровой раствор, насыщенный известью. Аэрированный буровой раствор позволял регулировать приток воды или поглощение путем изменения объема нагнетаемого воздуха. Однако по мере увеличения плотности смеси скорость механического бурения снижалась и вновь возникала опасность поглощения бурового раствора. На месторождении Аппер-Валли, шт. Юта, для предотвращения поглощений применяли метод аэрирования бурового раствора непосредственно в скважине путем нагнетания воздуха в кольцевое пространство между обсадной и бурильной колоннами. В ранее пробуренных скважинах статический уровень воды после поглощения располагался на глубине примерно 300 м, а основное поглощение происходило на глубине около 900 м. Вспомогательную колонну насосно-компрессорных труб, присоединенную к обсадной колонне снаружи, спустили до расчетной точки нагнетания. Благодаря принятому методу бурения при пониженных градиентах давления удалось значительно снизить стоимость скважины.

Еще один метод бурения при пониженном градиенте давления стал возможен благодаря использованию двойной бурильной колонны (с концентрическими трубами) и сдвоенного вертлюга. При этом методе воздух нагнетается через внутренние бурильные трубы (или через кольцевое пространство между трубами) до расчетной глубины, где он поступает в наружное (между бурильной колонной и стенками скважины) кольцевое пространство. По кольцевому пространству между бурильными трубами, которое свободно от воздуха, к долоту подается буровой раствор. Как и в методе бурения со вспомогательной колонной насосно-компрессорных труб, смесь воздуха с буровым раствором присутствует только в кольцевом пространстве выше точки нагнетания (рис. 2.11).

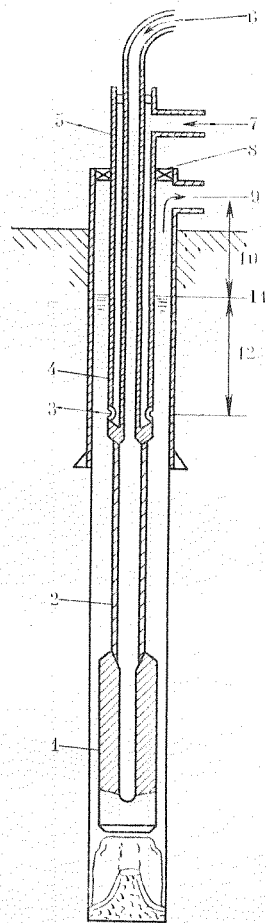


Рис. 2.11. Метод бурения при пониженных градиентах давления с использованием двойной концентрической бурильной колонны и эрлифта:

1 — утяжеленные бурильные трубы; 2 — обычная 114-мм бурильная колонна; 3 — нагнетательный переводник; 4 — концентрическая 127-мм бурильная колонна; 5 — сдвоенный вертлюг; 6 — подача бурового раствора; 7 — подача воздуха; 8 — вращающаяся головка; 9 — аэрированный раствор, выходящий из скважины; 10 — эрлифт; 11 — статический уровень жидкости; 12 — погружение

## ЗАГУЩЕННАЯ ПЕНА

Внедрение загущенной пены стало значительным достижением в технологии бурения. Этот метод бурения при пониженном градиенте давления стал значительным вкладом в решение проблем поглощения и очистки ствола скважины на испытательном полигоне Комиссии по атомной энергии США в шт. Невада. Поскольку добиться нормальной циркуляции обычными методами не удалось, в 1962 г. попытались применить воздух и пену, но удаление выбуренной породы из стволов большого диаметра (1630 мм) было связано со значительными трудностями. В 1963 г. был разработан буровой раствор, который (наряду с некоторыми изменениями в режиме бурения) привел к резкому снижению стоимости проводки стволов большого диаметра. На центральном растворном узле начали готовить раствор с массовой долей воды 98 %, кальцинированной соды 0,3 %, бентонита 3,5 % и гуаровой смолы 0,17 %. На буровой к раствору добавляли пенообразующий агент (объемная доля 1 %). Расходы подаваемого воздуха и раствора тщательно регулировали, чтобы поднимающаяся из скважины пена имела консистенцию крема для бритья. При использовании загущенной пены скорости восходящего потока, не превышающие 0,5 м/с, были достаточны для бурения стволов диаметром 1630 мм. Загущенная пена способствовала повышению устойчивости ствола в зонах кавернообразования. Эта способность загущенной пены оказалась особенно ценной. Позднее вместо гуаровой смолы стали применять другие полимеры, которые в ряде случаев заменили, и бентонит.

## ЗАРАНЕЕ ПРИГОТОВЛЯЕМАЯ СТОЙКАЯ ПЕНА

Следующим вкладом в технологию бурения при пониженном градиенте давления стала разработка в 1965 г. компанией «Стандарт ойл оф Калифорния» генератора пены. В этом устройстве производится смешивание на поверхности отмеренных объемов газообразной и жидкой фаз, после чего готовую пену вводят в бурильную колонну. Используемое при этом оборудование показано на рис. 2.12. Можно подобрать такие композиции пенообразующего агента и полимера (или полимеров), которые полностью подходят для условий применения пены. Например, композиция, необходимая для очистки скважины, в которую поступают небольшие объемы нефти и минерализованной воды, может заметно отличаться от композиции, применяемой при разбуривании глинистых сланцев. Аналогично состав газообразной фазы может зависеть от возможности ее получения, удобства применения и стоимости.

Оптимальное применение этого метода требует тщательного планирования. Разработана математическая модель и программа для ЭВМ, позволяющие правильно выбрать оборудова-

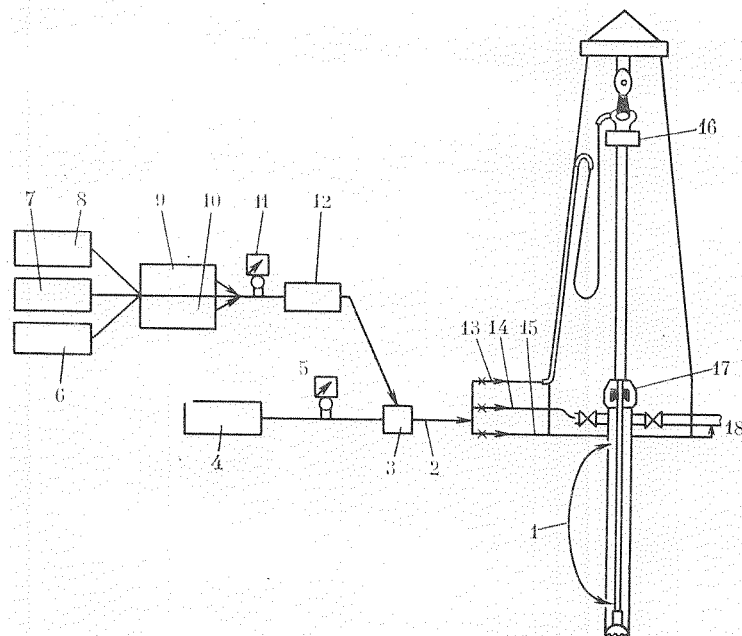


Рис. 2.12. Схема приготовления и циркуляции стойкой пены при бурении скважины:

1 — поилка колонны; 2 — манифольд для пены; 3 — пеногенератор; 4 — источник газа; 5 — газовый счетчик; 6 — вода; 7 — добавки; 8 — пенообразующий агент; 9 — пена; 10 — резервуары с раствором; 11 — расходомер для жидкости; 12 — насос; 13 — стояк; 14 — к кольцевому пространству; 15 — продувочная линия; 16 — ротор-вертлюг; 17 — вращающаяся головка; 18 — выкидная линия

ние для каждого случая применения. В обзоре практики применения готовой пены цитируется несколько публикаций, описывающих многочисленные случаи ее использования в различных районах мира.

### РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЕНЫ

Измерению реологических свойств пены на нефтяных месторождениях стали уделять внимание в связи с ее использованием для повышения нефтеотдачи пласта. В начале 60-х годов вязкость пены была измерена в усовершенствованном вискозиметре Фэнна. Позднее измерения этого параметра стали проводить в трубках малого диаметра. Установлено, что главным фактором, влияющим на поведение движущейся пены, является *качество пены*, определяемое соотношением объемов газа и пены (или объемная доля газа) при заданных температуре и давлении. При повышении этого соотношения с 0,85 до 0,96 (предел устойчивости пены) эффективная вязкость пены быстро возрастает. В предположении, что пена ведет себя как бинга-

мовская вязкопластичная жидкость, для наиболее распространенных размеров бурильных труб и диаметров долот были построены специальные диаграммы для расчета объемных расходов воздуха и воды и давлений нагнетания, позволяющих минимизировать требуемую гидравлическую мощность.

Композицию пены при любой температуре и давлении можно также выразить через *объемную долю жидкости* (сумма объемных долей газа и жидкости равна единице). Несущая способность пены возрастает с уменьшением объемной доли жидкости. На основании данных, полученных в экспериментах на физических моделях, Бейер, Миллхоун и Фут составили уравнения течения пены в круглых трубах. В них учитывались скорость проскальзывания пены у стенки трубы и внутренний профиль скоростей, основанный на поведении пены, как бингамовской жидкости. Математическая модель позволила разработать программу для ЭВМ, обеспечивающую эффективное использование стойкой пены на месторождениях.

### ПРЕИМУЩЕСТВА БУРЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ГАЗОВОЙ ОСНОВЕ

Главные цели различных методов бурения при пониженном давлении (от регулирования притока природного газа до нагнетания пены в ствол скважины) заключались в том, чтобы предотвращать поглощения и загрязнения продуктивных пластов. Эти методы, однако, позволили получить и дополнительные выгоды, заключавшиеся в повышении механической скорости бурения, улучшении показателей работы долот и в своевременном обнаружении углеводородов.



### Глава 3.

## ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРОВОГО РАСТВОРА

Разработка методов исследований, на основании которых можно было бы точно описать поведение буровых растворов в скважине, по существу является неразрешимой задачей. Большинство буровых растворов представляет собой сложные смеси взаимодействующих между собой материалов; их свойства значительно изменяются в зависимости от температуры, скорости сдвига и сдвиговой предыстории, т. е. условий приготовления и хранения буровых растворов. Во время циркуляции по стволу скважины буровые растворы оказываются в самых разных условиях: турбулентное течение в бурильной колонне, интенсивное сдвиговое деформирование в долоте и ламинарное течение в кольцевом пространстве при часто меняющихся скоростях сдвига (из-за отклонений диаметра ствола от номинального). Вязкостные свойства большинства буровых растворов меняются во времени, причем настолько часто, что стабилизироваться при каком-то сочетании условий они просто не могут. Кроме того, во время циркуляции бурового раствора наблюдаются непрерывные изменения его температуры и состава, так как в процессе бурения в буровой раствор поступают порода и жидкости из разбуриваемых пластов.

Другая проблема заключается в том, что исследования на буровой должны проводиться быстро с помощью несложных приборов. В меньшей степени это относится и к лабораторным исследованиям, носящим прикладной характер.

Неудивительно поэтому, что принятые стандартные промышленные и лабораторные исследования не занимают много времени, но они лишь приблизительно отражают поведение раствора в скважине. Тем не менее эти исследования очень хорошо выполняют свое назначение, если учитываются отмеченные ограничения, а получаемые данные соответствуют накопленному опыту.

В настоящей главе кратко описываются такие исследования, объясняются их назначение и лежащие в их основе принципы. Детального описания методик лабораторных исследований не дается. С ними можно ознакомиться в нормативном документе АНИ RP13B, поэтому нет смысла повторять их в этой книге.

На протяжении многих лет отдельные специалисты разрабатывали различные методы исследований, которые позволяли бы более точно воспроизводить условия в скважине. Эти исследо-

вания требуют более сложного оборудования и чрезвычайно трудоемки, поэтому они больше подходят для научно-исследовательских и опытно-технологических работ. Отдельные результаты подобных исследований анализируются в последующих главах, а в настоящей главе вкратце описаны приборы и методики исследований и даны соответствующие ссылки на литературные источники.

### ПОДГОТОВКА ПРОБ

Поскольку свойства буровых растворов зависят от сдвиговой предыстории и от температуры, очень важно, чтобы растворы, которые предполагается исследовать в лаборатории, сначала побывали в условиях, преобладающих в бурящейся скважине. Сухие материалы должны быть предварительно смешаны и выдержаны в течение примерно 1 сут, чтобы коллоидные частицы смогли гидратироваться. Затем буровой раствор следует перемешать при больших скоростях сдвига, пока его вязкость не станет постоянной, после чего его свойства измеряют при температуре окружающей среды. Если раствор предполагается использовать в скважине с забойными температурами выше 100 °C, его необходимо выдержать при рассматриваемой температуре.

Пробы, отобранные из скважины, необходимо охладить. Если буровой раствор тиксотропный, то произойдет структурообразование. Такой раствор следует перемешивать при температуре, наблюдающейся в выкидной линии, до тех пор, пока не будет достигнута вязкость выходящего из скважины раствора.

При лабораторных испытаниях материалов для буровых растворов используются смесители фирмы «Хамилтон-Бич» (рис. 3.1) и типа «Малтимиксер» (рис. 3.2). В них, однако, не удается получить таких высоких скоростей сдвига, которые существуют в скважине. Высокие скорости сдвига достигаются только при небольшом зазоре между статором и ротором или в тех случаях, когда буровой раствор прокачивают сквозь небольшое отверстие. Смесители для пищевых продуктов, в которых лопатки вращаются в придонных углублениях контейнера (рис. 3.3), обеспечивают высокие скорости сдвига и подходят для создания необходимых сдвиговых усилий в небольшом объеме (приблизительно 1 л) бурового раствора. Эти смеси можно использовать только в течение коротких промежутков времени, так как температура в них быстро повышается, что влечет за собой потерю воды вследствие испарения. Для значительных объемов бурового раствора лучше всего использовать смесители с большим сдвиговым усилием, например смеситель Эппенбаха. Это устройство состоит из циркуляционного блока, который монтируется на стержнях, выступающих из рамы двигателя. Такая конструкция позволяет опускать циркуляционный блок в сосуд объемом приблизительно 8 л с буровым раствором

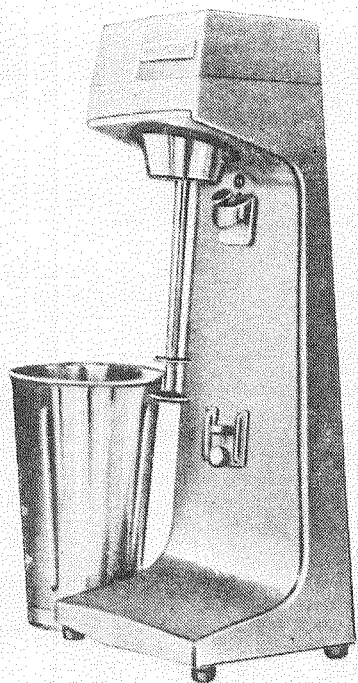


Рис. 3.1. Смеситель фирмы «Хамилтон-Бич» с чашкой

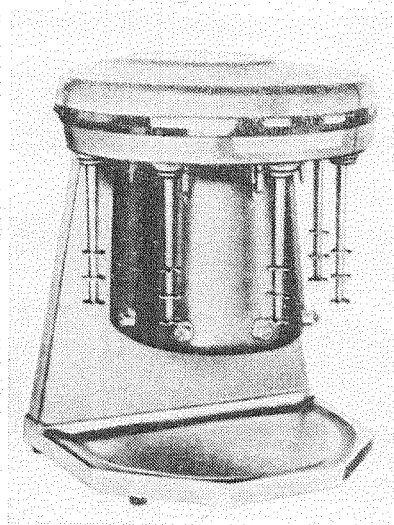


Рис. 3.2. Смеситель «Малтимиксер»

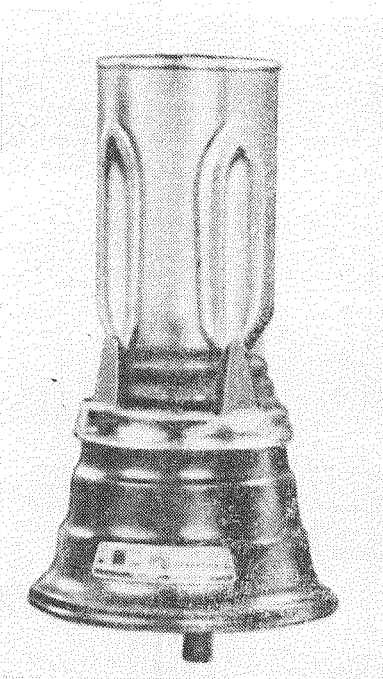


Рис. 3.3. Смеситель для пищевых продуктов

и перемешивать его. Зазор между лопатками ротора и диффузором на корпусе настолько мал, что в этом блоке поддерживается высокая скорость сдвига.

Вместо этого смесителя можно использовать коллоидную мельницу для тонкого измельчения материала. Синха и Кеннеди добились отличной воспроизводимости, пользуясь коллоидной мельницей Эппенбаха модели Q-V-6-3, усовершенствованной таким образом, чтобы буровой раствор циркулировал по змеевику-холодильнику, благодаря чему испарения воды не происходило.

Хорошим способом предварительного перемешивания буровых растворов является их прокачивание по замкнутой циркуляционной системе с дроссельным клапаном или другим препятствием, обеспечивающим высокие скорости сдвига, и с теплообменником.

## ИЗМЕРЯЕМЫЕ СВОЙСТВА

### Плотность

Плотность бурового раствора определяется взвешиванием точно измеренного его объема и делением массы на объем. Наиболее удобный способ получения точного объема обеспечивают рычажные весы для бурового раствора (рис. 3.4). Измерение плотности с помощью этих весов производится в следующем порядке: чашку наполняют буровым раствором и надевают на нее крышку, остатки бурового раствора с крышки стирают, перемещают рейтер вдоль рычага, пока не будет достигнуто состояние равновесия и на шкале считывают значение плотности.

Плотность выражается в фунтах на галлон, фунтах на кубический фут, граммах на кубический сантиметр или через градиент давления, действующий в стволе скважины.

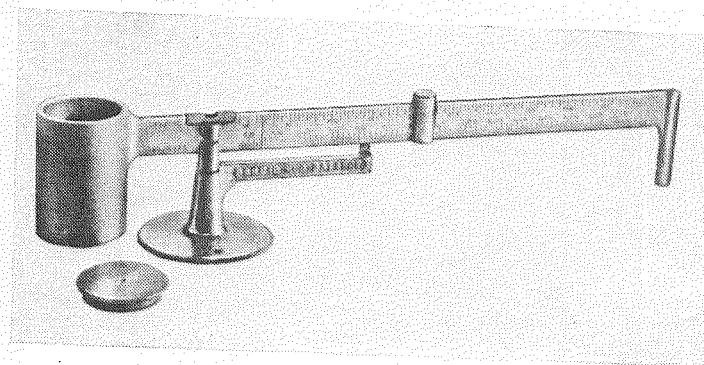


Рис. 3.4. Рычажные весы для определения плотности бурового раствора

Весы для бурового раствора можно откалибровать с помощью пресной воды. При температуре  $21^\circ\text{C}$  показание должно составлять 8,33 фунт/гал, 62,3 фунт/фут<sup>3</sup> или  $1,0\text{ г/см}^3$ .

Плотности текущих растворов можно измерять при помощи гамма-лучевого денсиметра.

### Вязкость

**Воронка Марша.** Это устройство полезно иметь на буровой, чтобы периодически контролировать консистенцию бурового раствора. Прибор состоит из воронки и мерной чашки (рис. 3.5) и позволяет получать эмпирические значения консистенции бурового раствора. Измерение производится в следующем порядке: воронку заполняют до сетки и определяют время (в секундах) вытекания одной кварты (0,946 л) раствора. Полученное значение зависит как от эффективной вязкости раствора при скорости сдвига, преобладающей у выходного конца воронки, так и от скорости структурообразования. Время вытекания пресной воды при температуре  $21 \pm 3^\circ\text{C}$  составляет  $26 \pm 0,5\text{ с}$ .

**Вискозиметры с прямым отсчетом.** Эти приборы представляют собой разновидность вискозиметра с коаксиальными цилиндрами, который позволяет наблюдать за изменениями напряжения сдвига при различных скоростях сдвига. Основные элементы прибора показаны на рис. 3.6. Боб подвешен на пружине concentрично наружному цилиндру. Весь этот узел погружается до заданной отметки в чашку с буровым раствором, наружный цилиндр приводится во вращательное движение с постоянной частотой. Сопротивление вязкой жидкости заставляет боб вращаться пока вращательный момент пружины не уравновесит этого сопротивления. Угол закручивания боба отсчитывается по калиброванной шкале в верхней части прибора и является мерой напряжения сдвига бурового раствора у поверхности боба.

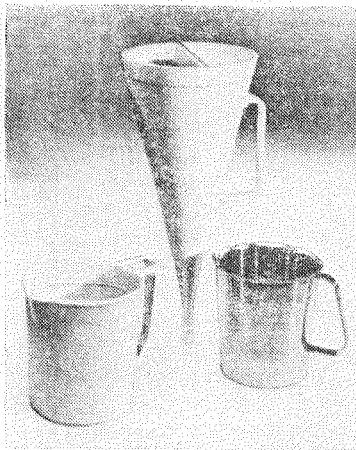


Рис. 3.5. Воронка Марша и мерные чашки

В продаже имеются вискозиметры различных модификаций с прямым отсчетом. Вискозиметр Фэнна модели 34 (рис. 3.7) работает при двух постоянных частотах вращения: 300 и 600 мин<sup>-1</sup>. Реометр фирмы «Бароид» аналогичен ему, но вместо электродвигателя имеет ручной привод. Двухскоростной вискозиметр сконструирован таким образом,

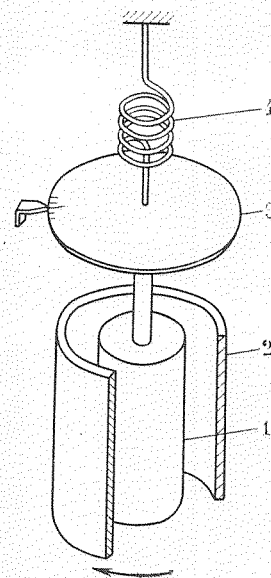


Рис. 3.6. Схема ротационного вискозиметра с прямым отсчетом:  
1 — боб; 2 — ротор; 3 — шкала; 4 — пружина

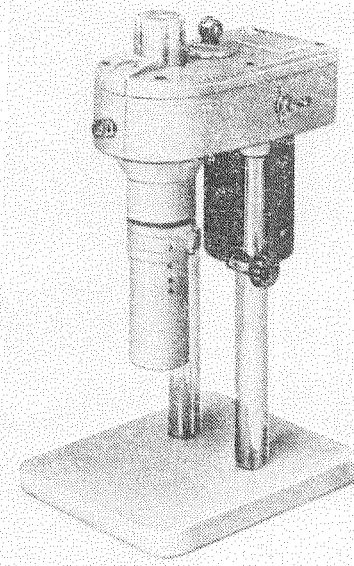


Рис. 3.7. Вискозиметр Фэнна (модель 34) с прямым отсчетом

чтобы упростить расчеты реологических параметров. Пластическая вязкость в сантипуазах определяется вычитанием показаний при 300 мин<sup>-1</sup> из показаний при 600 мин<sup>-1</sup>, а предельное динамическое напряжение сдвига в фунтах на 100 квадратных футов определяется вычитанием рассчитанной пластической вязкости из показаний при 300 мин<sup>-1</sup>. Эффективную вязкость в сантипуазах получают путем деления показаний при 600 мин<sup>-1</sup> на 2. Константы степенного закона рассчитывают следующим образом:

$$n = 3,321g N_{600}/N_{300}; \quad (3.1)$$

$$K = N_{600}/1022^n, \quad (3.2)$$

где  $N_{600}$  и  $N_{300}$  — показания при частотах вращения 600 и 300 мин<sup>-1</sup> соответственно.

Теория, лежащая в основе приведенных расчетов, рассматривается в главе 5.

Скорости сдвига, преобладающие в вискозиметре с двумя частотами вращения и с прямым отсчетом, несколько выше, чем те, которые обычно проявляются в кольцевом пространстве скважины. Для многих буровых растворов пластическая





описанных в главе 5, может быть подсчитана эффективная вязкость при этих скоростях сдвига. Есть более сложные капиллярные вискозиметры, которые могут работать при скорости сдвига  $50 \text{ тыс. с}^{-1}$ , давлении 17 МПа и температуре  $340^\circ\text{C}$ . Переносной вискозиметр фирмы «Баронд» обеспечивает скорости сдвига от 1 до 10 тыс.  $\text{с}^{-1}$  при температурах до  $82^\circ\text{C}$  и давлениях до 1 МПа.

Консистометр Фэнна — прибор, позволяющий оперативно сравнивать влияние большого числа переменных факторов на консистенцию бурового раствора при высоких температурах и давлениях. В этом приборе измеряется время перемещения управляемого магнитом боба (рис. 3.9). Максимальное давление 140 МПа, а максимальная температура  $260^\circ\text{C}$ . Недостатком этого консистометра является то, что он не дает возможности определять скорость сдвига, поэтому получаемая информация носит эмпирический характер. Для оценки «эквивалентной вязкости» была проведена корреляция данных, полученных на этом консистометре, с данными, полученными на вискозиметре Фэнна модели 50.

### Предельное статическое напряжение сдвига

Предельное статическое напряжение сдвига определяют с помощью вискозиметра с двумя частотами вращения и с прямым отсчетом. Для этого вручную медленно вращают приводное колесо в верхней части прибора и на шкале наблюдают за максимальным показанием в момент разрушения геля. Эта же методика пригодна и при использовании вискозиметра с большим числом частот вращения. Разница состоит в том, что в этом случае цилиндр вращается с частотой  $3 \text{ мин}^{-1}$  электродвигателем. Предельные статические напряжения сдвига можно измерять после пребывания бурового раствора в состоянии покоя в течение любого промежутка времени, но обычно это делается через 10 с (начальное предельное статическое напряжение сдвига) и через 10 мин. Шкала отградуирована в единицах измерения предельного статического напряжения сдвига — фунтах на сто квадратных футов.

Раньше предельное статическое напряжение сдвига измеряли с помощью прибора, именуемого сдвигомером. Дюралюминиевый цилиндр, перемешивающийся вдоль градуированной шкалы, погружался в буровой раствор, и значение предельного статического напряжения сдвига в фунт на 100 квадратных футов определялось непосредственно по шкале. В настоящее время этот прибор используется редко, но он необходим для определения предельного статического напряжения сдвига бурового раствора, хранящегося в резервуаре.

### Фильтрация

Статическая фильтрация. Фильтр-пресс, используемый в настоящее время для изучения статической фильтрации, имеет в своей основе первоначальную конструкцию П. Х. Джонса. Основные его компоненты показаны на рис. 3.10. В продаже имеется несколько модификаций этого фильтр-пресса. Он имеет следующие стандартные размеры: площадь фильтрации  $45,8 \text{ см}^2$ , минимальная высота камеры 6,4 см. В нем применяется обычная фильтровальная бумага («Ватман 50»). К верхней части камеры прилагается давление 0,7 МПа либо от баллона со сжатым азотом, либо от патрона с углекислотой. Измеряется объем фильтрата, получаемого за 30 мин, и с точностью до 1 мм определяется толщина глинистой корки, образовавшейся за это время, после смыва избытка бурового раствора слабой струей воды.

Фильтрационные свойства при высоких температурах и давлениях обычно измеряют с помощью приборов, аналогичных показанным на рис. 3.11 и 3.12. Рабочее давление в них 7 МПа, а максимальная температура  $230^\circ\text{C}$ . Для того чтобы избежать разбрызгивания или испарения фильтрата при высоких температурах, в сборнике фильтрата поддерживается противодействие 0,7 МПа при температурах исследований ниже  $150^\circ\text{C}$  и 3,1 МПа при температурах от  $150$  до  $230^\circ\text{C}$ . При температурах до  $200^\circ\text{C}$  используется фильтровальная бумага «Ватман 50», а при более высоких температурах — новый диск из нержавеющей стали (Дайналой Х-5 или эквивалентный сплав).

Время фильтрации при конкретной температуре составляет 30 мин. Объем собранного фильтрата удваивается, чтобы внести поправку на разницу площадей фильтрации в камерах высокого и низкого давлений ( $22,9$  и  $45,8 \text{ см}^2$  соответственно).

В ходе исследования фильтрации при высоких температурах и давлениях необходимо строго соблюдать требования техники безопасности. Нужно строго придерживаться методики, рекомендованной АНИ в нормативном документе RP13B. В частности, камеру не следует наполнять выше уровня, рекомендованного изготовителем, а после окончания исследования камера должна остыть до комнатной температуры, и только после этого можно начать ее разборку.

Шремп и Джонсон спроектировали фильтрационную камеру с максимальным давлением исследования 17 МПа и температурой до  $140^\circ\text{C}$ .

Динамическая фильтрация. Для более точного воспроизведения фильтрации в условиях бурящейся скважины необходимо ограничить рост фильтрационной корки путем эрозии жидкостью или механическим путем. На протяжении многих лет ряд исследователей изучали динамическую фильтрацию на специально спроектированных стендах. Наиболее значимые результаты были получены либо в системах, которые точно воспроизводили условия в бурящейся скважине, либо в системах, позво-

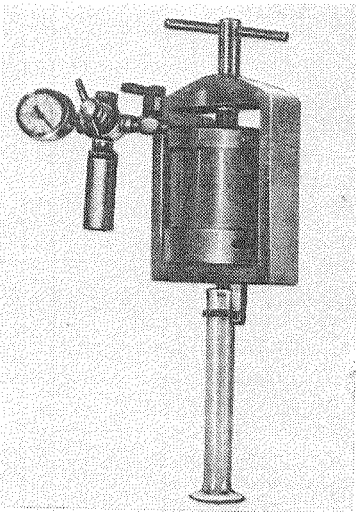


Рис. 3.10. Прибор для измерения фильтрации бурового раствора при низком давлении

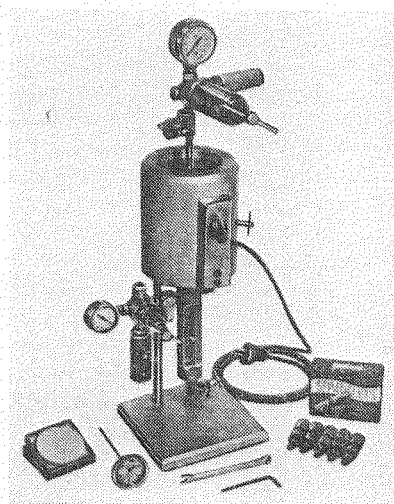


Рис. 3.11. Прибор для измерения фильтрации бурового раствора при высоких давлениях и температурах

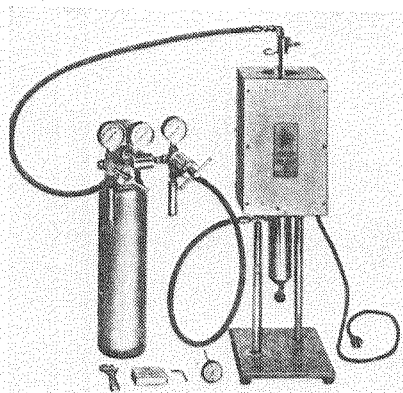
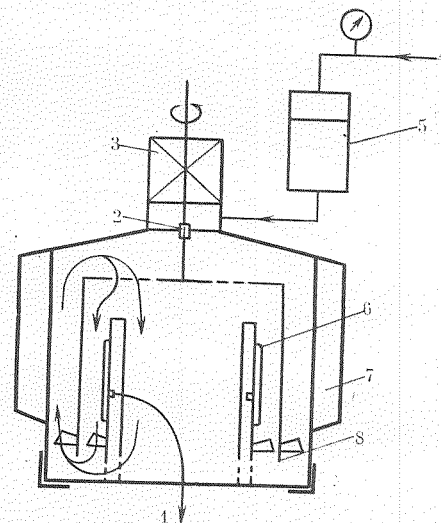


Рис. 3.12. Фильтр-пресс для исследований при высоких давлениях и температурах

лявших рассчитать скорость сдвига у поверхности корки, поскольку этот параметр оказывает решающее влияние на рост фильтрационной корки. Фергюсон и Клотц ближе всех подошли к воспроизведению условий в стволе, измеряя скорости фильтрации через цилиндры из луминитного цемента и песка на модели скважины с использованием полноразмерного бурильного инструмента. Хорнер использовал микродолотный буровой стенд и керны горных пород. Новак и Крюгер контролировали скорость фильтрации в кернах, снаружи которых циркулировал

Рис. 3.13. Схема фильтр-пресса с коаксиальными цилиндрами для измерения динамической фильтрации:

1 — фильтрат; 2 — тefлоновое уплотнение; 3 — опоры и уплотнение; 4 — воздух под давлением; 5 — емкость для бурового раствора; 6 — фильтрующий элемент на внутреннем цилиндре; 7 — кожух нагревателя; 8 — наружный цилиндр



буровой раствор. При необходимости условия фильтрации под долотом воспроизводились с помощью механического скребка.

В таких системах, как система Прокопа, можно рассчитать скорость сдвига у поверхности фильтрационной корки. В этой системе буровой раствор циркулирует под давлением через пронизываемый цилиндр. Внутренний диаметр такого цилиндра должен намного превышать толщину фильтрационной корки, чтобы в результате ее роста этот диаметр существенно не изменялся, т. е. чтобы скорость сдвига оставалась постоянной. Безмер и Хавенаар разработали компактный и очень удобный стенд для исследования динамической фильтрации, в котором буровой раствор фильтруется через центрально расположенный керн или втулку из фильтровальной бумаги; одновременно на буровой раствор воздействует соосно расположенный наружный цилиндр, вращающийся с постоянной частотой (рис. 3.13). Равновесная скорость фильтрации и толщина корки определяются скоростью сдвига, преобладающей в конце исследования.

#### МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

В многофункциональных системах буровой раствор циркулирует по замкнутой цепи, а заданная температура поддерживается при помощи нагревателей. После получения равновесных значений температуры и скорости сдвига можно периодически или непрерывно измерять различные свойства бурового раствора, для чего поток направляется в блоки системы, имеющие соответствующие измерительные устройства. Например, вязкость бурового раствора можно определять в прямой трубе точно известного внутреннего диаметра по разности давлений в двух

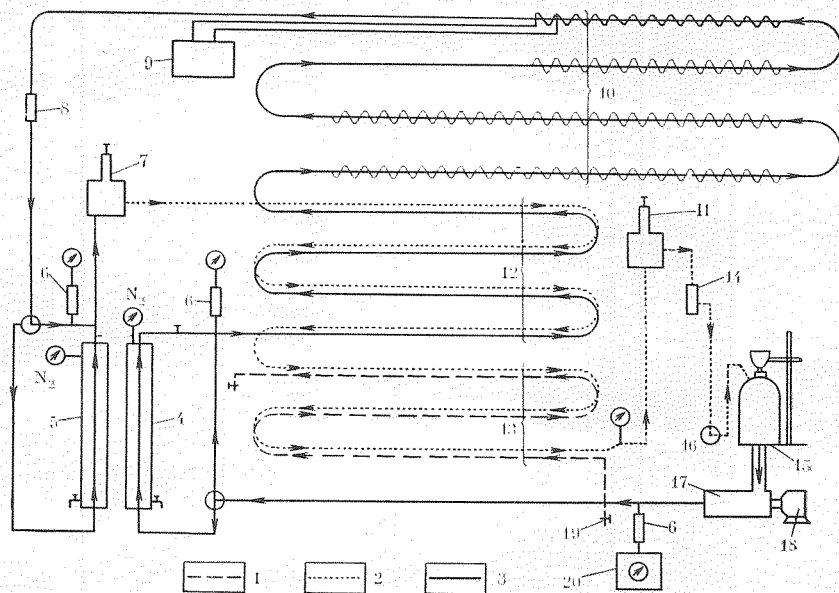


Рис. 3.14. Многофункциональная циркуляционная система Уайэнта:

1 — вода; 2 — холодный буровой раствор; 3 — горячий буровой раствор; 4 — низкотемпературный фильтрационный блок; 5 — высокотемпературный фильтрационный блок; 6 — диафрагма; 7 — высокотемпературный дроссель; 8 — блок измерения коррозии при высоких температурах; 9 — терморегуляторы; 10 — электронагреватели; 11 — низкотемпературный дроссель; 12 — теплообменник раствор-раствор; 13 — теплообменник раствор-вода; 14 — блок измерения коррозии при низких температурах; 15 — бак; 16 — кран для отбора проб бурового раствора; 17 — насос; 18 — электродвигатель; 19 — охлаждающая вода; 20 — регулятор давления с манометром.

точках. Скорость динамической фильтрации измеряется путем прокачки бурового раствора через проницаемые цилиндры. Система Уайэнта (рис. 3.14) содержит клапаны, позволяющие создавать высокие скорости сдвига для быстрого разрушения комочков глины и прочных гелей, фильтрационную камеру и блоки измерения коррозии. Система Келли (рис. 3.15) имеет трубный вискозиметр и средства для введения добавок в процессе циркуляции. Максимальная температура исследований 180 °С. Более сложная система Де Лотрека позволяет измерять реологические и фильтрационные свойства, статическую и динамическую фильтрацию при линейных скоростях течения до 3,7 м/с, температурах до 250 °С и давлениях до 50 МПа.

#### ВЫДЕРЖКА ПРИ ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ

Многие компоненты буровых растворов медленно разлагаются при высокой температуре. Такое разложение происходит и в процессе циркуляции, но оно резко усиливается, когда раствор остается в нижней части ствола скважины при проведении

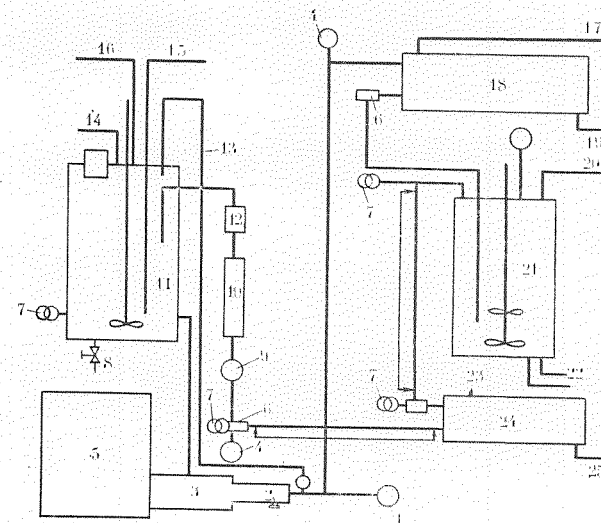


Рис. 3.15. Многофункциональная циркуляционная система Келли:

1 — регулятор давления; 2 — дренажный кран; 3 — насос; 4 — манометр; 5 — привод переменной скорости; 6 — управляющее термореле; 7 — термометр; 8 — кран для отбора пробы; 9 — клапан автоматического отключения; 10 — регулятор противодавления; 11 — камера для раствора; 12 — регулятор расхода; 13 — байпасная линия; 14 — в конденсатор; 15 — выпуск газа; 16 — подача жидких химреагентов; 17 — к источнику; 18 — подогреватель; 19 — в конденсатную линию; 20 — к системе сигнализации, реагирующей на давление; 21 — высокотемпературный резервуар; 22 — вспомогательные электроподогреватели; 23 — подача охлаждающей воды; 24 — холодильник; 25 — возврат охлаждающей воды.

спуско-подъемных операций, так как в это время на раствор воздействуют наиболее высокие температуры. Следовательно, необходимо оценивать влияние выдержки при высоких температурах на все композиции буровых растворов и добавок к ним.

Такие исследования обычно проводятся под давлением в камерах из нержавеющей стали или алюминиевой бронзы. В продаже имеются такие камеры вместимостью 260 и 500 см<sup>3</sup> (рис. 3.16). Для предотвращения закипания жидкой фазы в камерах создается давление путем ввода в них жидкого азота или углекислоты через специальные фитинги. Создаваемое давление как минимум должно быть равно давлению насыщенных паров жидкости при температуре исследования.

Для изучения старения раствора при его циркуляции в скважине камеры вращаются на рольганге в термостате (рис. 3.17) минимум 16 ч при температуре, соответствующей температуре в скважине. Затем камеры охлаждают до комнатной температуры и измеряют реологические и фильтрационные свойства раствора после выдержки при высокой температуре. Эти параметры сопоставляют с аналогичными характеристиками свежеприготовленного раствора.

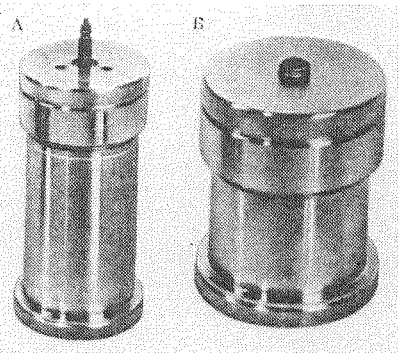


Рис. 3.16. Камеры высокого (А) и низкого (В) давлений для выдержки буровых растворов при высоких температурах в термостате с рольгангом

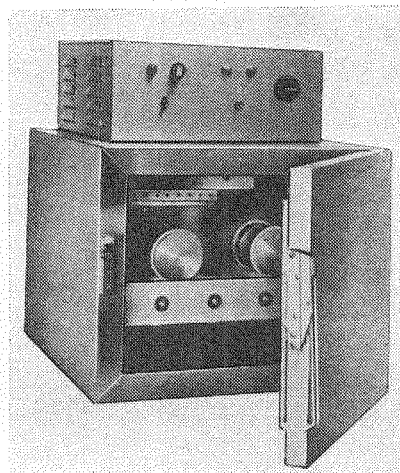


Рис. 3.17. Термостат с рольгангом

Когда во время спуско-подъемных операций буровой раствор остается в стволе скважины при высокой температуре, давление, необходимое для восстановления циркуляции, определяется главным образом предельным статическим напряжением сдвига после состояния покоя. Поэтому при исследованиях камеры выдерживают в неподвижном положении в термостате, нагретом до интересующей температуры, в течение заданного времени, затем охлаждают до комнатной температуры и с помощью трубчатого сдвигомера измеряют предельное статическое напряжение сдвига раствора. В исследованиях известковых буровых растворов, которые при охлаждении могут стать полутвердыми, иногда требуется применять усовершенствованный пентрометр для цемента.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

##### Измерение содержания песка по методике АНИ

Содержание песка в растворе определяется долей твердых частиц размером более 0,074 мм. Хотя исследование и называется измерением содержания песка, оно позволяет определять размер, а не состав частиц. Такие исследования удобно проводить с помощью устройства, показанного на рис. 3.18. Сначала буровой раствор и воду заливают до соответствующих отметок

на стеклянной трубке. Смесь взбалтывают и выливают через сито в верхний цилиндр, после чего его промывают водой. Материал, остающийся на сите, смывают в обратном направлении через воронку в стеклянную трубку, дают ему возможность осесть и определяют общий его объем с помощью делений в нижней части трубки.

#### Ситовый анализ

Для определения гранулометрического состава частиц в выпускаемых промышленностью глинопорошках, материалах для борьбы с поглощениями и барите используют сита. Исследование заключается в просеивании материала через набор сеток предпочтительно с помощью вибрационного сита и взвешивании как остатка на каждом сите, так и материала, оказавшегося на поддоне.

Размеры сит, подходящих для конкретного материала, выбираются, но размеры ячеек в них должны соответствовать Техническим требованиям Е11-26 Американского общества испытания материалов (АОИМ). АОИМ рекомендует и методики для ситового анализа. В табл. 3.1 приведены размеры ячеек сит, которые предлагается использовать при определении гранулометрического состава твердой фазы, удаляемой на буровой с помощью оборудования для очистки бурового раствора.

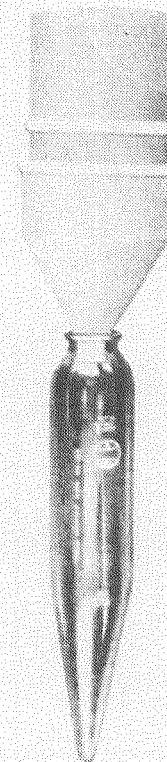


Рис. 3.18. Стандартный прибор АНИ для определения содержания песка

Таблица 3.1

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗМЕРА ЧАСТИЦ

Размер частиц, мкм	Классификация частиц	Номер сита (число отверстий на 1 дюйм)
>20 000	Крупные	10
2000—250	Промежуточные	60
250—74	Средние	200
74—44	Мелкие	325
44—2	Очень мелкие	—
2—0	Коллоидные	—



Комитет АНИ по стандартизации материалов для буровых растворов рекомендовал методику определения гранулометрического состава твердой фазы в буровых растворах.

### Седиментационные методы

Большое влияние частиц, не задерживаемых ситами, на поведение буровых растворов установлено давно, но действительные измерения их доли производились редко. Методы определения гранулометрического состава твердой фазы в буровых растворах заимствованы главным образом из исследований глин, используемых в производстве керамики, и почв. Авторы далеки от намерения перечислять в настоящей книге многочисленные публикации, в которых рассматриваются эти методы. За детальным их описанием следует обратиться к сравнительно недавно вышедшим книгам по этому вопросу.

Содержание частиц размером от 0,5 до 44 мкм лучше всего определять путем наблюдения за скоростями осаждения. Радиус частицы связан со скоростью осаждения законом Стокса, в соответствии с которым

$$r = \sqrt{9d\mu/[2(\rho_1 - \rho_2)gt]}, \quad (3.3)$$

где  $r$  — радиус сферической частицы, см;  $\mu$  — вязкость суспендирующей среды, П;  $d$  — расстояние, пройденное осаждающейся частицей, см;  $\rho_1$  и  $\rho_2$  — плотности частиц и суспендирующей среды соответственно, г/см<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, равное 981 см/с<sup>2</sup>;  $t$  — время с начала осаждения, с.

Установлено, что при расчете размера частиц по длине ребра куба, имеющего такой же объем, что и сфера радиусом  $r$ , размеры частиц соответствуют полученным при ситовом анализе. Поэтому результаты седиментационных исследований выражаются через эквивалентные диаметры сфер, которые равны  $1,612r$ .

Иногда специалисты по буровым растворам забывают, что закон Стокса основан на предположении о том, что осаждающиеся частицы не мешают друг другу. Для того чтобы это условие выполнялось, объемная доля частиц в суспензии не должна превышать 0,5 %, а массовая доля 1—2 % в зависимости от плотности частиц.

Скорости осаждения частиц из неоднородных суспензий нельзя определять по скорости накопления осадка на дне мерного сосуда, так как более крупные частицы, которые начинают оседать из верхнего слоя, достигают дна в одно время с более мелкими частицами, осаждающимися из слоя, расположенного ближе к дну. Поэтому седиментационные исследования основываются на принципе измерения доли частиц в суспензии в узкой зоне на определенной глубине ниже поверхности суспензии через различные промежутки времени после

начала осаждения. Разность между начальной долей частиц в суспензии и их долей на глубине  $d$  по истечении времени  $t$  определяет долю частиц, скорость осаждения которых больше чем  $d/t$ .

Самый простой и быстрый метод измерения концентраций твердой фазы в суспензиях базируется на использовании гидрометра Бой-укоса для почв, который выпускается изготовителями лабораторного оборудования; измерения производятся непосредственно в граммах на кубический сантиметр. Метод этот, однако, имеет тот недостаток, что состояние покоя в суспензии нарушается каждый раз, когда в нее опускают гидрометр. Наилучший метод заключается в отборе 10 см<sup>3</sup> суспензии с известной глубины при помощи пипетки с последующим выпариванием из пробы жидкости и взвешиванием осадка. Пипетка Андреасена (рис. 3.19) является наиболее точным и удобным устройством для измерения концентрации твердой фазы в суспензии, но для этих целей подходит и цилиндр объемом 500 см<sup>3</sup> с пипеткой на 10 см<sup>3</sup>.

После смешения с водой и добавления подходящего диспергатора (например, 0,5 % полифосфата) пробы необходимо взбалтывать достаточно долго, чтобы комочки разрушились на отдельные частицы. Разбавленную суспензию переливают в седиментационный сосуд, взбалтывают в течение короткого промежутка времени и пипеткой отбирают пробы объемом 10 см<sup>3</sup> через нарастающие по продолжительности интервалы времени. Через интервалы времени, изменяющиеся от 2 мин до 96 ч, можно измерить концентрации частиц размером от 32 до 0,6 мкм, если предположить, что плотность частиц 2,65 г/см<sup>3</sup>, температура воды 25 °С, а глубина осаждения 20 см.

По закону Стокса частицы эквивалентным диаметром менее 0,5 мкм вообще не оседают. Коллоидные глинистые частицы можно разделить на фракции (по размеру) в суперцентрифуге, а размер и форму частиц каждой фракции можно определить под электронным микроскопом или при помощи метода электрооптического двойного лучепреломления.

Устройство с электронным датчиком, известное под названием счетчика Коултера позволяет быстро производить гранулометрический анализ частиц эквивалентным диаметром от 0,6 до 400 мкм.

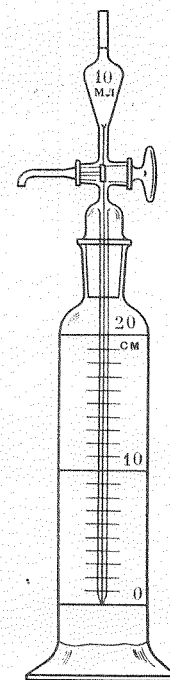


Рис. 3.19. Пипетка Андреасена

## Определение минерального состава

Определение минерального состава глин и глинистых сланцев производят методами дифракции рентгеновских лучей. Глинистые минералы можно идентифицировать также с помощью дифференциального термического анализа или электронной микроскопии. Эти способы требуют сложного оборудования, описанного Ван Ольфеном.

### Адсорбция метиленовой сини

Концентрацию монтмориллонита в буровом растворе или глине можно быстро оценить на основании результатов исследования с использованием метиленовой сини. В этом исследовании измеряется количество адсорбированной глиной метиленовой сини, которое является функцией катионообменной способности глин. Поскольку монтмориллонит обладает значительно большей катионообменной способностью, чем другие глинистые минералы, по емкости поглощения, определенной в результате такого исследования, можно судить о концентрации монтмориллонита в растворе.

Пробу бурового раствора разбавляют водой, и с помощью перекиси водорода удаляют из пробы органические вещества, такие как полимеры и понизители вязкости. После этого добавляют раствор метиленовой сини, пока в капле суспензии, помещенной на фильтровальную бумагу, не образуется голубой ореол вокруг окрашенной твердой фазы. Емкость поглощения метиленовой сини определяется объемом раствора красителя в кубических сантиметрах ( $0,01 \text{ мэкв/см}^3$ ), добавляемым к  $1 \text{ см}^3$  бурового раствора. Концентрация бентонита в фунтах на баррель рассчитывается путем умножения емкости поглощения метиленовой сини на 5, а в килограммах на кубический метр — умножением емкости поглощения метиленовой сини на 14,25.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

### Содержание газа

Для оценки количества газа или воздуха, увлеченного буровым раствором, последний сильно разбавляется водой и перемешивается для освобождения газа; определяется масса дегазированного раствора, затем обратным путем рассчитывается плотность свободного от газа неразбавленного раствора. Например, если  $\rho_1$  — плотность газированного раствора,  $\rho_2$  — плотность раствора после разбавления водой в отношении 1:1,  $\rho_3$  — плотность свободного от газа неразбавленного раствора  $\rho_w$  — плотность воды, а  $x$  — объемная доля газа в исходном растворе, то

$$\begin{aligned}\rho_1 &= (1-x)\rho_3/1, \\ \rho_2 &= [(1-x)\rho_3 + 1 \cdot \rho_w]/(2-x).\end{aligned}$$

Решая оба эти уравнения относительно  $x$ , получим

$$x = (2\rho_2 - \rho_1 - \rho_w)/\rho_2.$$

Для расчета  $\rho_3$  можно воспользоваться любым из первых двух уравнений.

### Содержание нефти и твердой фазы

Объемные доли нефти, воды и твердой фазы в буровом растворе определяют с помощью прибора, аналогичного показанному на рис. 3.20. Очень важно, чтобы воздух или газ, увлеченный буровым раствором, был удален из него перед перегонкой в приборе; в противном случае при определении доли твердой фазы будет допущена ошибка. Удаление газа посредством сильного разбавления нежелательно, так как это приводит к снижению точности измерений, особенно при исследовании буровых растворов с низким содержанием твердой фазы. Газ часто удаляют путем добавки пеногасителя (например, старата алюминия или высокомолекулярного спирта) и понизителя вязкости при необходимости разрушить структуру. Если этим способом не удастся удалить весь газ, следует создать вакуум. Для использования в промысловых условиях имеются переносные вакуум-насосы.

Для перегонки точно измеренный объем бурового раствора помещают в стальной контейнер и нагревают его, пока в градуированный цилиндр не перестанет поступать дистиллят. Объемы нефти и воды измеряют в градуированном цилиндре, для определения объема твердой фазы их сумму вычитают из объема пробы бурового раствора. Этот метод характеризуется довольно значительными погрешностями при исследовании растворов с низким содержанием твердой фазы, так как результат определяется разностью двух больших чисел.

Если буровой раствор содержит значительные количества соли, занимаемый ею объем должен быть вычтен из объема твердой фазы. Объем соли (например, NaCl) в буровом растворе можно достаточно точно рассчитать умножением массы хлоридов в  $100 \text{ см}^3$  фильтрата (определенной титрованием) на 0,6 и на объемную долю воды в буровом растворе.

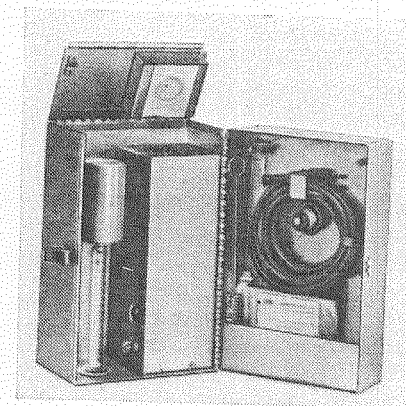


Рис. 3.20. Прибор для определения содержания нефти и воды в буровых растворах

## ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

### Устойчивость эмульсий воды в нефти

Устойчивость эмульсий воды в нефти оценивают с помощью эмульсионного тестера, в котором к двум электродам, погруженным в эмульсию, подают переменное напряжение. Напряжение повышают до тех пор, пока эмульсия не разрушится и не произойдет резкое увеличение электрической проводимости среды. По напряжению, необходимому для разрушения эмульсии, судят об ее устойчивости.

Этот прибор может быть использован для быстрого распознавания эмульсии нефти в воде (проводит электрический ток) от эмульсии воды в нефти.

### Удельное электрическое сопротивление буровых растворов на водной основе

Измерения удельных электрических сопротивлений буровых растворов, фильтратов и фильтрационных корок являются стандартными операциями при электрокаротаже. В определенных условиях можно лучше оценить характеристики пласта, если эти сопротивления измерять в процессе бурения. Измерения удельных сопротивлений позволяют быстро обнаруживать растворимые соли в барите, в водах, используемых для приготовления раствора, и в пластовых водах.

Для измерения удельного сопротивления пробу помещают в контейнер с двумя электродами, через которые пропускают электрический ток. Сопротивление измеряют с помощью подходящего прибора. Если этот прибор показывает сопротивление пробы в омах, необходимо определить поправочный коэффициент измерительной системы путем тарировки с использованием стандартного раствора с известным удельным сопротивлением, чтобы пересчитать измеренную величину в ом-метры. Большинство приборов, однако, дают прямой отсчет в ом-метрах, поскольку поправка предусмотрена схемой электрического прибора. Детальное описание прибора для измерения сопротивления дает изготовитель. Электрическая проводимость пробы является величиной, обратной измеренному удельному сопротивлению.

### Концентрация ионов водорода (рН)

Большое влияние концентрации ионов водорода на свойства буровых растворов признано давно, оно являлось предметом изучения многих исследователей. Концентрацию ионов водорода более удобно выражать в виде водородного показателя (рН), который является логарифмом величины, обратной концентрации ионов водорода в молях на 1 л. Таким образом, в нейтраль-

ном растворе концентрации ионов водорода ( $H^+$ ) и гидроксидов ( $OH^-$ ) одинаковы, причем каждая равна  $10^{-7}$  моль/л. Раствор с рН=7 нейтрален. Уменьшение рН ниже 7 свидетельствует об увеличении кислотности (ионов водорода), а рост рН выше 7 свидетельствует об увеличении щелочности (ионов гидроксидов). Каждая единица рН представляет десятикратное изменение концентрации.

Широко используются два метода измерения рН: 1) колориметрический с использованием полосок индикаторной бумаги и 2) электрометрический с использованием прибора со стеклянным электродом.

Колориметрический метод. Полоски индикаторной бумаги, пропитанные органическим красителем, при контакте с жидкостью приобретают окраску, соответствующую конкретному значению рН. Ролики такой индикаторной бумаги размещают в специальном держателе, по обоим сторонам которого имеются справочные цветовые таблицы. Имеется индикаторная бумага двух типов: широкого диапазона индикации для измерения рН с погрешностью 0,5 единицы и узкого диапазона индикации для измерения рН с погрешностью 0,2 единицы. При исследовании полоску бумаги помещают на поверхность бурового раствора (или фильтрата), через некоторое время (обычно не более 30 с) стабилизировавшуюся окраску бумаги визуально сравнивают с цветовым стандартом. Высокие концентрации соли в пробе могут изменить цвет, приобретаемый красителями, и привести к неточным измерениям рН.

Измеритель рН со стеклянным электродом. Когда два раствора с различной концентрацией ионов водорода разделены тонкой мембраной из стекла, развивается разность электрических потенциалов, которую можно усилить и измерить. Измеритель рН содержит электрод в виде тонкостенной колбы из специального стекла, внутри которой помещены и изолированы подходящие электролит и электрод; каломельный электрод сравнения; средства усиления разности потенциалов между наружной жидкостью (буровым раствором) и стеклянным электродом и измерительный блок, дающий прямой отсчет в единицах рН. Предусмотрены тарировка прибора с помощью стандартных буферных растворов и компенсация изменений температуры. При измерении рН растворов с высокой концентрацией ионов натрия необходимо использовать специальный стеклянный электрод.

### МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ

Для исследования закупоривающих материалов, пригодных для борьбы с поглощениями, рекомендуется использовать специальный стенд (рис. 3.21). В камеру помещают стандартный бентонитовый буровой раствор, содержащий материал для борьбы с поглощениями (МБП), после чего давление в ней

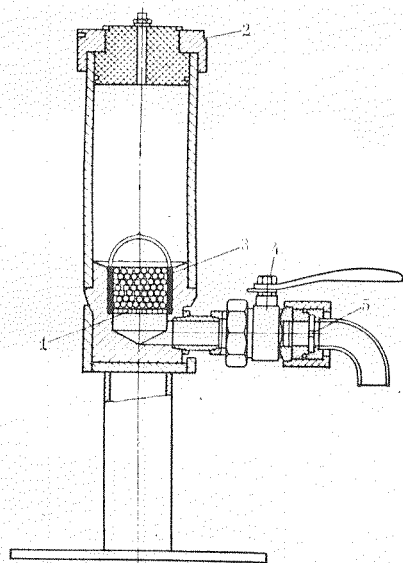


Рис. 3.21. Стенд для испытаний закупоривающих материалов при рабочем давлении 7 МПа:

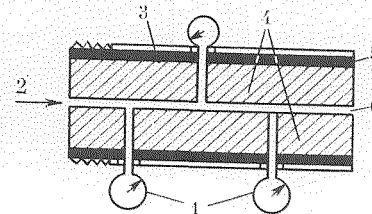
1 — перфорированная пластина; 2 — крышка с уплотнительным кольцом и разгруженной поверхностью, исключающей возможность создания давления при неправильной установке; 3 — втулка для визуального наблюдения за образованием уплотнений; 4 — шаровая задвижка; 5 — съемная испытательная диафрагма

постепенно повышают до 0,7 МПа. Регистрируются профильтровавшийся объем бурового раствора и минимальное давление, при котором прекращается его утечка из камеры (если она действительно прекращается) благодаря уплотнению, создаваемому МБП. Затем давление постепенно повышают до 7 МПа или до того уровня, когда уплотнение нарушится. При этом регистрируют объем бурового раствора и максимальное давление. Буровой раствор может уходить из камеры через щель (имитирующую трещину) или через слой стеклянных шариков или дробин (имитирующий крупнозернистый песчаный пласт).

Данные, получаемые при использовании щели, имеют ограниченную ценность, так как на стенде создается наружное уплотнение, в то время как при закачке МБП в подземную трещину образуется внутреннее уплотнение, которое зависит главным образом от трещинового сопротивления, создаваемого закупоривающим материалом. Кроме того, при возникновении трещины ее ширина растет с увеличением давления нагнетания. Поэтому лучше оценивать волокнистый или зернистый МБП по методу, который использовали Ховард и Скотт. Он заключается в нагнетании раствора в модель трещины, которая может расширяться (рис. 3.22). Для испытания затвердевающих со временем материалов для борьбы с поглощениями, таких как смесь дизельного топлива, бентонита и цемента, следует использовать стенд с подпружиненными дисками, описанный Мессенджером. На нем можно контролировать прокачиваемость раствора и сдвиговую прочность образующейся пробки (см. главу 9). Кроме исследования фильтрации по методике АНИ,

Рис. 3.22. Модель трещины:

1 — манометр; 2 — поток; 3 — отрезок 140-мм трубы; 4 — цемент; 5 — резиновое уплотнение; 6 — трещина



никаких дополнительных испытаний для оценки эффективности растворов МБП не проводят, так как образование уплотнения зависит от фильтрации через боковые поверхности трещины.

### ПОДДЕРЖАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

При составлении композиции бурового раствора, обеспечивающего максимальную устойчивость ствола скважины, необходимо подвергнуть местные глинистые сланцы четырем видам исследований: испытанию на дифракцию рентгеновских лучей для выявления присутствующих в них глинистых минералов; определению изотерм адсорбции; диспергированию глинистых частиц в растворах, которые предполагается использовать, и оценке поведения этих растворов при моделируемых скважинных условиях. Такие исследования описаны в главе 8.

### СМАЗЫВАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ

Чтобы продлить срок службы опор в долоте первоначально в буровые растворы добавляли противозадирные смазки. Прибор фирмы «Тимкен» для испытания смазочных материалов был усовершенствован таким образом, чтобы испытуемый буровой раствор циркулировал между вращающимся кольцом и колодкой, на которую оно опирается (рис. 3.23). Смазывающую способность раствора определяют по максимальному грузу, при котором еще не происходит заедания в паре. Прочность смазывающего слоя рассчитывают по площади контакта и предельной нагрузке на колодку.

С появлением герметизированных опор долота противозадирные смазки перестали добавлять к буровым растворам для

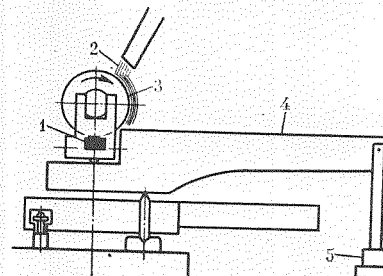


Рис. 3.23. Схема прибора фирмы «Тимкен» для испытания смазочных материалов:

1 — испытательная колодка; 2 — буровой раствор; 3 — испытательный стакан; 4 — рычаг; 5 — груз



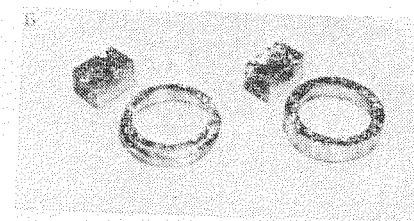
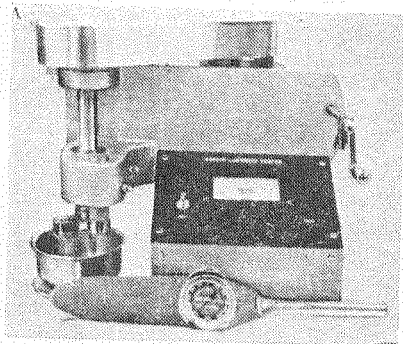


Рис. 3.24. Прибор для исследования смазывающей способности буровых растворов (А) с испытательными кольцами и колодками (В)

уменьшения износа опор. Эти смазки и другие ПАВ вводят в раствор для уменьшения вращающего момента, прилагаемого к буровой колонне, как это описано в главе 9. С этой целью прибор фирмы «Тимкен» подвергли дальнейшему усовершенствованию, как показано на рис. 3.24. Согласно рекомендуемой методике, с помощью рычага создается нагрузка 670 Н и при частоте вращения вала 60 мин<sup>-1</sup> снимаются показания прибора в амперах, которые затем пересчитываются в коэффициент смазывающей способности с помощью тарифовочной таблицы.

На рис. 3.25 показана схема более универсального испытателя смазывающей способности. Буровой раствор непрерывно циркулирует по каналу в керне песчаника, вал из нержавеющей стали вращается, будучи прижатым к стенке канала. Вращающий момент, приложенный к валу, контролируют с помощью датчика, сигнал от которого автоматически регистрируется в виде графика. Испытания можно проводить в условиях, когда вал прижат непосредственно к песчанику, к фильтрационной корке или к внутренней поверхности стальной трубы (имитирующей обсадную колонну). В каждом случае исследо-

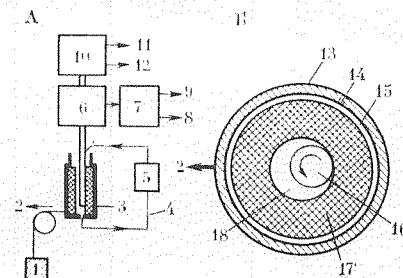


Рис. 3.25. Упрощенная схема устройства (А) для определения смазывающей способности бурового раствора и испытательная камера (В) с внутренним кольцевым пространством для циркуляции бурового раствора при одновременном вращении металлического вала, прижатого к испытательному керну; вакуум-насос, подсоединенный к испытательной камере, позволяет создавать на керне фильтрационную корку:

1 — груз; 2 — усилие; 3 — вакуум; 4 — циркуляционная система бурового раствора; 5 — насос; 6 — электронный датчик вращающего момента; 7 — усилитель; 8 — аналоговый выход на регистрирующее устройство; 9 — цифровой дисплей; 10 — двигатель-генератор; 11 — регулятор предельного значения переменного вращающего момента; 12 — регулятор переменной частоты вращения; 13 — держатель испытательной камеры; 14 — к вакуум-наосу; 15 — наружное кольцевое пространство; 16 — вращающийся вал из нержавеющей стали марки 316; 17 — испытательный керн (песчаник берега); 18 — внутреннее кольцевое пространство для циркуляции бурового раствора

вания ведутся при нескольких значениях приложенной нагрузки, в результате строится зависимость вращающего момента от нагрузки.

### ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРИХВАТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

Для оценки влияния буровых растворов и добавок к ним на прихват буровой колонны под действием перепада давления стандартных исследований нет, однако в литературе можно

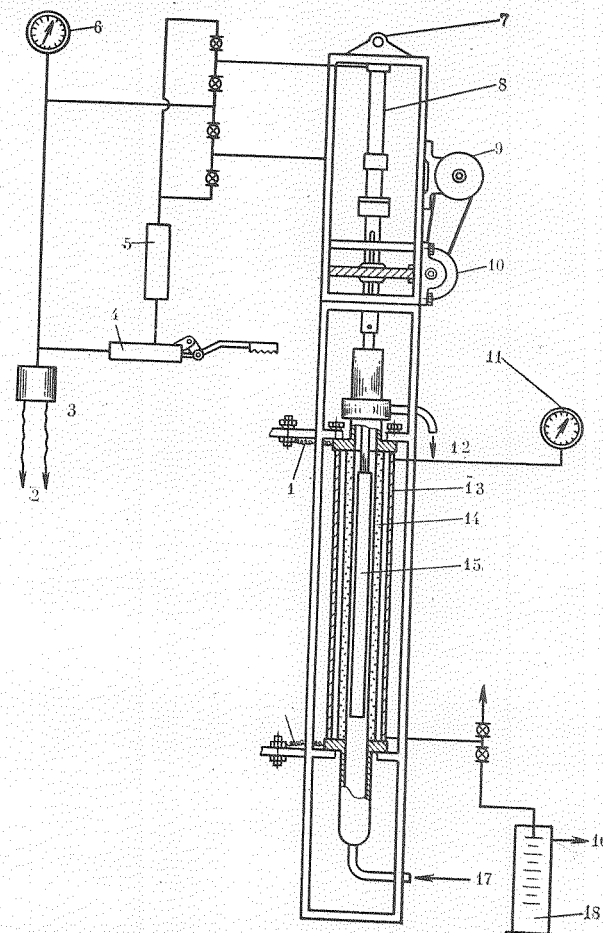


Рис. 3.26. Схема испытательного стенда с низким перепадом давления:

1 — регулируемая пружина, работающая на растяжение; 2 — к регистрирующему устройству; 3 — датчик давления; 4 — гидравлический насос; 5 — резервуар; 6 — манометр; 7 — рым; 8 — гидроцилиндр; 9 — двигатель мощностью 0,2 кВт; 10 — червячная передача; 11 — вакуумметр; 12 — выход бурового раствора; 13 — трубка из лусита; 14 — трубка из алоксита; 15 — утяжеленная буровая труба; 16 — к вакуум-наосу; 17 — вход бурового раствора; 18 — сборник фильтрата

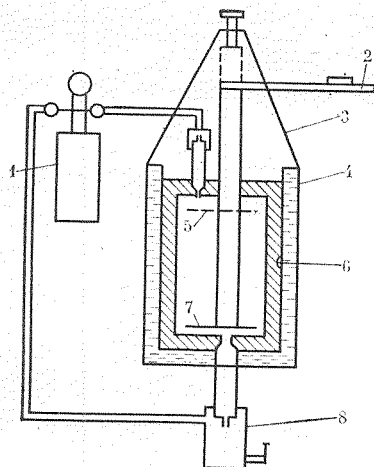


Рис. 3.27. Стенд для статических исследований прихвата под действием перепада давления:

1 — подача азота; 2 — ключ для создания вращающего момента; 3 — скоба; 4 — нагреваемый кожух; 5 — положение диска при образовании фильтрационной корки; 6 — камера; 7 — положение диска во время прихвата; 8 — сборник фильтрата

найти описание нескольких методик подобных исследований на стендах. Многие исследователи измеряли тяговое усилие, необходимое для освобождения стержня, прихваченного в фильтрационной корке, образовавшейся в круглом канале внутри проницаемой среды (рис. 3.26). Проводились также исследования, в которых определяли коэффициент трения между плоской стальной пластиной и фильтрационной коркой, как описано в главе 9. Широкое распространение получил стенд (рис. 3.27), состоящий из усовершенствованной фильтрационной камеры и диска или стержня, воспроизводящих бурильную колонну. Обычно в ходе исследований создается фильтрационная корка, диск или стержень вводится в соприкосновение с ней, после дополнительной фильтрации в течение заданного времени измеряются вращающий момент или тяговое усилие, необходимое для освобождения диска или стержня.

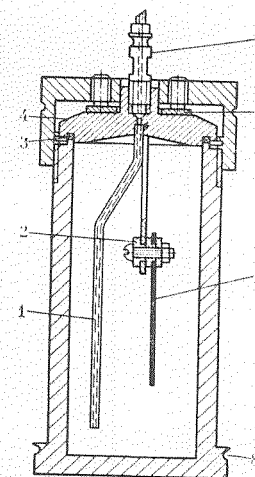
В разделе главы 9, посвященном прихвату бурильной колонны, показано, что усилие, необходимое для освобождения колонны, зависит от начальной толщины фильтрационной корки. Поэтому при сравнении влияния различных композиций бурового раствора или добавок к нему на прихват колонны важно, чтобы толщина предварительно образованной корки во всех экспериментах была одинаковой.

#### ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ

Испытание бурового раствора на коррозионную активность можно осуществлять в лаборатории. Для этого испытуемые стальной образец и буровой раствор помещают в контейнер, который затем непрерывно переворачивают или вращают на предметном столике в течение продолжительного времени; после этого определяют массу, потерянную образцом. Если испытание

Рис. 3.28. Поперечный разрез камеры для исследования коррозионной активности бурового раствора:

1 — трубка для продувки и создания давления; 2 — изолирующие прокладки; 3 — уплотняющая тефлоновая прокладка; 4 — внутренняя крышка; 5 — шток клапана; 6 — упорная шайба; 7 — испытуемый образец; 8 — канавка под держатель



проводится при высоких температурах или давлениях, для чего требуется специальная стальная камера (рис. 3.28), образец не должен находиться в электрическом контакте с ней. Результаты регистрируются в виде потери массы, отнесенной к единице площади, за год или в микрометрах в год.

Для измерения коррозии, которая происходит при бурении скважины, часто используют стальные кольца, размещаемые в канавке муфты замкового соединения бурильных труб. Рекомендуемое время экспозиции в скважине колеблется от 40 ч до 7 сут. Затем кольца извлекают, чистят, осматривают с целью выявления вида коррозии и определяют потерю их массы.

В испытаниях, проводимых с целью оценки водородного охрупчивания, вместо стальных образцов используют сферические роликовые подшипники, постоянно находящиеся под напряжением 280 МПа. На подшипники могут быть установлены резиновые или тефлоновые уплотнительные кольца для моделирования коррозии бурильных труб под слоем твердого осадка или под глинистой коркой.

#### ФЛОКУЛЯНТЫ

Стандартный метод определения порога флокуляции описан в главе 4. Разновидность этого метода, предположенная Ламмусом для оценки эффективности полимерных флокулянтов, заключается в добавлении флокулянта ( $0,028 \text{ кг/м}^3$ ) к 4 %-ной суспензии глины с последующей выдержкой этой смеси в статических условиях с наблюдением за уровнем чистой жидкости через различные промежутки времени.

Эмпирические способы определения степени диспергирования агрегатов глинистых минералов с помощью различных флокулянтов описаны в главе 4.

## ПЕНЫ И ПЕНООБРАЗУЮЩИЕ АГЕНТЫ

### Реологические свойства пен

Реологическое поведение пены зависит от ее качества (отношения объема газа к общему объему пены). Применяемые в нефтепромысловой практике пены ведут себя как бингамовские пластичные жидкости (см. главу 7), и для описания кривых консистенции пен используются следующие параметры: предельное динамическое напряжение сдвига, пластическая и эффективная вязкости. Для определения этих параметров использовались вискозиметры Фэнна, «Ультра вискосон» фирмы «Бендикс» и капиллярные вискозиметры. Митчелл использовал капиллярный вискозиметр, в котором скорость течения определялась по времени движения красителя между двумя фотоэлектрическими элементами, а перепад давления в капилляре измерялся с помощью датчика или манометра высокого давления.

### Оценка пенообразующих агентов

На рис. 3.29 показан стенд, который в нормативном документе АНИ RP46 рекомендуется использовать для оценки пенообразующих агентов. Пены испытываются в четырех стандартных растворах, композиции которых приведены в табл. 3.2. Для оценки влияния твердых частиц на устойчивость пены на дно трубы помещают 10 г силикатного порошка. В трубу заливают 1 л испытуемого раствора, а остальной раствор — в бак. Затем в трубу подают воздух и раствор с расходами 56 л/мин и 80 мл/мин соответственно. Эффективность пенообразующего агента оценивается по объему жидкости, выливающейся из верхнего отвода трубы за 10 мин.

Для применения пены на конкретном месторождении вместо растворов и твердых частиц, применяемых в исследованиях на стенде, следует использовать пробы жидкости и твердой фазы из скважины.

Таблица 3.2

ОЦЕНКА ПЕНООБРАЗУЮЩИХ АГЕНТОВ

Компоненты	Пресная вода	Пресная вода плюс 15% керосина	10 %-ный солевой раствор	10 %-ный солевой раствор плюс 15 % керосина
Дистиллированная вода, см <sup>3</sup>	4000	3400	3800	3230
Керосин, см <sup>3</sup>	—	600	—	600
Хлорид натрия, г	—	—	400	340
Пенообразователь, %	0,15	1,0	0,45	1,5

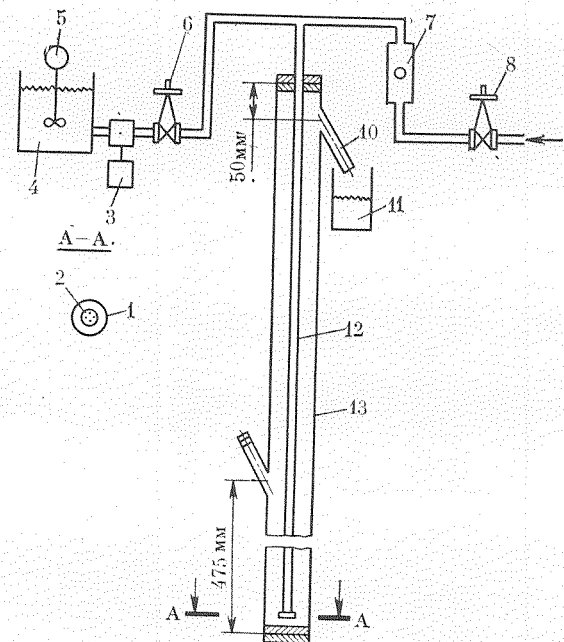


Рис. 3.29. Лабораторная установка для испытания пенообразующих реагентов:

1 — 64-мм труба; 2 — трубка из нержавеющей стали, закрытая колпачком диаметром 19 мм с четырьмя 4-мм отверстиями; 3 — насос-дозатор, расход реагента 80 см³/мин; 4 — бак с реагентом; 5 — перемешивающий насос; 6 — регулятор расхода; 7 — расходомер; 8 — регулятор давления; 9 — воздух, расход 0,06 м³/мин; 10 — патрубок длиной 150 мм и диаметром 25 мм; 11 — измерение объема жидкости в см³ за 10 мин; 12 — 19-мм трубка из нержавеющей стали; 13 — корпус из люцита или стекла длиной 13,05 и диаметром 64 мм

### АНИЛИНОВАЯ ТОЧКА

По анилиновой точке определяется относительное содержание ароматических углеводородов в углеводородной фазе раствора. Анилиновая точка — это самая низкая температура, при которой полностью смешиваются равные объемы анилина и углеводородной фазы. Нефти с высоким содержанием ароматических углеводородов имеют низкую анилиновую точку. Анилиновая точка 65 °С и выше свидетельствует о низком содержании ароматических углеводородов, следовательно, вероятность разрушения резины при контакте с такой нефтью мала. Содержание ароматических углеводородов (определяемое по анилиновой точке) в нефти, используемой в растворах на нефтяной основе, считается важным показателем, когда регулирование фильтрации производится за счет битума и степени его диспергирования в нефти.

## ХИМИЧЕСКИЕ АНАЛИЗЫ

Опыт показал, что определенные химические анализы целесообразно осуществлять при регулировании рабочих характеристик бурового раствора. Например, повышение содержания хлорида может отрицательно повлиять на свойства бурового раствора, если только последний не рассчитан на возможность загрязнения солью. Химические анализы, пригодные для использования в промысловых условиях, рассмотрены в нормативном документе АНИ RP13B. Авторы книги решили не повторять во всех деталях рекомендаций в этом документе. Ниже будет дано несколько ссылок на литературу, посвященную испытаниям специально разработанных для анализа буровых растворов и их фильтратов.

### Хлориды

Пробу фильтрата бурового раствора (нейтрализованную, если она щелочная) титруют стандартным раствором нитрата серебра с использованием хромата калия в качестве индикатора. Результаты анализа выражают в частях иона хлорида на миллион, хотя концентрацию фактически измеряют в миллиграммах ионов  $\text{Cl}^-$  на 1 л фильтрата. Для определения содержания хлоридов в растворе на углеводородной основе пробу разбавляют смесью «Эксосоля» и изопропилового спирта (3:1) и дистиллированной водой, нейтрализуют по фенолфталеину, а затем титруют обычным путем.

### Щелочность и содержание извести

Измерение щелочности и содержания извести в обработанных известью буровых растворах полезно для регулирования свойств последних. Процедурой анализа предусматривается титрование фильтрата серной кислотой по фенолфталеину ( $P_f$ ), затем по метилоранжу ( $M_f$ ), а бурового раствора по фенолфталеину ( $P_m$ ). Содержание извести рассчитывается по формуле

$$N = 0,74 (P_m - F_w P_f),$$

где  $N$  — содержание извести,  $\text{кг/м}^3$ ;  $F_w$  — объемная доля воды в буровом растворе.

Стандартные методы анализа воды позволяют рассчитать концентрации гидроксида, карбоната и бикарбоната путем титрования по фенолфталеину и метилоранжу. Однако состав фильтратов буровых растворов обычно настолько сложен, что такая интерпретация становится неоправданной. В частности, сомнительное значение имеют результаты титрования по метилоранжу из-за присутствия в фильтратах буровых растворов продуктов реакций различных органических добавок и силикатов, появляющихся в результате действия гидроксида натрия на глины.

В связи с этим велись поиски методов, которые обеспечивали бы более надежную оценку содержания карбоната и бикарбоната. Один из методов определения щелочности фильтрата состоит в трехкратном титровании при тщательном соблюдении методики анализа, но без использования в качестве индикатора метилоранжа. Этот метод использовали при анализе фильтратов буровых растворов, обработанных большим количеством лигнита. В другом методе используются газовая серия Гаррета (применяемая при анализе на сульфиды) и трубка Дрегера (предназначенная для обнаружения двуокиси углерода) для прямого измерения  $\text{CO}_2$ , выделяющейся при подкислении пробы фильтрата.

### Суммарная жесткость: кальций и магний, кальций, и сульфат кальция

Расчеты суммарной жесткости и содержание иона кальция основаны на титровании стандартным раствором версената (натриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты). Применение различных буферных растворов и различных индикаторов позволяет отдельно рассчитать содержание кальция и, следовательно, содержание магния путем вычитания концентрации кальция из значения суммарной жесткости. Содержание сульфата кальция (нерастворенного) рассчитывается по результатам титрования с целью определения суммарной жесткости отфильтрованного разбавленного бурового раствора и исходного фильтрата бурового раствора.

### Формальдегид

Параформальдегид добавляют в буровой раствор для предотвращения ферментации органических полимеров, например крахмала. Концентрацию формальдегида в фильтрате бурового раствора определяют путем добавления сульфита натрия к измеренному объему фильтрата с последующим титрованием основанием, образующегося в результате реакции сульфита натрия и формальдегида.

### Сульфиды

Достоверная оценка содержания сульфидов в буровом растворе имеет большое значение для предотвращения коррозии и опасности отравления персонала, а также для выявления в процессе бурения пластов, содержащих сероводород.

В щелочных буровых растворах сероводород нейтрализуется и может быть обнаружен в виде растворимых сульфидов в фильтратах. В нормативных документах АНИ RP13B в четвертом — шестом изданиях значилось испытание на сульфиды по Хэчу, которое основано на потемнении бумаги, пропитанной



ацетатом свинца, однако в седьмом издании это испытание уже отсутствовало. Недостаточная точность этого испытания вынудила разработать более надежные методы, включающие применение газовой серии Гаррета, а в дальнейшем принять в качестве стандартных приборов соответствующий тестер и трубчатый детектор  $H_2S$  Дрегера.

Для измерения содержания сульфидов в буровом растворе использовали также селективные электроды со специальной электронной системой. Это устройство используется в промышленных масштабах в исследованиях бурового раствора на месторождениях.

### Калий

Применение буровых растворов с хлоридом калия и полимером для стабилизации ствола скважины привело к разработке метода промышленного анализа для определения содержания калия. Концентрацию калия в пробе фильтрата бурового раствора рассчитывают путем сравнения объема выпадающего в осадок перхлората калия с объемом получаемого в стандартном растворе хлорида калия, при одинаковых условиях обработки.

### Анализ воды

На выбор типа бурового раствора может оказать влияние химический состав воды, которую используют для приготовления этого раствора. Свойства бурового раствора могут измениться под действием пластовых вод и растворимых солей, содержащихся в горных породах. Для выявления нежелательных примесей, имеющихся в воде, обычно проводят простые испытания на щелочность, содержание хлоридов и жесткость.

## ОЦЕНКА МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

### Общие принципы

Общезвестно, что компоненты буровых растворов следует оценивать с точки зрения их поведения в условиях, максимально приближенных к условиям их использования. Многообразие условий и возможность выполнения одним и тем же материалом различных функций чрезвычайно затрудняют стандартизацию методов оценки материалов для буровых растворов. Такие физические свойства, как плотность, влагосодержание и гранулометрический состав, можно измерить обычными методами. Но когда требуется испытать такой компонент, как бентонит, возникает вопрос о цели его введения в раствор — используется ли он для повышения вязкости раствора или для снижения фильтрации.

При оценке барита, например, присутствие небольшого ко-

личества сульфата кальция не влияет на выполнение баритом своей функции в буровом растворе, уже насыщенном гипсом, хотя тот же самый барит может оказаться не пригодным для раствора на пресной воде.

Масштабы лабораторных исследований для оценки пригодности различных материалов для буровых растворов обязательно необходимо ограничивать. Они должны быть направлены на исследование конкретных свойств в регулируемых условиях.

Методы, используемые для стандартных оценок качества материала, не должны быть очень сложными или требовать слишком больших затрат времени. Обычно применяемые методики исследований — самые простые из тех, с помощью которых можно определить качество материала. При стандартных лабораторных исследованиях, например, буровые растворы готовят перемешиванием в течение заданного времени в смесителе фирмы «Гамильтон-Бич» или в «Малтимиксере» при комнатной температуре.

Однако всегда следует обращать внимание на возможность взаимодействия компонентов бурового раствора в фактических условиях применения. Для выявления влияния продолжительного или интенсивного перемешивания, высоких температур или необычных примесей могут потребоваться специальные исследования.

При любой оценке качества исследуемого материала для бурового раствора большое значение имеет его стоимость. Методики исследований должны быть такими, чтобы можно было сравнивать стоимость опробуемого материала с материалами, которые удовлетворительно вели себя в промысловых условиях.

Итак, лабораторные исследования предлагаемого материала должны обеспечивать возможность экономической оценки выполнения им основных функций в сравнении с приемлемыми, уже используемыми материалами или должны показать, что необычные качества этого материала оправдывают его применение в промысловых условиях.

### Технические требования

Первые технические требования к материалам для буровых растворов были разработаны в 1958—1959 гг. комитетом Ассоциации нефтяных компаний по материалам (АНКМ), в который вошли представители нефтяных компаний США и Западной Европы. К настоящему времени этот комитет разработал технические требования к бариту, бентониту, глине для растворов на минерализованной воде, крахмалу, карбоксиметилцеллюлозе, таннину и лигносульфонатным понизителям вязкости. Эти технические требования пересматриваются через определенные промежутки времени. В настоящее время их выпускает Институт нефти в Лондоне.

Центральная комиссия по стандартизации Отделения добычи АНИ в 1959 г. основала Комитет № 13 по стандартизации материалов для буровых растворов. В первом издании нормативов «Технические условия 13А» (март 1962 г.) содержались временные стандарты на барит, бентонит и глину для растворов на минерализованной воде. В последующие издания были внесены небольшие изменения. Комитет № 13 несет также ответственность за публикацию нормативного документа АНИ RP13B.

### Методики исследований

Бентонит и глины для растворов на минерализованной воде. До образования Комитета № 13 в сборник «Стандартная методика для исследования буровых растворов» входило приложение «Рекомендуемые методики лабораторных исследований материалов для буровых растворов». В нормативы «Технические условия 13А» были включены только те методики, на которых базировались технические требования. Единственные исследования поведения буровых растворов (в отличие от изучений физических и химических свойств материалов) проводились только с одной концентрацией бентонита (22,5 г на 350 см<sup>3</sup> дистиллированной воды) и аттапульгита (20 г на 350 см<sup>3</sup> насыщенного раствора хлорида натрия). Эти концентрации эквивалентны выходу раствора 16 и 17,5 м<sup>3</sup>/т соответственно.

В Технических требованиях АНКМ к рабочим характеристикам бентонита и глин для растворов на минерализованной воде оговорено приготовление трех буровых растворов с такими концентрациями глин, которые позволяют получить эффективные вязкости (соответствующие 50 %-ным показаниям при частоте вращения 600 мин<sup>-1</sup>) в пределах 10—20 мПа·с для бентонита в дистиллированной воде или глины в насыщенном растворе хлорида натрия. В полулогарифмическом масштабе строится зависимость эффективной вязкости от концентрации глины; затем по этому графику определяется концентрация глины, необходимая для получения эффективной вязкости 15 мПа·с. Выход раствора в м<sup>3</sup>/т определяют по таблицам. По техническим требованиям АНКМ выход раствора бентонита должен составлять минимум 16 м<sup>3</sup>/т, а глины для солевого раствора 12,5 м<sup>3</sup>/т.

В соответствии с техническими требованиями АНКМ при испытаниях по стандарту АНИ объем филтраты при концентрации глины в воде 7,5 г/100 см<sup>3</sup> должен определяться по графику в полулогарифмическом масштабе зависимости объема филтраты от концентрации бентонита в приготовленном растворе. Филтрация, допустимая при этой концентрации (соответствующей выходу раствора 13,7 м<sup>3</sup>/т), составляет 15 см<sup>3</sup>. Технические требования АНИ к бентониту допускают максимальную филтрацию 13,5 см<sup>3</sup> при концентрации 6,4 г/100 см<sup>3</sup>.

Барит. Барит — единственный минерал, используемый в больших количествах для повышения плотности буровых растворов. Поэтому на протяжении многих лет его интенсивно исследовали с целью разработки необходимых технических требований.

Для расчета плотности барита необходимо определить объем, занимаемый определенной массой сухого барита. Методика АНИ предусматривает измерение объема керосина, вытесняемого баритом известной массы в колбе Ле Шателье. По методике АНКМ (DFCP3) объем барита вычисляется по массе керосина известной плотности, вытесненного баритом. При использовании обеих методик особое внимание следует уделять полному удалению воздуха из смеси барита с керосином и тщательному поддержанию постоянной температуры.

АНИ допускает использование воздушнопикнометрического метода с использованием пикнометра Бекмана модели 930. Как АНКМ, так и АНИ требуют, чтобы минимальная плотность барита составляла 4,20 г/см<sup>3</sup>.

В природе барит может залегать вместе с сульфатом кальция в виде гипса. Для определения доли водорастворимых щелочноземельных металлов в барите проводятся испытания на общую жесткость. Их максимально допустимая доля, которая в документах отмечается как содержание кальция, составляет 0,025 %.

На использование барита в качестве утяжелителя влияет множество факторов. Чистый сульфат бария в буровых растворах никогда не используют. В промышленном барите присутствуют другие минералы, главным образом кварц, кальцит, доломит, сидерит, целестин, флюорит, пирит, сфалерит, галенит и железистые глины.

От удельной поверхности этого материала зависят реологические свойства утяжеленного бурового раствора. Тонкость помола, определяемая с помощью ситового анализа, не характеризует удельную поверхность частиц, а простые седиментационные методы, как установлено, не позволяют достаточно точно оценить гранулометрический состав барита. Для исследований поведения утяжеленного бурового раствора в качестве исходного требуется использовать стандартную глинистую суспензию. Мнения специалистов о том, какую суспензию считать стандартной, расходятся. АНКМ попыталась обойти эту трудность и предложила готовить суспензию барита в воде (плотность 2,5 г/см<sup>3</sup>), отмечая влияние гипса на эффективную вязкость этой суспензии. Такая методика оправдывалась тем, что при обработке барита пептизатором (например, полифосфатом натрия) влияние такой обработки выявляется при добавлении гипса. Комитет № 13 АНИ продолжает изучать методы лабораторной оценки рабочих характеристик барита.

Карбоксиметилцеллюлоза. АНКМ разработала методики испытания рабочих характеристик карбоксиметилцел-

люлозы (КМЦ) «низкой вязкости» (DFCP-2) и «высокой вязкости» (DFCP-7). КМЦ низкой вязкости испытывается на суспензиях бентонита в «морской воде» (40 г/л хлорида натрия) и суспензиях глины в насыщенном солевом растворе для оценки возможностей повышения эффективной вязкости и снижения фильтрации по стандарту АНИ. Высоковязкая КМЦ испытывается в дистиллированной воде, «морской воде» и насыщенном растворе хлорида натрия для определения выхода (в м<sup>3</sup>/т) суспензии, имеющей эффективную вязкость 15 мПа·с.

**Крахмал.** АНКМ разработала методику оценки рабочих характеристик крахмала (DFCP-5), в соответствии с которой измеряется влияние крахмала на эффективную вязкость и фильтрацию суспензии глины (40 г/л) в насыщенном растворе хлорида натрия.

**Понижители вязкости.** Ни АНКМ, ни АНИ не выдвигают требований к исследованию рабочих характеристик понизителей вязкости. Обычно на поведение понизителя вязкости сильно влияет pH бурового раствора. Одни материалы нужно растворять в растворе гидроксида натрия, в то время как другие растворяются в воде. Перед добавлением в испытуемый буровой раствор понизитель вязкости необходимо растворить. К испытуемому раствору следует добавить такое же количество воды (без понизителя вязкости) и пробу подвергнуть такой же процедуре подготовки, что и раствор, обработанный понизителем вязкости. Помимо оценки влияния понизителя вязкости на реологические характеристики бурового раствора важно определить его влияние на фильтрационные свойства. К другим факторам, заслуживающим внимания при исследовании понизителя вязкости, относятся поглощение воздуха при перемешивании, влияние на него таких примесей, как хлорид натрия, гипс и цемент, а также устойчивость понизителя вязкости при максимальной температуре, которая предположительно будет проявляться в промышленных условиях. Могут быть также проведены дополнительные исследования влияния понизителя вязкости на диспергирование глинистых сланцев и устойчивость ствола скважины, если эти исследования оправданы запланированным применением этого материала.

## Глава 4.

# МИНЕРАЛОГИЯ ГЛИН И КОЛЛОИДНАЯ ХИМИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Каждый, кто занимается технологией промывки ствола скважины, должен иметь хорошие представления о минералогии глин, так как глина представляет собой коллоидную составляющую почти всех водных буровых растворов и используется в буровых растворах на углеводородной основе. Частицы выбуренной породы из глинистых пластов, попадая в буровой раствор, значительно изменяют его свойства. Устойчивость ствола скважины также во многом зависит от взаимодействия между буровым раствором и вскрытыми глинистыми сланцами. При использовании неправильно подобранного типа бурового раствора в результате воздействия фильтрата бурового раствора на глинистые частицы, присутствующие в нефте-, газоносных пластах, продуктивность скважины может снизиться. Все это указывает на необходимость знания минералогии глин.

Специалист по буровым растворам, помимо знания основ минералогии глин, должен овладеть основами коллоидной химии, так как глины с водой образуют коллоидные суспензии и для их стабилизации используются определенные виды органических коллоидов.

Как минералогия глин, так и коллоидная химия представляют собой обширные области науки, но в этой главе кратко рассматриваются лишь те аспекты этих наук, которые оказывают влияние на технологию промывки ствола скважины.

## ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛОИДНЫХ СИСТЕМ

Коллоиды не представляют собой, как иногда предполагают, некоторое особое состояние вещества. Это частицы, которые по размеру изменяются от мельчайших, видимых только под оптическим микроскопом, до молекулярного уровня, но это могут быть частицы любого вещества.

В действительности более правильно говорить не о коллоидах, а о коллоидных системах, так как их поведение во многом определяется взаимодействием между двумя фазами, составляющими систему. Коллоидные системы могут состоять из твердых веществ, диспергированных в жидкостях (например, суспензии глин), капелек одной жидкости, диспергированных в другой (например, эмульсии), или твердых веществ, диспергированных в газах (например, дым). Здесь будут рассматриваться только твердые вещества, диспергированные в воде.

Одна из характерных особенностей водных коллоидных систем заключается в том, что благодаря очень малому размеру коллоидные частицы удерживаются во взвешенном состоянии бесконечно долго в результате броуновского движения молекул воды.

Другая особенность коллоидных систем состоит в том, что благодаря очень малому размеру частиц такие свойства, как вязкость системы и скорость осаждения частиц, зависят от поверхностных явлений. Поверхностные явления происходят за счет того, что молекулы в поверхностном слое электростатически не уравновешены, т. е. на одной стороне поверхностного слоя молекулы заряжены одинаково, а на другой — по-разному, в то время как внутри фазы любая молекула окружена себе подобной. Поэтому на поверхности возникает электростатический заряд, амплитуда и знак которого зависят от координации атомов по обе стороны границы раздела. Некоторые вещества, и особенно глинистые минералы, обладают необычно высоким поверхностным потенциалом благодаря характерной атомной структуре.

Чем выше степень раздробленности твердого вещества, тем больше площадь его поверхности, приходящаяся на единицу массы, и следовательно, тем сильнее влияние поверхностных явлений. Например, кубик с длиной ребра 1 мм имеет общую поверхность 6 мм<sup>2</sup>. Если его раздробить на кубики с длиной ребра 1 мкм, образуется 10<sup>9</sup> кубиков с площадью поверхности каждого 6 × 10<sup>-6</sup> мм<sup>2</sup>, так что общая площадь поверхности всех кубиков составит 6 × 10<sup>3</sup> мм<sup>2</sup>. Если их дополнительно раздробить на кубики с длиной ребра 1 нм, то общая площадь поверхности этих кубиков составит 6 × 10<sup>6</sup> мм<sup>2</sup>, или 6 м<sup>2</sup>.

Отношение общей площади поверхности к единице массы частиц называется *удельной поверхностью*. Таким образом, при делении кубика объемом 1 см<sup>3</sup> на кубики объемом 1 мкм<sup>3</sup> удельная поверхность последних при плотности материала 2,7 г/см<sup>3</sup> составит 6 × 10<sup>6</sup> / 2,7 = 2,2 × 10<sup>6</sup> мм<sup>2</sup>/г, или 2,2 м<sup>2</sup>/г.

На рис. 4.1 показана зависимость удельной поверхности кубика от его размера. Для того чтобы этой зависимостью можно было пользоваться и в дальнейшем, в верхней части графика показан размер частиц, выраженный через радиусы эквивалентных сфер (РЭС). РЭС — это радиус сферической частицы, которая имеет ту же скорость осаждения, что и реальная частица. РЭС можно определить на основании закона Стокса (см. главу 3) путем измерения скорости осаждения частиц.

Деление на коллоиды и ил на рис. 4.1 весьма произвольно и неопределенно, так как коллоидная активность зависит, во-первых, от удельной поверхности, которая меняется в зависимости от формы частиц, и, во-вторых, от поверхностного потенциала, определяемого атомной структурой.

В диапазон размеров иловых частиц попадает значительная часть твердой фазы буровых растворов. Эти частицы проникают

в раствор из природного ила, содержащегося в пластах, образуются под воздействием долота из более крупных частиц или добавляются в виде барита для повышения плотности раствора. Частицы фракции этого размера обычно называют *инертной твердой фазой*. Этот термин весьма относителен, так как при высокой концентрации инертная твердая фаза оказывает значительное влияние на вязкостные свойства бурового раствора.

Коллоиды обычно составляют небольшую долю общего объема твердой фазы, но оказывают сравнительно большое влияние на свойства бурового раствора благодаря своей высокой активности. Коллоиды можно разделить на два класса: а) глинистые минералы и б) органические коллоиды, такие как крахмал, карбоксилцеллюлозы и производные полиакриламида. Эти вещества состоят из макромолекул или представляют собой полимеры с длинными цепями, размеры которых придают им коллоидные свойства. Сначала будут рассмотрены глинистые минералы.

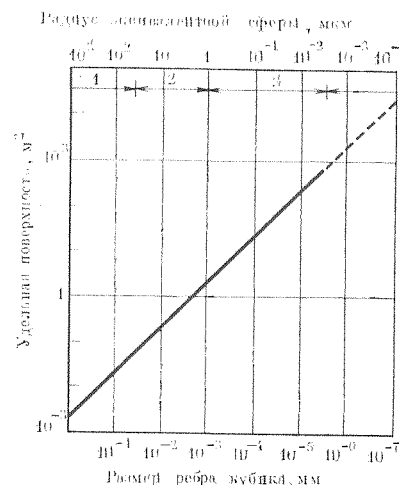


Рис. 4.1. График удельной поверхности кубиков:

1 — песок; 2 — ил; 3 — коллоиды

## МИНЕРАЛОГИЯ ГЛИН

Геологи считают, что максимальный размер глинистых частиц 2 мкм, поэтому практически все они по своим размерам относятся к коллоидам. В природе глины встречаются в виде неоднородной смеси мелкоизмельченных минералов, таких как кварц, полевой шпат, кальцит, пирит и т. д., но большую часть коллоидоактивных компонентов глин составляют один или несколько видов глинистых минералов.

В идентификации и классификации глин обычный химический анализ играет лишь вспомогательную роль. Глинистые минералы имеют кристаллическое строение; атомная структура их кристаллов является самым важным фактором, определяющим их свойства.

Идентификацию и классификацию глин осуществляют главным образом путем анализа рентгенограмм и адсорбционных спектров, а также посредством дифференциального термического анализа.

Большинство глин по своему строению напоминает слюду. Чешуйки глин состоят из мельчайших кристаллических пластинок, образующих пакет, в котором базальные (основные) по-



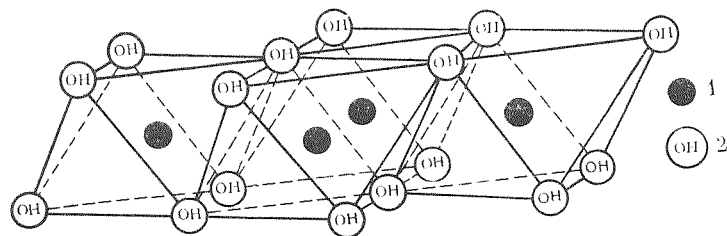


Рис. 4.2. Октаэдрический подслой в структуре брусита:  
1 — атомы магния; 2 — гидроксиль

верхности параллельны. Отдельная пластинка называется *единичным слоем* и состоит из следующих элементов.

1. Октаэдрических подслоев, образованных атомами алюминия или магния, находящимися в октаэдрической координации с атомами кислорода (рис. 4.2). Если металл представлен атомами алюминия, эта структура напоминает минерал *гипсцит*  $Al_2(OH)_6$ . В этом случае только две из трех возможных позиций в структуре могут быть заполнены атомами этого металла, поэтому такой подслой назван *дио́ктаэдрическим*. Если металл представлен атомами магния, эта структура идентична минералу *бруситу*  $Mg_3(OH)_6$ . В этом случае все три позиции заполнены атомами этого металла, и подслой называют *триоктаэдрическим*.

2. Одного или двух тетраэдрических подслоев оксида кремния, каждый атом кремния в которых скоординирован с четырьмя атомами кислорода, как показано на рис. 4.3. Основания тетраэдров образуют шестигранную решетку атомов кислорода неопределенной площади.

Подслои связаны между собой общими атомами кислорода. Если тетраэдрических подслоев два, между ними располагается октаэдрический подслой (см. рис. 4.3). Тетраэдры обращены внутрь и имеют в вершине общий с октаэдрическим подслоем атом кислорода, который вытесняет два из трех первоначально присутствовавших гидроксидов. Эта структура известна под названием *структуры Гофмана*, ее размеры показаны на рис. 4.4.

Следует обратить внимание на то, что кислородная решетка обнажена на обеих базальных поверхностях. Если имеется только один тетраэдрический подслой, он связан с октаэдрическим подслоем обычным образом, поэтому в этом случае кислородная решетка обнажена на одной базальной поверхности, а на другой обнажены гидроксилы (рис. 4.5).

Единичные слои собраны в пакет, в котором базальные поверхности параллельны, и образуют *кристаллическую решетку*. Расстояние между некоторой плоскостью в одном слое и аналогичной плоскостью в другом слое (рис. 4.6) называется *c-расстоянием*, или базовым расстоянием. Это расстояние равно

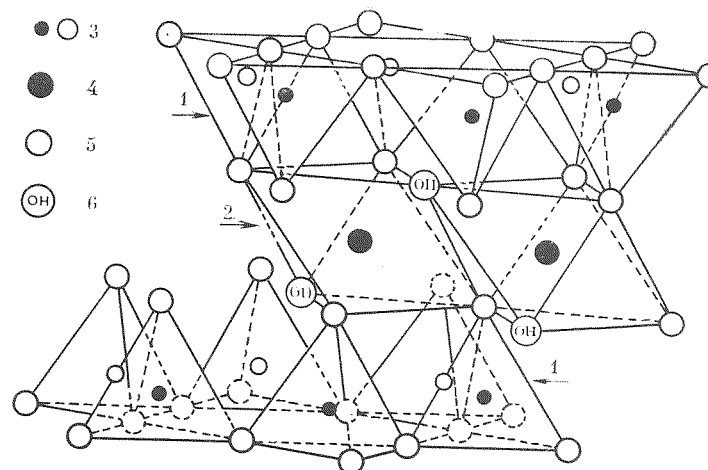


Рис. 4.3. Связь одного октаэдрического подслоя с двумя тетраэдрическими общими атомами кислорода:  
1 — тетраэдрический подслой; 2 — октаэдрический подслой; 3 — атомы кремния; 4 — алюминий или магний; 5 — кислород; 6 — гидроксиль

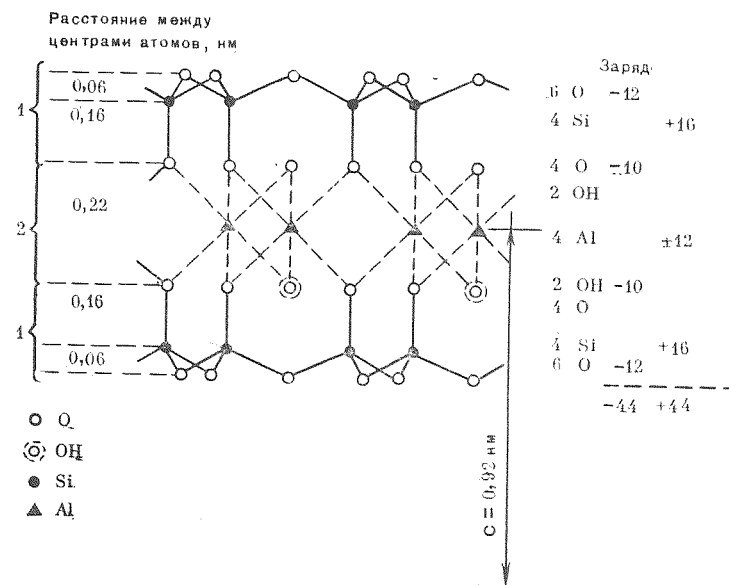


Рис. 4.4. Расположение атомов в элементарной ячейке трехслойного минерала (площадь поверхности элементарной ячейки  $0,515 \times 0,89 \text{ нм}^2$ ; формула элементарной ячейки  $[Al_2(OH)_2(Si_2O_5)_2]_2$ ; молекулярная масса элементарной ячейки 720; для гидроксильной воды 5 %):  
1 — тетраэдрический подслой; 2 — октаэдрический подслой

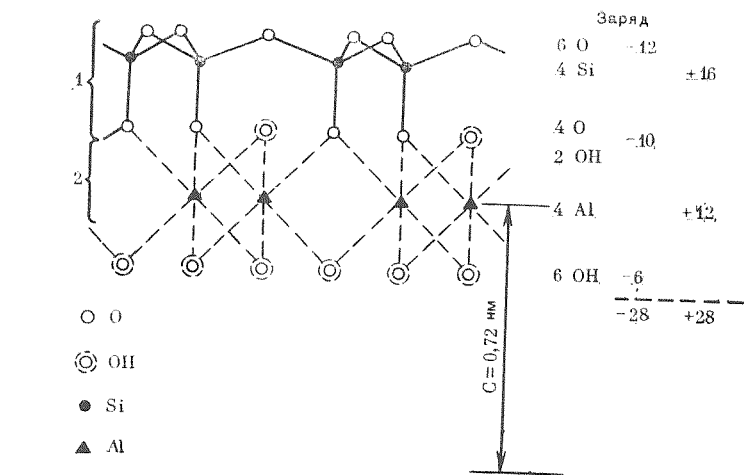


Рис. 4.5. Расположение атомов в элементарной ячейке двухслойного минерала (площадь поверхности элементарной ячейки  $0,515 \times 0,89 \text{ нм}^2$ ; формула элементарной ячейки  $[\text{Al}_2(\text{OH})_4(\text{Si}_2\text{O}_5)_2]$ ; молекулярная масса элементарной ячейки 516):

1 — тетраэдрический подслой; 2 — октаэдрический подслой

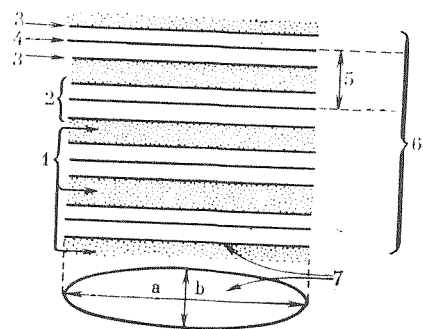


Рис. 4.6. Трехслойная разбухающая решетка глины:

1 — обменные катионы и кристаллизационная вода; 2 — единичный слой; 3 — тетраэдрический подслой; 4 — октаэдрический подслой; 5 — переменное с-расстояние; 6 — ребро кристалла; 7 — базальная поверхность

0,92 нм для стандартного трехслойного минерала\* и 0,72 нм для двухслойного минерала. Кристалл не имеет определенных размеров по осям  $a$  и  $b$ , однако максимальный размер не превышает 2 мкм.

Подслои в единичном слое объединены между собой ковалентными связями, благодаря чему единичный слой устойчив. В кристаллической решетке слои удерживаются вместе только силами Ван-дер-Ваальса\*\* и побочными связями между расположенными рядом атомами. Поэтому кристаллическая решетка легко расщепляется вдоль базальных поверхностей с образованием мельчайших чешуек, напоминающих слюду.

\* По неизвестным причинам минералы называют двух- и трехслойными, а не двух- и трехподслойными.

\*\* Следует напомнить, что силы Ван-дер-Ваальса способствуют притяжению молекул и считаются основной причиной отклонения от уравнений состояния газа.

Химический состав диоктаэдрической структуры, показанной на рис. 4.4, соответствует минералу пиррофиллиту. Триоктаэдрический минерал напоминает тальк, но в нем вместо алюминия присутствует магний. Пиррофиллит и тальк — это прототипы глинистых минералов группы смектитов, но истинно глинистыми минералами не являются. Они расщепляются (а не разрушаются) на очень тонкие пластинки, которые характерны и для глинистых минералов. Коренное различие этих двух типов минералов заключается в том, что структуры прототипов уравновешены и электростатически нейтральны, в то время как кристаллы глинистого минерала несут заряд, возникающий в результате изоморфных замещений одних атомов в их структуре другими иной валентности.

Например, если один атом  $\text{Al}^{3+}$  замещается одним атомом  $\text{Mg}^{2+}$ , возникает дефицит заряда. Это создает отрицательный потенциал на поверхности кристалла, который компенсируется адсорбцией катиона. В присутствии воды адсорбированные катионы могут вступать в обменные реакции с катионами других видов, присутствующими в воде, поэтому их называют *обменными катионами*. Замещения могут происходить как в октаэдрическом, так и в тетраэдрическом подслое, причем в реакции обмена могут участвовать самые различные катионы, так что возникают бесчисленные виды группировок и перегруппировок глинистых минералов.

Степень замещения участвующих в обмене атомов и обменных катионов оказывает большое влияние на свойства буровых растворов в связи с изменением таких характеристик глин, как набухание и диспергируемость. От этого показателя зависят также реологические и фильтрационные свойства буровых растворов. Ниже рассматриваются различные типы глинистых минералов и их характеристики.

### Смектиты\*

Как уже отмечалось, пиррофиллит и тальк являются минералами-прототипами группы смектитов. В их кристаллической решетке соседствуют тетраэдрические подслои различных слоев, благодаря чему атомы кислорода находятся напротив друг друга. Следовательно, связь между слоями слабая и легко происходит расщепление. Вследствие слабой связи и высоких потенциалов отталкивания на поверхностях слоев, возникающих в результате изоморфных замещений, вода может проникать между слоями, вызывая увеличение  $c$ -расстояния. Таким образом, смектиты имеют разбухающую решетку, что значительно повышает их коллоидную активность, так как приводит к многократному увеличению удельной поверхности. Теперь для гид-

\* Раньше их называли монтмориллиноидами.

Таблица 4.1

## СМЕКТИТЫ

Прототип и подслои основных замещений	Триоктаэдрические минералы *	Диоктаэдрические минералы
Прототип (замещений нет)	Тальк ( $Mg_3Si_4$ )	Пирофиллит ( $Al_2Si_4$ )
Практически полностью октаэдрический	Гекторит ( $Mg_{3-x}Li_x$ ) ( $Si_4$ )	Монтмориллонит ( $Al_{2-x}Mg_x$ ) ( $Si_4$ )
Преимущественно октаэдрический	Сапонит ( $Mg_{3-x}Al_x$ ) ( $Si_{4-y}Al_y$ ) Соконит ( $Zn_{3-x}Al_x$ ) ( $Si_{4-y}Al_y$ )	Волконсконт ( $Al, Cr$ ) <sub>2</sub> ( $Si_{4-y}Al_y$ )
Преимущественно тетраэдрический	Вермикулит ( $Mg_{3-x}Fe_x$ ) ( $Si_3Al$ )	Нонтронит ( $Al, Fe$ ) <sub>2</sub> ( $Si_{4-y}Al_y$ )

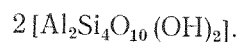
\* В каждую формулу должна быть добавлена группа  $0,10(OH)_2$ , а также обменный катион.

ратации и катионообмена доступны все, а не только наружные поверхности слоев, как это видно из рис. 4.6.

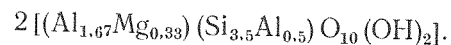
Минералы группы смектитов различают на основе минерал-прототипа по относительному числу замещений в октаэдрическом или тетраэдрическом подслое и по видам замещаемых атомов. Главные минералы этой группы перечислены в табл. 4.1.

Следует отметить, что формулы глинистых минералов условились записывать следующим образом.

Предположим, что минералом-прототипом является пирофиллит, имеющий формулу



Если в октаэдрическом подслое один из шести атомов алюминия замещается одним атомом магния, а в тетраэдрическом подслое один из восьми атомов кремния — одним атомом алюминия, тогда формула принимает вид



Наиболее широко известным представителем группы смектитов является монтмориллонит. Ввиду широкого распространения в природе и большого экономического значения монтмориллонит был наиболее хорошо изучен. Это главный компонент вайомингского бентонита и многих других глин, добавляемых в буровые растворы. Он является также активным компонентом более молодых глинистых формаций, при разбуривании ко-

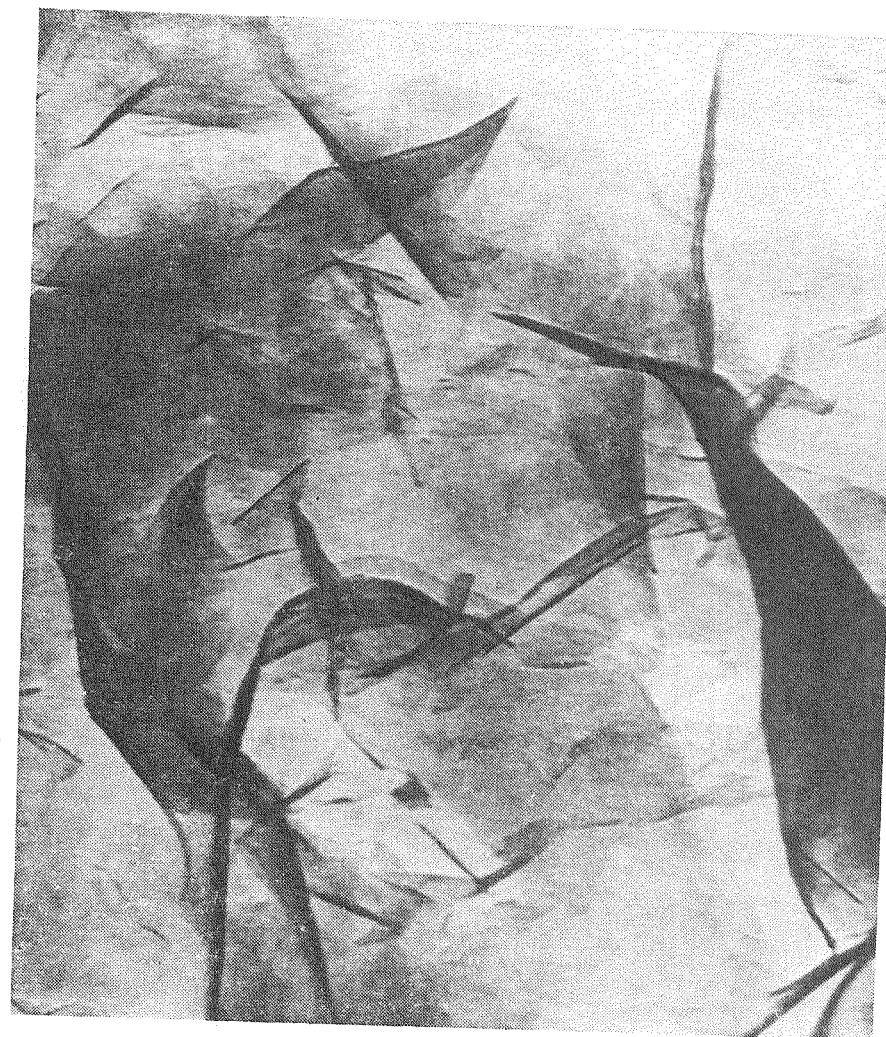


Рис. 4.7. Электронномикроскопический снимок монтмориллонита (увеличение в 87,5 тыс. раз)

торых часто сталкиваются с проблемами набухания и обваливания пород.

В монтмориллоните преобладают замещения  $Al^{3+}$  на  $Mg^{2+}$  и  $Fe^{3+}$  в октаэдрическом подслое, но  $Al^{3+}$  может также замещаться  $Si^{4+}$  в тетраэдрическом подслое. Если замещения в тетраэдрическом подслое преобладают над замещениями в октаэдрическом подслое, минерал называют бейделлитом.

Дефицит заряда колеблется в широких пределах и зависит от степени замещения. Максимум составляет примерно 0,60,

Таблица 4.2

РАЗМЕРЫ ЧАСТИЦ НАТРИЕВОГО МОНТМОРИЛЛОНИТА  
В ВОДНОМ РАСТВОРЕ

Номер фракции	Массовая доля, %	РЭС, мкм	Максимальная ширина в мкм. определенная методом		Толщина, м	Среднее число слоев*
			электро-оптического двойного лучепреломления	электронной микроскопии		
1	27,7	>0,14	2,5	1,4	14,6	7,7
2	15,4	0,14—0,08	2,1	1,1	8,8	4,6
3	17,0	0,08—0,04	0,76	0,68	2,8	1,5
4	17,9	0,04—0,023	0,51	0,32	2,2	1,1
5	22,4	0,023—0,007	0,49	0,28	1,8	1

\* Исходя из *c*-расстояния 1,9 нм.

а среднее значение равно 0,41. Удельная поверхность может достигать 800 м<sup>2</sup>/г.

Как и другие смектиты, монтмориллонит сильно набухает вследствие отмеченных особенностей ее кристаллической решетки. Увеличение *c*-расстояния зависит от обменных катионов. При наличии некоторых катионов (особенно натрия) давление набухания настолько велико, что глинистые сланцы разделяются на мелкие агрегаты и даже на отдельные единичные слои (рис. 4.7). Неоднократно предпринимались попытки определить размер частиц в натриевом монтмориллоните, но сделать это оказалось чрезвычайно трудно, поскольку пластинки плоские, тонкие и имеют неправильную форму, а диапазон размеров очень большой. В ходе исследований Кану удалось с помощью ультрацентрифуги разделить натриевый монтмориллонит на пять фракций (по размеру). Затем, используя комбинацию методов, он определил максимальную ширину и толщину пластинок каждой фракции. Результаты его исследований, суммированные в табл. 4.2, свидетельствуют о том, что ширина и толщина пластинок уменьшаются с сокращением радиуса эквивалентных сфер. Если предположить, что *c*-расстояние в агрегатах равно 1,9 нм, то в частицах самой крупной фракции будет восемь слоев, а среднее число слоев в самых мелких фракциях, массовая доля которых в пробе достигает 57 %, немного больше одного.

Исследование трех самых мелких фракций путем рентгеноструктурного анализа с малым углом рассеяния подтвердили существование монослоев. Исследования методом светорассеяния показали, что для фракций с РЭС менее 6 нм каждый агрегат содержит один-два слоя, причем максимальная ширина пластинок несколько меньше, чем определена Каном. На электронномикроскопическом снимке ребра самой крупной чешуйки

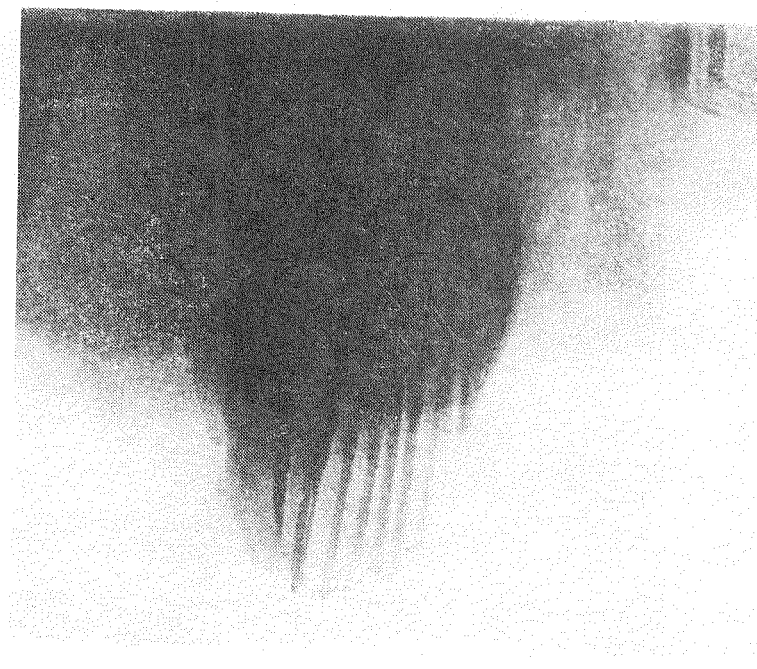


Рис. 4.8. Вид чешуйки натриевого монтмориллошита со стороны ребра. Темные параллельные линии, имеющие толщину около 1 нм, являются единичными слоями

натриевого монтмориллонита, полученной в ультрацентрифуге, видно, что чешуйка представлена пакетом, состоящим из трех-четырёх слоев (рис. 4.8).

### Иллиты

*Иллиты* относятся к гидрослюдам, прототипами которых являются мусковит (диоктаэдрическая слюда) и биотит (триоктаэдрическая слюда). Они представляют собой трехслойные глины, по структуре напоминающие монтмориллонит, если не считать того, что в них преобладают замещения кремния алюминием в тетраэдрическом подслое. Во многих случаях таким образом может быть замещен один из четырех атомов кремния. Замещения алюминия обычно магнием и железом могут иметь место и в октаэдрическом подслое. Средний дефицит заряда выше, чем у монтмориллонита (0,69 по сравнению с 0,41), а уравнивающим катионом всегда является калий.

Иллиты резко отличаются от монтмориллонита тем, что не имеют разбухающей решетки и вода не может проникать между слоями. Более прочная связь между слоями, по-видимому, обусловлена повышенными зарядами слоев, так как в тетраэдриче-



ском подслое заряд расположен ближе к поверхности. Кроме того, ионы калия благодаря малому размеру легко размещаются в пустотах кислородной решетки, образуя побочные связи между соседними слоями. Следовательно, калий обычно связан и не может вступать в ионообменные реакции. Однако на наружных поверхностях каждого агрегата могут происходить ионообменные реакции, вызывающие их гидратацию и некоторое увеличение объема, которое значительно меньше, чем у монтмориллонита.

Иллиты диспергируются в воде на частицы, имеющие РЭС около 0,15 мкм, ширину приблизительно 0,7 мкм и толщину примерно 72 нм.

Некоторые иллиты встречаются в природе в деградированном виде, являющемся следствием выщелачивания калия из пространства между слоями. Это видоизменение делает возможными некоторую межслойную гидратацию и разбухание решетки, но не в такой степени, как у монтмориллонита.

### Каолинит

Каолинит представляет собой двухслойную глину, структура которой напоминает ту, которая показана на рис. 4.5. Один тетраэдрический подслой связан с октаэдрическим обычным способом, так что гидроксилы на поверхности октаэдрического подслоя располагаются против атомов кислорода на поверхности тетраэдрического подслоя следующего слоя. В результате между слоями существует сильная водородная связь, которая препятствует разбуханию решетки. Изоморфные замещения незначительны или вообще отсутствуют, а на основных поверхностях адсорбируется очень мало катионов либо такой адсорбции вообще не происходит.

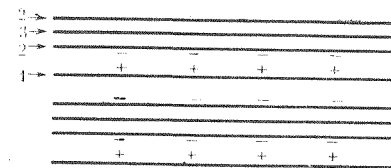
Неудивительно поэтому, что большинство каолинитов встречается в виде крупных, хорошо упорядоченных кристаллов, которые нелегко диспергировать в воде в виде мелких частиц. Ширина этих кристаллов изменяется от 0,3 до 4 мкм, а толщина — от 0,05 до 2 мкм.

Двумя другими представителями группы каолинита являются *диксит* и *накрит*. Они отличаются от каолинита последовательностью слоев в пакетах.

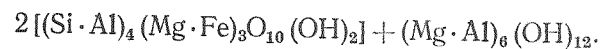
### Хлориты

Хлориты представляют собой группу глинистых минералов, для которых характерна структура, состоящая из перемежающихся слоев брусита и пиррофиллита с тремя подслоями (рис. 4.9). В слое брусита часть ионов  $Mg^{2+}$  замещена  $Al^{3+}$ , в результате чего возникает положительный заряд, который уравновешивается отрицательным зарядом на слое, состоящем из трех подслоев; поэтому результирующий заряд очень мал. От-

Рис. 4.9. Строение хлорита:  
1 — слой брусита; 2 — тетраэдрический подслой; 3 — октаэдрический подслой



рицательный заряд возникает в результате замещения  $Si^{4+}$  в тетраэдрическом подслое на  $Al^{3+}$ . Общая формула хлорита имеет следующий вид:



Представители группы хлоритов отличаются числом и видом атомов, замещенных в двух слоях, а также ориентацией и последовательностью слоев в пакете. Обычно в хлоритах нет воды между слоями, но в некоторых деградированных хлоритах часть бруситного слоя удалена, в результате чего становятся возможными частичные межслоевая гидратация и разбухание решетки.

Хлориты в природе встречаются как в макро-, так и в микрористаллической форме. В последнем случае они всегда находятся в смеси с другими минералами, что значительно затрудняет определение размера и формы их частиц. В макроскопических кристаллах с-расстояние составляет 1,4 нм, что является показателем присутствия бруситного слоя.

### Смешаннослойные глины

Иногда обнаруживают пласты, состоящие из различных глинистых минералов, образующих пакеты с одинаковыми решетками. Чаще всего встречаются переслаивающиеся отложения иллита и монтмориллонита, а также хлорита и вермикулита. Обычно последовательность в расположении этих пород отсутствует, но иногда одна и та же последовательность регулярно повторяется. Обычно смешаннослойные глины диспергируются в воде легче, чем отдельные минералы, особенно это относится к случаю, когда одним из компонентов являются глинистые частицы с разбухающей решеткой.

### Аттапульгит

Частицы аттапульгита по структуре и форме коренным образом отличаются от напоминающих слюду минералов, которые рассматривались выше. Они состоят из пучков узких пластинок, которые при энергичном перемешивании с водой разделяются на отдельные узкие пластинки (рис. 4.10). Их строение описал Брэдли.

В структуре аттапульгита очень мало замещенных атомов, поэтому поверхностный заряд на частицах мал. Невелика также

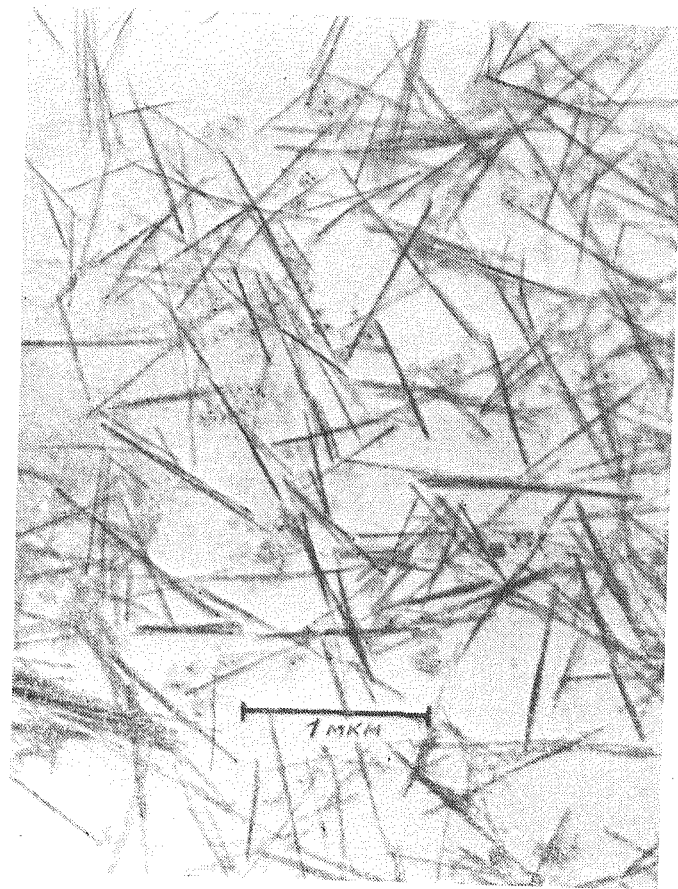


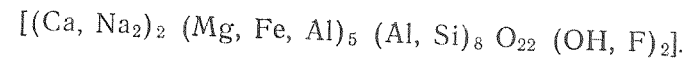
Рис. 4.10. Электрононимикроскопический снимок аттапульгитовой глины с открытосетчатой структурой (увеличение в 45 тыс. раз)

их удельная поверхность. Следовательно, реологические свойства суспензий аттапульгита в большей мере зависят от механического взаимодействия между длинными тонкими пластинками, чем от электростатических сил между частицами. По этой причине аттапульгит ведет себя как отличный взвешивающий агент в минерализованной воде.

*Сепиолит* представляет собой глинистый минерал с различными замещениями в структуре и более широкими пластинками, чем у аттапульгита. Буровые растворы на основе сепиолита рекомендуется использовать в глубоких скважинах, так как на их реологические свойства не влияют высокие температуры.

## ПРОИСХОЖДЕНИЕ И ЗАЛЕГАНИЕ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ

Глинистые минералы возникли в результате разложения вулканических пород в месте их залегания. Материнскими минералами являются слюда, полевой шпат  $[(\text{CaO})(\text{K}_2\text{O})\text{A}_2\text{O}_3\cdot 6\text{SiO}_2]$ , а также железисто-магниевого минералы, например, роговая обманка



Бентонит образовался в результате выветривания вулканического пепла.

Процесс выветривания, в результате которого из материнских минералов образовались глинистые, сложен и выходит за рамки предмета этой книги. Достаточно сказать, что главными факторами в этом процессе являются климат, топография и время, в течение которого породы подвергались воздействию. Большое значение имеет количество осадков, просочившихся сквозь почву и ее pH. Величина pH определяется типом материнской породы, содержанием двуокиси углерода в атмосфере и растительностью. В щелочных условиях происходит выщелачивание оксида кремния, а в кислых условиях протекает окисление оксидов алюминия и железа. Эти два процесса, а также процесс осадконакопления приводят к различным изоморфным замещениям, о которых шла речь выше.

Глины, образовавшиеся в месте залегания материнских пород, называются *первичными*. *Вторичные глины* образуются из первичных, которые уносятся вниз по течению ручья или реки и осаждаются в пресной или соленой (морской) воде. Их последующее погребение и трансформация в процессе диагенеза рассматриваются в главе 8.

Многие виды глинистых минералов распределены в толще осадочных пород неравномерно. Монтмориллонитом богаты третичные отложения, реже он встречается в мезозойских формациях и очень редко — в более ранних осадочных породах. Из глинистых минералов наиболее часто встречаются хлорит и иллит; их обнаруживают в осадочных породах всех возрастов, и они преобладают в самых древних отложениях. Каолинит присутствует как в молодых, так и в старых формациях, но в небольших концентрациях.

В наиболее чистом виде монтмориллонит находят в первичных отложениях бентонита. Вайомингский бентонит на 85 % состоит из монтмориллонита. В ионообменных реакциях чаще всего участвуют натрий, кальций и магний. Соотношение одно- и двухвалентных катионов колеблется примерно от 0,5 до 1,7, даже в пределах одного месторождения. Монтмориллониты различной степени чистоты обнаружены во многих районах мира. По-видимому, их особенно много в формациях среднетретичного и верхнемелового возрастов.

Следует обратить внимание на то, что вначале *бентонит* определяли как глину, образовавшуюся в результате превращения вулканического пепла в месте его залегания в монтмориллонит, но теперь этот термин используют для обозначения любой глины, физические свойства которой определяются главным образом присутствием какого-либо смектита.

## ИОННЫЙ ОБМЕН

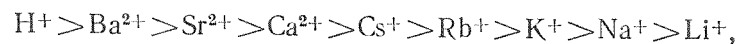
Как уже отмечалось, катионы адсорбируются на базальных поверхностях кристаллов глины, компенсируя атомные замещения в кристаллической структуре. Катионы и анионы удерживаются также у ребер кристаллов благодаря тому, что разрывы в кристаллической структуре вдоль оси *c* приводят к разрывам валентных связей. В водной суспензии оба вида ионов могут вступать в обменные реакции с ионами основного раствора.

В соответствии с законом действия масс ионообменная реакция зависит главным образом от относительной концентрации различных ионов в каждой фазе. Например, для одновалентных ионов двух видов уравнение ионообмена можно записать следующим образом:

$$[A]_c/[B]_c = K [A]_s/[B]_s,$$

где  $[A]_s$  и  $[B]_s$  — мольные концентрации ионов двух видов в растворе;  $[A]_c$  и  $[B]_c$  — мольные концентрации ионов двух видов в глин;  $K$  — постоянная ионообменного равновесия (в частности, если  $K > 1$ , адсорбируется преимущественно ион *A*).

Если присутствуют два иона разной валентности, предпочтительнее адсорбируется ион с более высокой валентностью. Порядок предпочтительности адсорбции ионов обычно следующий:



но этот порядок справедлив не для всех глинистых минералов, возможны и некоторые отклонения от него. Следует отметить, что очень сильно адсорбируется ион водорода, поэтому pH оказывает значительное влияние на катионообменные реакции.

Общее количество адсорбированных катионов, выражаемое в миллиэквивалентах на 100 г сухой глины, называется *емкостью поглощения* (ЕП), или обменной емкостью (ОЕ). ЕП изменяется в широком диапазоне даже для одной группы глинистых минералов:

Монтмориллонит . . . . .	70—130
Вермикулит . . . . .	100—200
Иллит . . . . .	10—40
Каолинит . . . . .	3—15
Хлорит . . . . .	10—40
Аттапульгит-сепиолит . . . . .	10—35

Около 80 % ЕП монтмориллонита и иллита приходится на базальные поверхности. У каолинита большая часть ЕП приходится на разорванные связи у ребер кристаллов.

ЕП и виды катионов, находящихся в обменных положениях, являются хорошими показателями коллоидной активности глины. Глина с высокой ЕП, подобная монтмориллониту, сильно набухает и образует вязкие суспензии при низких концентрациях глинистых частиц, особенно когда в обменном положении находится ион натрия. Напротив, каолинит сравнительно инертен независимо от вида обменных катионов.

ЕП и виды обменных катионов можно определить в лабораторных условиях путем воздействия на глину избыточного объема подходящей соли, например ацетата аммония, который вытесняет как адсорбированные, так и находящиеся в поровой воде катионы. После этого другую пробу обрабатывают дистиллированной водой, чтобы вытеснить ионы только из поровой воды. Оба фильтрата анализируют на общие обменные катионы, а разность между содержанием иона ацетата и продукта выщелачивания водой дает значение миллиэквивалента каждого вида ионов, адсорбированных на глин. Суммарный миллиэквивалент всех видов катионов определяет ЕП.

Приближенное определение в промысловых условиях ЕП (но не видов катионов) по адсорбции метиленовой сини описано в главе 3.

Можно приготовить глины с одним видом обменного катиона, воздействуя на них определенной солью и промывая их водой с целью удаления излишних ионов. Такую глину можно приготовить также путем пропускания разбавленной суспензии этой глины через ионообменную смолу, например «Дуоэкс 50», которая предварительно насыщена нужным катионом.

Поскольку глины являются аналогами многовалентных анионов большого размера, одноионные глины принято называть по адсорбированному катиону; поэтому в книге применяются термины «натриевый монтмориллонит», кальциевый монтмориллонит» и т. д.

Анионообменная способность глин намного ниже их катионообменной способности; для минералов смектитовой группы она составляет 10—20 мэкв/100 г. Анионообменную способность некоторых глинистых минералов определить трудно в связи с незначительным количеством анионов, принимающих участие в ионообменных реакциях.

## МЕХАНИЗМЫ НАБУХАНИЯ ГЛИН

Глинистые минералы всех типов адсорбируют воду, но смектиты благодаря разбухающей решетке вбирают в себя значительно большие объемы воды, чем другие глины. По этой причине большая часть исследований набухания глин проводилась с использованием смектитов, в частности монтмориллонитов.

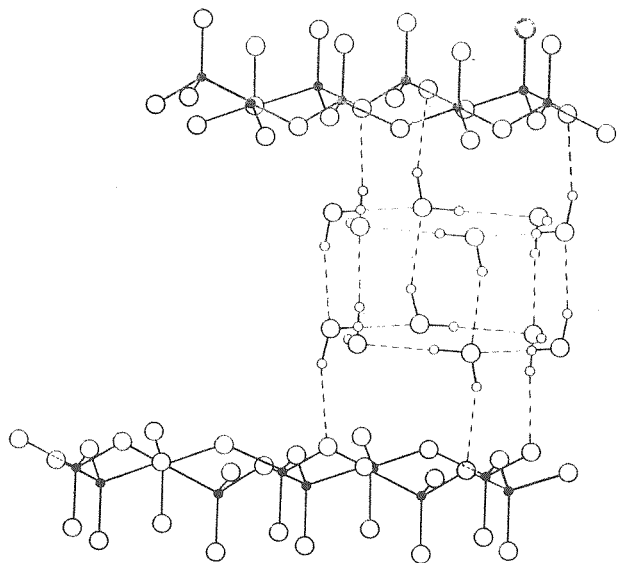


Рис. 4.11. Адсорбционный слой воды между слоями частично дегидратированного вермикулита

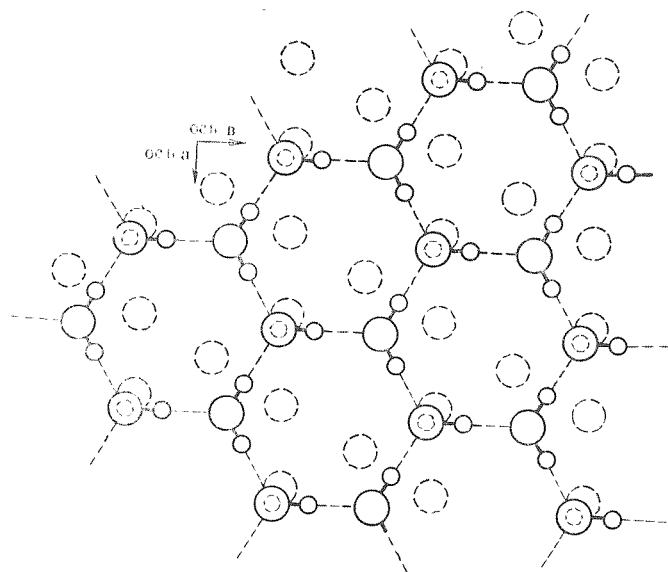


Рис. 4.12. Объединение слоев воды и вермикулита благодаря водородным связям. Атомы кислорода, показанные большими пунктирными кружками, находятся на расстоянии 0,273 нм от поверхности молекул воды

Известны два механизма набухания: кристаллический и осмотический. *Кристаллическое набухание* (которое называют *поверхностной гидратацией*) происходит в результате адсорбции мономолекулярных слоев воды на базальных поверхностях кристаллов как наружных, так и межслоевых в случае глин с разбухающей решеткой (см. рис. 4.6). Как видно на рис. 4.11, первый слой воды удерживается на поверхности водородными связями с шестигранной решеткой атомов кислорода. Следовательно, молекулы воды также образуют шестигранную структуру, как показано на рис. 4.12. Следующий слой имеет аналогичное строение и связан с первым. То же относится и к последующим слоям. Прочность связи уменьшается с увеличением расстояния от поверхности кристалла, однако считают, что вода, входящая в структуру кристалла (структурированная вода), внедряется на расстояния до 10 нм от наружной поверхности.

Эта вода обладает квазикристаллическими свойствами. Так, на расстоянии 1 нм от поверхности кристалла вода имеет удельный объем, который примерно на 3 % меньше удельного объема свободной воды. (Сравни с удельным объемом льда, который на 8 % больше удельного объема свободной воды). Структурированная вода, кроме того, имеет большую вязкость, чем свободная вода.

Обменные катионы влияют на кристаллизационную воду двояко. Во-первых, многие катионы сами гидратированы, т. е. имеют оболочки из молекул воды (исключение составляют  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{K}^+$  и  $\text{Na}^+$ ). Во-вторых, они являются конкурентами молекул воды в образовании связей с поверхностью кристалла и в связи с этим имеют тенденцию разрушать водную структуру. Исключение составляют  $\text{Na}^+$  и  $\text{Li}^+$ , которые образуют слабые связи и имеют тенденцию диффундировать в водную фазу суспензии.

Когда на сухой монтмориллонит воздействуют пары воды, последние конденсируются между слоями монтмориллонита и его решетка разбухает. На рис. 4.13 показана

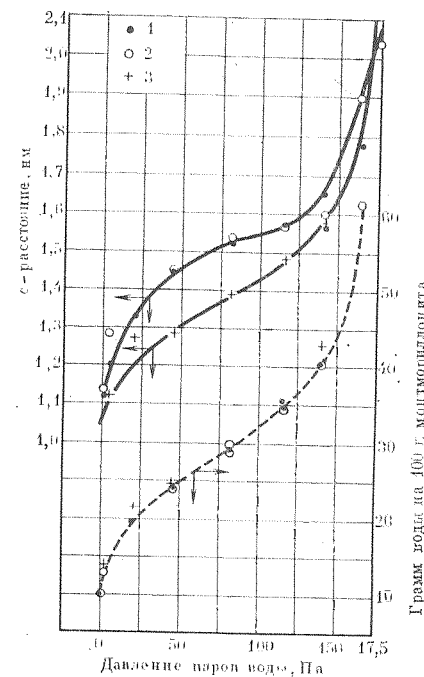


Рис. 4.13. Результаты эксперимента, проведенного при температуре 21 °С, по изучению влияния паров воды на монтмориллонит:

1 — Са-монтмориллонит; 2 — ОН-монтмориллонит; 3 — Na-монтмориллонит



зависимость между давлением паров воды, массой адсорбированной воды и  $c$ -расстоянием. Совершенно ясно, что энергия адсорбции первого слоя исключительно высока, но быстро убывает в последующих слоях. Соотношение между давлением паров и потенциальным давлением набухания определяется в главе 8 уравнением (8.8).

Норриш использовал метод рентгеноструктурного анализа для измерения  $c$ -расстояния чешуек моноионных монтмориллонитов путем погружения глины в насыщенный раствор соли, содержащей обменный катион глины. Затем  $c$ -расстояние измеряли во все более разбавленных растворах и, наконец, в чистой воде.

Во всех случаях это расстояние с самого начала увеличивалось с уменьшением концентрации, причем каждый этап соответствовал адсорбции одного мономолекулярного слоя воды. Максимальные  $c$ -расстояния в нанометрах для большинства использовавшихся в исследованиях моноионных глин были следующими:

Катион глины	
Cs <sup>+</sup>	1,38
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> ; K <sup>+</sup>	1,50
Ca <sup>2+</sup> ; Ba <sup>2+</sup>	1,89
Mg <sup>2+</sup>	1,92
Al <sup>3+</sup>	1,94

Полученные значения свидетельствуют о том, что адсорбировалось не более четырех слоев воды.

В моноионном натриевом монтмориллоните, однако, при эквивалентной концентрации 0,3 н. было отмечено резкое увеличение  $c$ -расстояния с 1,9 до 4,9 нм, и рентгенограммы стали нерезкими. При еще меньших концентрациях  $c$ -расстояния увеличивались обратно пропорционально квадратному корню концентрации (рис. 4.14). С увеличением  $c$ -расстояния рентгенограммы становились все более нерезкими, поэтому  $c$ -расстояния вполне могли превышать максимум (13 нм), показанный на рис. 4.14. Аналогичное поведение наблюдалось в растворах хлорида лития и хлорида водорода, если не считать того, что постепенное набухание происходило до момента, когда при эквивалентной концентрации 0,66 н.  $c$ -расстояние достигло 2,25 нм. Однако диффузные расстояния, наблюдавшиеся в разбавленных растворах хлорида водорода, снижались при старении раствора, вероятно, в результате действия кислоты на кристаллическую структуру, последующего освобождения ионов Al<sup>3+</sup> и перехода глины в алюминиевую форму.

Норриш объяснил изменения  $c$ -расстояния силами отталкивания, возникающими при набухании в результате гидратации межслоевых катионов, и противодействующими силами притяжения, развивающимися благодаря электростатическим связям отрицательно заряженной поверхности слоя с межслоевыми ка-

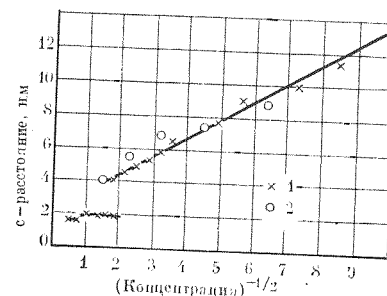


Рис. 4.14. Разбухание решетки монтмориллонита:  
1 — в растворе NaCl; 2 — в растворе Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>

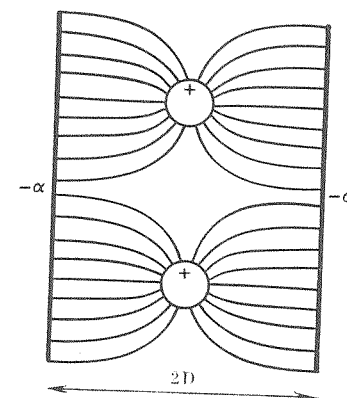


Рис. 4.15. Катионы между подслоями монтмориллонита

тионами (рис. 4.15). Для солевых растворов, использовавшихся в исследованиях Норриша, силы, развивающиеся при набухании глин, были не настолько сильны, чтобы разрушить электростатические связи, поэтому наблюдалось только кристаллическое набухание. Тем не менее, силы отталкивания, проявляющиеся в разбавленных растворах хлоридов натрия, лития и водорода, были достаточно сильны для разрушения этих связей, что делало возможным осмотическое набухание.

Осмотическое набухание происходит в результате того, что концентрация катионов между слоями больше их концентрации в основной массе раствора. Поэтому вода втягивается в межслоевое пространство, в результате чего  $c$ -расстояние увеличивается и появляется возможность образования диффузных частей двойных электрических слоев, которые рассматриваются в следующем разделе. Хотя никакие полупроницаемые мембраны в этом процессе не участвуют, механизм набухания глин в основном носит осмотический характер, так как вызывается разницей в концентрации электролита.

Осмотическое набухание по сравнению с кристаллическим приводит к значительно большему увеличению общего объема. Например, натриевый монтмориллонит при кристаллическом набухании адсорбирует около 0,5 г воды на 1 г сухой глины и его объем удваивается, а при осмотическом набухании он адсорбирует около 10 г воды на 1 г сухой глины, т. е. его объем возрастает в 20 раз. Однако отталкивающие силы между слоями значительно слабее при осмотическом набухании, чем при кристаллическом.

Если гидратированные агрегаты натриевого монтмориллонита оставить на дне химического стакана, наполненного

дистиллированной водой, со временем они начнут делиться и самопроизвольно диспергироваться во всем объеме жидкости. Размер диспергированных частиц монтмориллонита и число единичных слоев в частице рассматривались в разделе, посвященном смектитам, в начале этой главы.

## ДВОЙНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ СЛОЙ

В начале этой главы говорилось о том, что частицы в коллоидной суспензии несут поверхностный заряд. Он притягивает ионы противоположного знака, получившие название противоионов, и эта комбинация называется *двойным электрическим слоем* (ДЭС). Некоторые противоионы непрочны удерживаются на поверхности и имеют тенденцию отходить от нее, образуя диффузную ионную атмосферу вокруг частицы. Кроме притяжения ионов противоположного знака, поверхностный заряд отталкивает ионы того же знака. В результате проявления этих противоположных сил возникает распределение положительных и отрицательных ионов, как схематически показано на рис. 4.16. Для глины, как уже было показано, поверхностный заряд отрицателен и обменные катионы выступают в виде противоионов.

Распределение ионов в ДЭС приводит к изменению потенциала от максимума на поверхности глины до нуля в основной массе раствора (рис. 4.17).

Ближайший к поверхности твердой частицы слой катионов, известный как «*слой Штерна*», связан с этой частицей и перемещается вместе с ней, в то время как ионы в диффузной части ДЭС обладают независимой подвижностью. Таким образом,

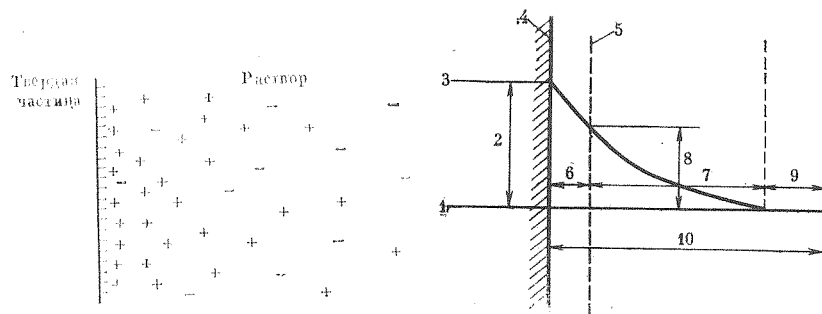


Рис. 4.16. Модель диффузной части двойного электрического слоя

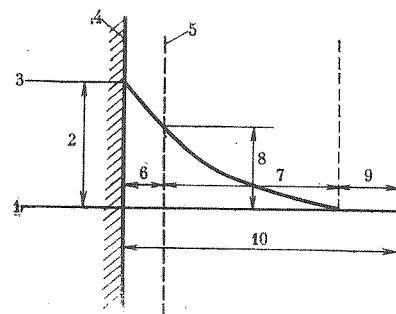


Рис. 4.17. Схема, иллюстрирующая ζ-потенциал (дзета-потенциал):

1 — потенциал жидкости; 2 — потенциал Нернста; 3 — потенциал твердого тела; 4 — твердое тело; 5 — плоскость сдвига; 6 — адсорбционная часть ДЭС; 7 — диффузная часть ДЭС; 8 — ζ-потенциал; 9 — основная масса раствора; 10 — расстояние от твердого тела

если суспензию глины поместить в катафоретическую камеру, то твердая частица, слой Штерна и некоторая часть диффундированных ионов начнут перемещаться к катоду. Разность потенциалов между плоскостью сдвига и основной массой раствора называется ζ-потенциалом (*дзета-потенциалом*), считающимся главным фактором, определяющим поведение частицы. Как и в случае фильтрации воды через поры в сланце, движущаяся мимо стационарных твердых частиц вода уносит подвижные ионы, создавая потенциал, известный под названием *потенциала течения*.

Когда основная масса раствора представляет собой чистую воду, ζ-потенциал максимален, а диффузная часть ДЭС имеет наибольшую толщину. Добавление в суспензию электролитов приводит к сокращению диффузного слоя и снижению ζ-потенциала. Последний значительно снижается с повышением валентности добавляемых катионов, особенно если ионы низкой валентности в процессе катионообмена замещаются ионами более высокой валентности, причем соотношение одно-, двух- и трехвалентных катионов составляет 1:10:500 соответственно. Снижение ζ-потенциала происходит также в результате адсорбции некоторых органических катионов с длинными цепями. В некоторых случаях можно нейтрализовать или заменить ζ-потенциал на противоположный.

Разность потенциалов между поверхностью коллоидной частицы и основной массой раствора известна под названием *потенциала Нернста*. В суспензии глины этот потенциал не зависит от электролитов, присутствующих в растворе.

Хотя ионы адсорбируются главным образом на базальных поверхностях, но они адсорбируются и на ребре кристалла; следовательно, и там создается двойной электрический слой. Следует помнить, однако, что разрыв кристаллической структуры происходит по ребру и, в дополнение к физической (электрической) адсорбции, на ребре могут происходить определенные химические реакции, приводящие к нарушению валентных связей. «*Хемосорбция*», как ее называют, аналогична обычным химическим реакциям и происходит только в подходящих электрохимических условиях. Заряд на ребре меньше заряда на базальной поверхности и может быть положительным или отрицательным, главным образом в зависимости от pH системы. Например, если каолинит обработан HCl, он имеет положительный заряд, а если обработан NaOH, то — отрицательный заряд. Причина такого поведения заключается в том, что атомы алюминия на ребре при реакции с HCl образуют  $AlCl_3$  — сильный электролит, который диссоциирует на  $Al^{3+}$  и  $3Cl^-$ , в то время как при реакции с NaOH алюминий образует гидроксид алюминия, который в воде нерастворим. (Напомним, что адсорбция ионов каолинитом происходит почти полностью на ребре; следовательно, заряд частицы определяется зарядом на ребре.)

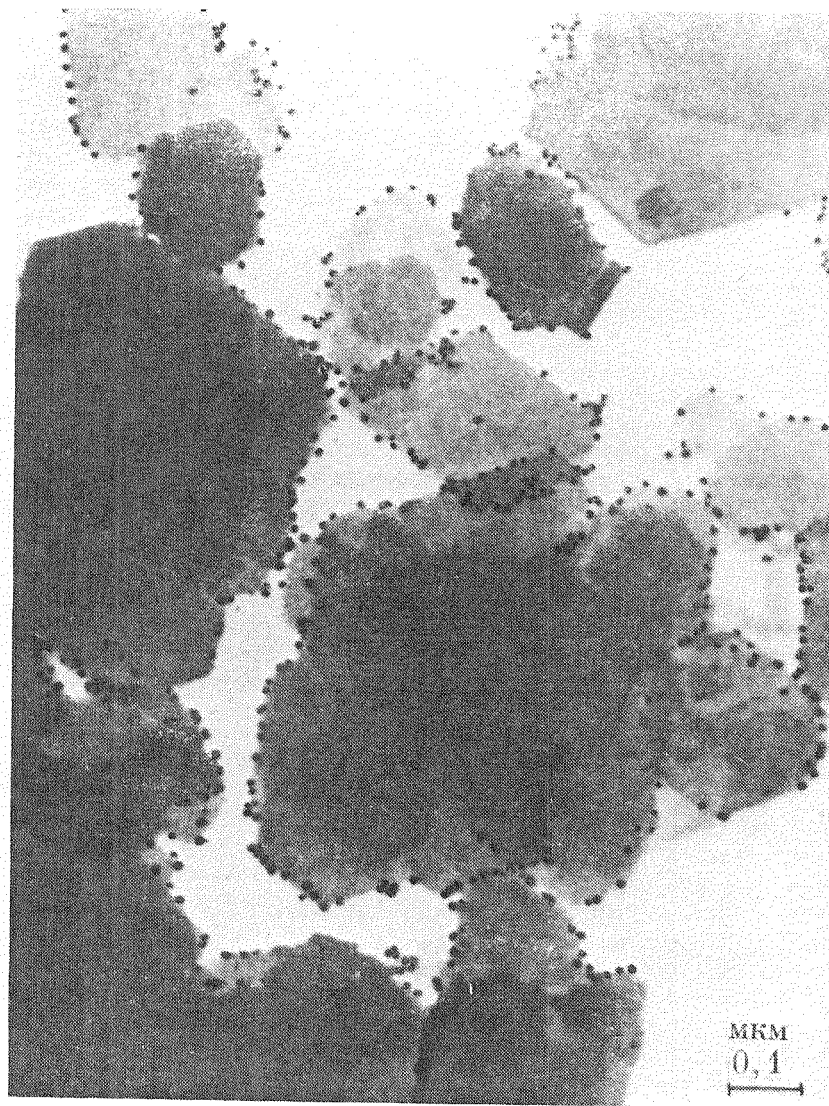


Рис. 4.18. Электрономикроскопический снимок смеси каолинита и золя золота

В эксперименте, в котором в суспензию каолинита добавляли золь золота, было доказано существование положительно заряженных участков на ребрах каолинита. На электрономикроскопическом снимке (рис. 4.18) видно, что частицы золота адсорбируются только на ребрах кристаллов глины.

## АССОЦИАЦИЯ КОЛЛОИДНЫХ ЧАСТИЦ

### Флокуляция и пептизация

Как отмечалось в начале этой главы, коллоидные частицы остаются во взвешенном состоянии неопределенно долгое время благодаря своему чрезвычайно малому размеру. Конечные скорости осаждения частицы приобретают только в том случае, если происходит их агрегация. Будучи взвешены в чистой воде, они не могут агломерировать из-за взаимодействия между сильно диффундированными двойными электростатическими слоями. Однако если в суспензию добавить электролит, двойные электростатические слои сжимаются; при добавлении достаточного количества электролита коллоидные частицы могут настолько сблизиться, что под влиянием сил притяжения произойдет их слияние в более крупные агрегаты. Это явление известно под названием *флокуляции*, а наименьшая концентрация электролита, при которой она происходит, называется *порогом флокуляции*.

Порог флокуляции глин можно легко определить добавлением все больших количеств электролита к разбавленным суспензиям. Начало флокуляции суспензии отчетливо видно. Перед флокуляцией более крупные частицы могут выпадать в осадок, однако отстоявшийся слой жидкости всегда остается мутным. В момент начала флокуляции образуются сгустки частиц, достаточно большие, чтобы их можно было видеть невооруженным глазом; в отстоявшемся слое жидкости эти сгустки отсутствуют. Частицы очень слабо ассоциированы в хлопьях, которые включают в себя большие количества воды (рис. 4.19), впоследствии они образуют осадки в больших объемах.

Порог флокуляции зависит от типа глинистого минерала, присутствия на его поверхности обменных катионов и вида добавляемой соли. Чем выше валентность катионов (на глине или в соли), тем ниже порог флокуляции. Так, натриевый монтмориллонит флокулирует при концентрации хлорида натрия 15 мэкв/л, а кальциевый монтмориллонит — при концентрации хлорида кальция 0,2 мэкв/л. Ситуация становится более сложной, когда катион соли отличается от катиона глины, так как в этом случае происходит катионообмен, но порог флокуляции

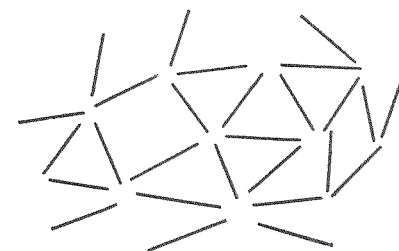


Рис. 4.19. Схематическое изображение флокулированных пластинок глины (при отрицательном потенциале на ребре)

всегда намного ниже, когда в катионообмене участвуют поливалентные катионы. Например, порог флокуляции натриевого монтмориллонита под действием хлорида кальция равен приблизительно 5 мэкв/л, а кальциевого монтмориллонита под действием хлорида натрия — около 1,5 мэкв/л.

По своей флокулирующей способности одновалентные соли несколько отличаются друг от друга. Такое различие можно представить в следующем виде:  $\text{Cs} > \text{Rb} > \text{NH}_4 > \text{K} > \text{Na} > \text{Li}$ . Это называется рядом Гоффмейстера, или *лиотропным рядом*.

Если концентрация глины в суспензии достаточно высока, флокуляция вызывает образование из отдельных хлопьев пространственной структуры (геля). Гели, обычно наблюдаемые в буровых растворах на водной основе, являются результатом флокуляции под действием растворимых солей, которые всегда присутствуют в концентрациях, достаточных по крайней мере для умеренной флокуляции.

Структурообразование протекает очень медленно, так как под влиянием броуновского движения молекул воды частицы ориентируются в положении с минимальной свободной поверхностной энергией (положение с минимальной свободной поверхностной энергией достигается, например, когда положительно заряженное ребро одной частицы располагается против отрицательно заряженной поверхности другой). Время, необходимое для приобретения гелем максимальной прочности, зависит от порога флокуляции, а также от концентраций глинистых частиц и соли в системе. При очень низких значениях этих концентраций может потребоваться несколько суток, чтобы гелеобразование стало заметным, в то время как при высоких концентрациях соли образование геля может произойти почти мгновенно.

Флокуляцию можно предотвратить и даже перейти к пептизации добавлением натриевых солей некоторых сложных комплексов, особенно полифосфатов, таннатив и лигносульфонатов. Например, если в разбавленную суспензию натриевого монтмориллонита добавить приблизительно 0,5 % гексаметафосфата натрия, порог флокуляции возрастет с 15 до 400 мэкв/л хлорида натрия. Аналогичная добавка полифосфата приведет к разжижению структурированного бурового раствора. Это действие известно под названием *пептизации* (или *дефлокуляции*), а подходящие добавки к буровым растворам называются *пептизаторами*, или *понижителями вязкости*.

Почти не вызывает никаких сомнений, что понизители вязкости адсорбируются на ребрах кристаллов. Концентрация пептизатора сравнима с концентрацией анионов, участвующих в полном обмене. В процессе пептизации не наблюдается увеличения *c*-расстояния (адсорбция на базальных поверхностях сопровождается увеличением *c*-расстояния). В основе этого процесса вероятнее всего лежит механизм хемосорбции, поскольку обо всех широко используемых понизителях вязкости известно, что они образуют нерастворимые соли или комплексы с такими

металлами, как алюминий, магний и железо, атомы которых, очевидно, обнажены на ребрах кристаллов. Более того, Лумис получил экспериментальное подтверждение процесса хемосорбции. Они обрабатывали суспензии глин тетрафосфатом натрия, центрифугировали эти суспензии и анализировали отстоявшийся слой жидкости. Они обнаружили, что происходит адсорбция фосфата и что его количество, необходимое для того чтобы вызвать максимальное снижение вязкости, зависит от массовой доли фосфатов в глине, а не от их концентрации в водной фазе, что свидетельствует о хемосорбции. Когда суспензии обрабатывали хлоридом натрия, он не адсорбировался, а его количество, необходимое для наиболее интенсивного структурообразования, зависело от концентрации этой соли в воде. Кроме того, они установили, что при обработке суспензии рядом сложных фосфатов (со все возрастающей молекулярной массой) или таннатом для максимального снижения вязкости необходимая концентрация каждой добавки оказалась пропорциональной площади поверхности глины, на которой могли бы адсорбироваться молекулы этих солей. Ван Ольфен предположил, что молекулы сложных фосфатов ориентируются на поверхностях ребер кристаллов глины благодаря связям с открытыми положительно заряженными атомами алюминия, как показано на рис. 4.20. В этом случае диссоциация ионов натрия приводит к образованию отрицательных зарядов на поверхностях ребер, что препятствует структурообразованию за счет связей между положительно заряженными ребрами и отрицательно заряженными базальными поверхностями. Создание отрицательных зарядов на ребрах подтверждается повышением катафоретической подвижности после обработки фосфатами.

Хотя есть основания полагать, что при небольших концентрациях пептизатора проявляется механизм хемосорбции, наблюдаемое снижение предельного статического напряжения сдвига при высоких концентрациях добавляемого реагента должно происходить под воздействием другого механизма. В этом случае снижение предельного статического напряжения сдвига и количества адсорбируемого пептизатора оказывается меньше. По-видимому, определяющим механизмом в этом случае является

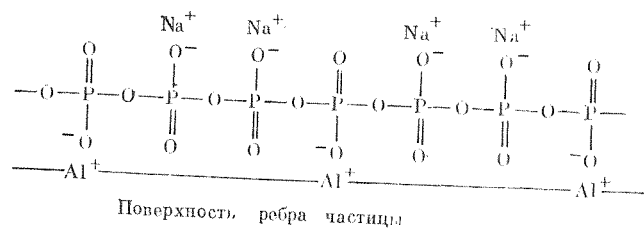


Рис. 4.20. Схематическое изображение молекулы полифосфата, адсорбированной на ребре кристалла за счет связей с обнаженными атомами алюминия



замена моновалентных анионов в двойном электрическом слое у ребра кристалла крупными многовалентными анионами пептизатора.

Возникли некоторые сомнения относительно действия феррохромлигносульфоната, так как было установлено, что происходит катионообмен между  $\text{Fe}^{2+}$  и  $\text{Cr}^{3+}$  лигносульфоната и  $\text{Na}^+$  и  $\text{Ca}^{2+}$  глины; этот обмен дает основание предположить, что лигносульфонаты адсорбируются на базальных поверхностях. Тем не менее в результате рентгеноструктурного анализа не было обнаружено значительных изменений  $c$ -расстояния. Объяснить это можно тем, что лигносульфонаты, по-видимому, реагируют с алюминием у ребер кристаллов, но при этом высвобождаются ионы хрома и железа, которые затем вступают в ионообменную реакцию с ионами натрия и кальция на базальных поверхностях.

### Агрегация и диспергирование

Хотя в классической коллоидной химии все формы ассоциации частиц называются одним термином «флокуляция», в технологии промывки ствола скважины буровым раствором необходимо делать различие между двумя формами ассоциации, оказывающими совершенно разное воздействие на реологию суспензий. Термин «флокуляция» относится только к свободной ассоциации пластинок глины, в результате чего образуются хлопья или гели, как это описывалось в предыдущем подразделе. Термин «агрегация» используется в этой книге, чтобы охарактеризовать ассоциацию частиц в результате сжатия диффузных частей ДЭС и образования агрегатов из параллельных пластинок, отстоящих друг от друга максимум на 2 мм. Агрегация — это процесс, противоположный внезапному увеличению  $c$ -расстояния, которое наблюдал Норриш, когда слои чешуйки натриевого монтмориллонита преодолевали силы притяжения, действующие между ними, и расходились, образуя практически самостоятельные элементы. Таким образом, в то время как флокуляция вызывает повышение предельного статического напряжения сдвига, агрегация способствует его снижению, так как она уменьшает число элементов, доступных для образования структур, и площадь поверхности, на которой может происходить взаимодействие частиц.

Термин «диспергирование» обычно используется для обозначения разделения агрегатов в суспензии на отдельные частицы механическим путем. Гаррисон предложил распространить этот термин на разделение пакетов глинистых пластинок, которое обычно происходит в результате электрохимических воздействий, чтобы показать различия между процессами диспергирования — агрегации и пептизации — флокуляции. В технической литературе термин «диспергирование», к сожалению, все еще иногда используется для обозначения процесса пептизации. На

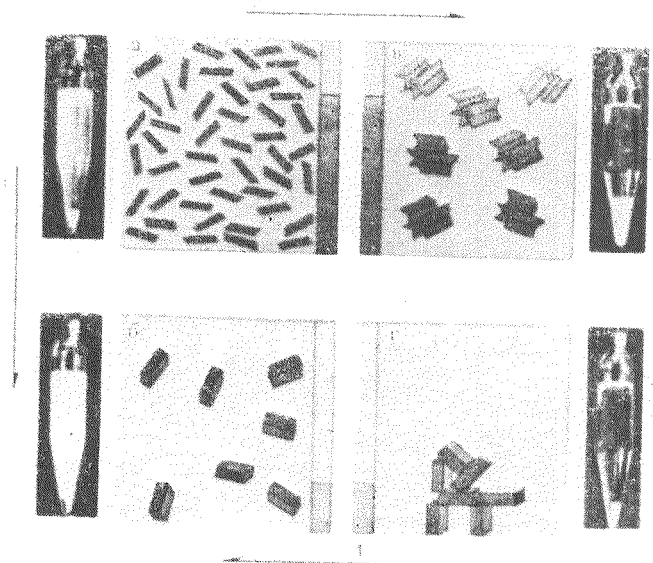


Рис. 4.21. Схемы механизмов флокуляции — пептизации и агрегации — диспергирования:

*a* — 1%-ная суспензия натриевого бентонита в дистиллированной воде; *б* — 1%-ная суспензия кальцевого бентонита в дистиллированной воде; *в* — натриевый раствор  $\text{NaCl}$ ; *г* — кальцевый бентонит в 0,01 н. растворе  $\text{CaCl}_2$ ; *1* — пептизация, снижение предельного динамического напряжения сдвига; *2* — флокуляция, увеличение предельного динамического напряжения сдвига; *3* — агрегация, снижение пластической вязкости; *4* — диспергирование, увеличение пластической вязкости

рис. 4.21 схематически иллюстрируется различие между указанными процессами. На схемах *a* и *б* показаны 1%-ные суспензии кальцевого и натриевого бентонитов в дистиллированной воде. Кальцевый бентонит агрегирован, а натриевый диспергирован, но оба они пептизированы, на что указывает помутнение отстоявшегося слоя жидкости после центрифугирования суспензии. На схеме *в* показана суспензия натриевого бентонита после добавления 0,01 н. раствора хлорида натрия, а на схеме *г* — суспензия кальцевого бентонита после добавления 0,1 н. раствора хлорида кальция. Обе суспензии флокулированы, на что указывает прозрачный отстоявшийся слой жидкости, однако первая из них диспергирована, а вторая агрегирована.

Хотя при низких концентрациях хлорида натрия происходит только флокуляция, высокие его концентрации вызывают и агрегацию. Это было подтверждено экспериментами, в которых к 2,7%-ной суспензии натриевого бентонита добавляли все большие количества хлорида натрия. О начале флокуляции можно судить по увеличению предельного статического напряжения сдвига при концентрации хлорида натрия 10 мэкв/л (рис. 4.22). Это значение хорошо коррелируется со значением

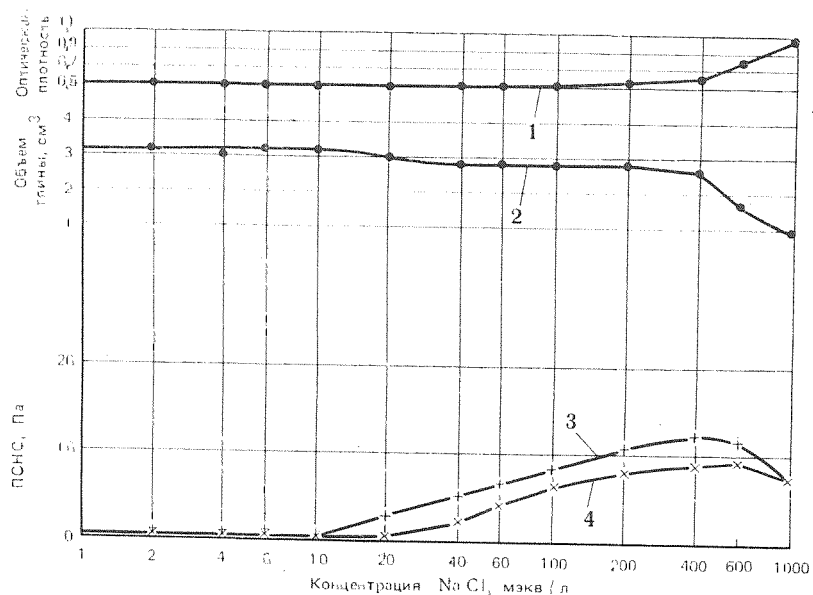


Рис. 4.22. Флокуляция и агрегация натриевого бентонита хлоридом натрия:

1 — оптическая плотность; 2 — объем глины. Предельное статическое напряжение сдвига: 3 — через 10 мин; 4 — начальное

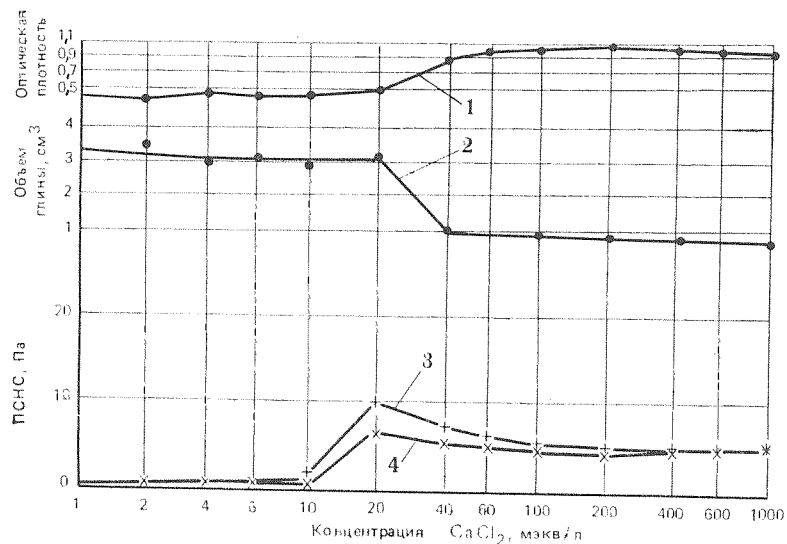


Рис. 4.23. Флокуляция и агрегация натриевого бентонита хлоридом кальция:

1—4 — см. рис. 4.22

порога флокуляции. Предельное статическое напряжение сдвига повышается с увеличением концентрации хлорида натрия до значения 400 мэкв/л. Однако частицы медленно достигают равновесного состояния, на что указывают различия между начальным предельным статическим напряжением сдвига и предельным статическим напряжением сдвига через 10 мин. Силы притяжения и отталкивания, очевидно, почти уравниваются друг друга. При концентрациях более 400 мэкв/л предельные статические напряжения сдвига снижаются, а при концентрации 1000 мэкв/л начальное предельное статическое напряжение сдвига становится равным его значению через 10 мин, что свидетельствует о преобладающем влиянии сил притяжения.

На рис. 4.22 приведены также кривые оптической плотности и объема глины, полученные на основании испытаний на агрегацию. Повышение оптической плотности свидетельствует об увеличении размера частиц, а уменьшение объема глины пока-

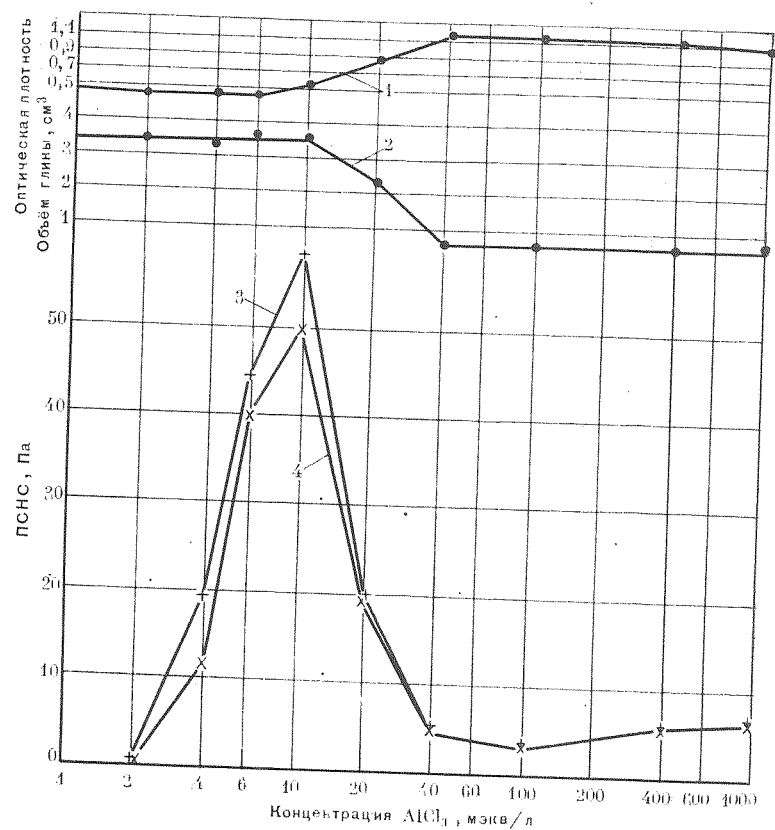


Рис. 4.24. Флокуляция и агрегация натриевого бентонита хлоридом алюминия:

1—4 — см. рис. 4.22

зывает сокращение объема осадка при центрифугировании. Оба испытания продемонстрировали, что агрегация начинается при концентрации хлорида натрия примерно 400 мэкв/л. Это заключение согласуется с результатами рентгеноструктурного анализа натриевого бентонита, описанного ранее. При изучении механизма набухания глин было установлено, что критическое изменение с-расстояния происходило при концентрации хлорида натрия 300 мэкв/л. Кроме того, в исследованиях методом рассеяния рентгеновских лучей в 0,1 н. растворе хлорида натрия были выявлены независимые пластинки глинистых частиц, а в 1 н. растворах — агрегаты, состоящие из шести—восьми слоев.

Введение солей многовалентных металлов в суспензии натриевого бентонита показало, что сначала (при низких концентрациях) происходит флокуляция, а с повышением концентрации солей начинается агрегация (рис. 4.23 и 4.24). Следует отметить, что с повышением валентности катиона критические концентрации снижаются. Механизм ассоциации частиц усложняется реакциями ионообмена. Другие исследования показали, что предельное статическое напряжение сдвига максимально, когда концентрация добавленных ионов кальция составляет 60 % емкости обмена, и минимально при концентрации этих ионов 85 %.

Многие глины, встречаемые в процессе бурения, преимущественно кальциевые и магниевые, поэтому они агрегируют. При обработке понизителем вязкости одновременно происходят пептизация под действием аниона и диспергирование за счет перехода глины в натриевую форму. Диспергирование нежелательно, так как оно повышает пластическую вязкость; его можно предотвратить путем добавления вместе с понизителем вязкости многовалентной соли или щелочи.

До сих пор рассматривали структурообразование в сравнительно разбавленных (3 %-ных) суспензиях бентонита, в которых гели не обнаруживали, если только не добавляли достаточно для флокуляции количество соли. На самом деле, однако, структурообразование начинается при концентрациях соли ниже порога флокуляции, если содержание глинистых частиц доста-

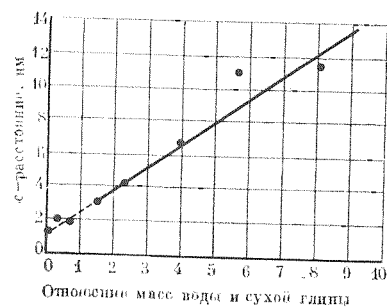


Рис. 4.25. Разбухание решетки натриевого вайомингского бентонита при различном содержании в суспензии воды

точно высокое. Причина этого заключается в том, что при высоком содержании глинистых частиц их пластинки располагаются настолько близко друг к другу, что диффузные части их ДЭС начинают взаимодействовать между собой и вынуждены ориентироваться в направлении, соответствующем минимальной свободной поверхностной энергии. Именно поэтому кривые рассеяния рентгеновских лучей не показывают никакой предпочтительной ориентации коллоидных частиц в 2 %-ных суспензиях натриевого монтмориллонита, однако в 10 %-ных суспензиях четко прослеживается параллельная ориентация частиц. Как видно из рис. 4.25, межслоевое расстояние возрастает с увеличением содержания воды.

### МЕХАНИЗМ СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ

Различные представления о видах связей и ориентации глинистых пластинок, предопределяющих образование гелей, можно суммировать следующим образом.

1. Поперечные связи между параллельными пластинками благодаря взаимодействию положительно заряженных ребер с отрицательно заряженными базальными поверхностями с образованием структуры «карточного домика».

2. Ассоциация «ребро к ребру» с образованием пересекающихся лент. В кратком изложении в основе этой теории лежит представление, что из-за сравнительно высоких отталкивающих потенциалов между базальными поверхностями предпочтительна ориентация пластинок параллельно друг другу с ассоциацией «ребро к ребру».

3. Параллельная ассоциация пластинок, удерживаемых вместе квазикристаллизационной водой, находящейся между ними.

Вполне вероятно, что действуют все перечисленные механизмы, и их относительное влияние зависит от таких факторов, как концентрация глинистых частиц, а также величина и знак потенциалов ДЭС на ребрах и базальных поверхностях пластинок.

При рассмотрении геля следует иметь в виду, что в системе с высоким содержанием глинистых пластинок шириной до 1 мкм, отстоящих друг от друга примерно на 30 нм, ориентация частиц пространственно ограничена. Более того, эти пластинки не представляют собой жесткие маленькие прямоугольнички, которые рисуют на схемах; скорее это гибкие пленки различных форм и размеров (см. рис. 4.7). Можно предположить, что в концентрированной суспензии имеются локальные группы пластинок, ориентированных почти параллельно под влиянием отталкивающих сил на базальных поверхностях, а не имеющих одинаковую ориентацию всех пластинок в суспензии. Соседние пластинки могут изгибаться в соответствии с относительными положениями и относительной величиной потенциалов на их базальных поверхностях и ребрах. Так, когда заряд на

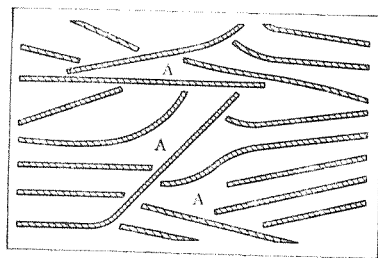


Рис. 4.26. Схематическое изображение связей между ребрами и базальными поверхностями глинистых пластинок

ребрах положительный, пластинки будут прогибаться в направлении отрицательно заряженной базальной поверхности, как показано на рис. 4.26. Если заряд на ребрах отрицательный, более сильный отталкивающий потенциал на базальной поверхности заставит пластинки ориентироваться параллельно, когда этому не мешает механическое взаимодействие. Добавление пептизатора превращает заряд на ребрах из положительного в отрицательный и способствует повышению сил отталкивания между ребрами.

Следует также ожидать, что слои кристаллизационной воды на базальных поверхностях благоприятствуют параллельной ориентации глинистых пластинок; остается только ответить на вопрос, на каком расстоянии от поверхности действие водной структуры эффективно.

Время от времени предпринимались попытки составить представление о геле путем мгновенного замораживания структурированной системы с ее последующей сушкой под вакуумом. В результате остается как бы скелет, отражающий строение исходного геля. Справедливость такого предположения сомнительна, так как рентгеноструктурный анализ мгновенно заморо-

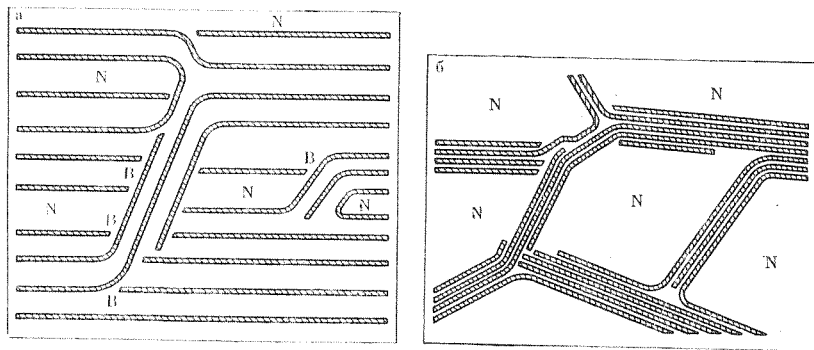


Рис. 4.27. Схематическое изображение глинистого геля до заморзания (а) и после заморзания (б):

N — центр кристаллизации; B — связь ребро — базальная поверхность

женного геля показал, что в момент замораживания расстояние между пластинками сокращается, образуя большие поры, как видно на рис. 4.27.

## ОРГАНИЧЕСКИЕ КОЛЛОИДЫ

Когда необходимые свойства бурового раствора невозможно обеспечить с помощью коллоидных глин, в него добавляют органические коллоиды. Например, для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов на минерализованной воде в них добавляют крахмал, который сохраняет устойчивость при концентрациях хлорида натрия вплоть до насыщения, в то время как глины флокулируют. Крахмал в холодной воде не растворяется. Он образует гель и разбухает при температурах выше 70 °C или при гидролизации с применением каустической соды. Для нефтедобывающей промышленности поставляется заранее гидролизированный крахмал.

Для придания раствору необходимых реологических свойств, а также для других целей, рассматриваемых ниже, используются другие органические коллоиды. Они в основном представляют собой полимеры с длинными цепями, т. е. состоят из образующих длинную цепь элементарных ячеек, подобных показанной на рис. 4.28 ячейке целлюлозы. Такие цепи могут иметь длину несколько сот нанометров, поэтому по длине они сравнимы с шириной небольших глинистых пластинок. Такие полимеры как карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) (рис. 4.29) и сополимер акриламида и акрилата (рис. 4.30), называют *полиэлектролитами*, поскольку в некоторых или во всех ячейках функциональные группы (например, карбоксильные радикалы) замещены и гидролизованы каустической содой. В результате диссоциации иона натрия в цепи появляются участки с отрицательными зарядами. Взаимное отталкивание зарядов заставляет беспорядочно свернутые цепи вытягиваться в прямую линию. Диссоциацию подавляют растворимыми солями, в частности многовалентными, благодаря чему цепи вновь свертываются. Поскольку заряды отрицательны, эти полиэлектролиты относятся к классу анионных. Они могут адсорбироваться только на положительно заряженных участках ребер глинистых частиц.

Изменениями длины цепи, числа карбоксильных групп и степени гидролиза можно синтезировать полимеры, подходящие для различных целей. Полимеры с длинными цепями и большим числом заряженных участков обеспечивают высокие вязкости (явление известное под названием электровязкостного эффекта). Большое число заряженных участков, кроме того, предотвращает флокуляцию системы под действием растворимых солей.

КМЦ используют для повышения вязкости и регулирования фильтрации. Выпускают три сорта КМЦ для значительного диапазона вязкостей. Производится также полианионный вариант этого реагента для использования в буровых растворах на



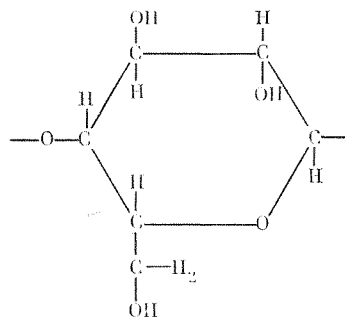


Рис. 4.28. Элементарная ячейка целлюлозы

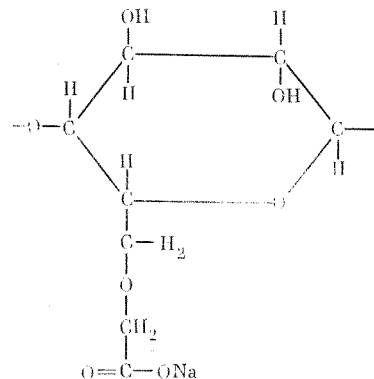


Рис. 4.29. Элементарная ячейка натриевой карбоксиметилцеллюлозы

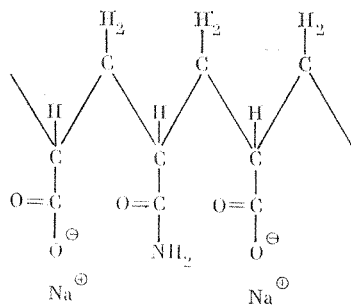


Рис. 4.30. Сополимер акриламида и акрилата натрия

минерализованной воде. Гидролизированный на 70 % сополимер полиакриламида и акрилата используется для регулирования фильтрации, гидролизированный на 30 % — для повышения устойчивости ствола скважины [50], а гидролизированный на 10 % — для осветления воды, используемой в качестве бурового раствора.

Механизм осветления воды весьма интересен. Сополимер не сам вызывает флокуляцию. В воде должно присутствовать достаточное количество соли, чтобы флокуляция началась, а затем полимерные цепи связывают флокулированные частицы вместе. Справедливость этого положения можно доказать путем наблюдения последствий изменения порядка, в котором в пресноводную суспензию глины вводят соли и полимер (рис. 4.31). Если первым в систему вводят сополимер, цепи адсорбируются на ребрах отдельных пластинок и не могут связывать пластинки между собой при последующем добавлении соли. Поэтому пластинки разделяются, когда концентрацию соли путем разбавления снижают ниже порога флокуляции. Тем не менее, если сначала вводят соль, цепи могут образовывать связи между пла-

Рис. 4.31. Влияние порядка добавления соли и полимера:  
1 — пептизированная система; 2 — ввод полимера; 3 — ввод соли; 4 — разбавление суспензии

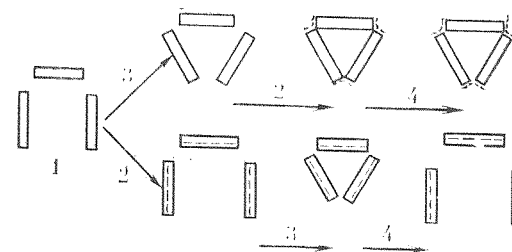
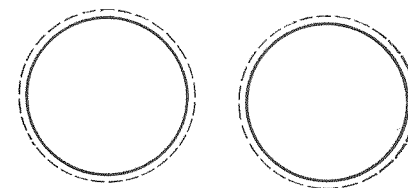


Рис. 4.32. Глинистые пластинки отталкиваются, когда ребра насыщены полиэлектролитом



стинками и удерживать их в виде хлопьев при разбавлении суспензии.

Для того чтобы полиэлектролиты могли действовать в качестве флокулянтов, их необходимо вводить в очень небольших количествах, от 0,001 до 0,01 %. При высоких концентрациях они действуют как защитные коллоиды и повышают порог флокуляции системы. Предполагают, что при концентрациях, превышающих 0,01 %, ребра глинистых пластинок насыщаются цепями полиэлектролита и в результате этого приобретают сильный отталкивающий заряд (рис. 4.32).

Неионные полимеры с длинными цепями, такие как гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) и различные природные смолы,

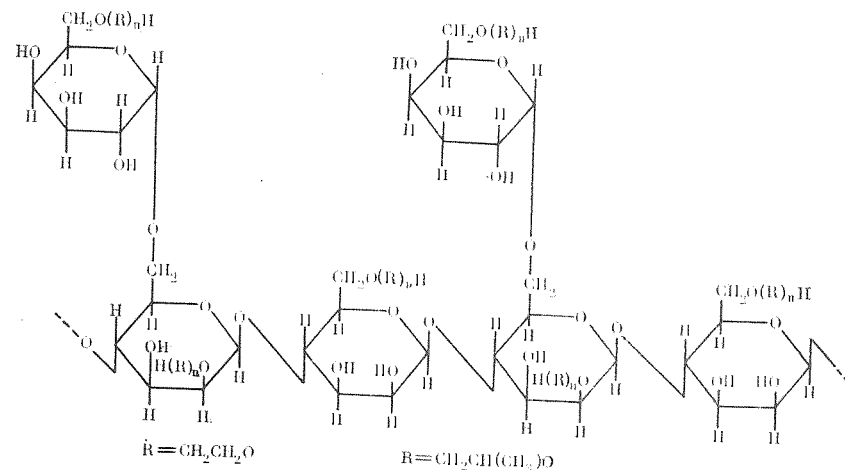


Рис. 4.33. Молекула гидроалкилированной гуаровой смолы

## Глава 5. РЕОЛОГИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ \*

также используются в буровых растворах и жидкостях для заканчивания скважин. ГЭЦ обладает тем преимуществом, что она сохраняет устойчивость в концентрированных растворах одновалентных и многовалентных солей вплоть до насыщения этих растворов. Ее обычно не используют в жидкостях для капитального ремонта скважин, потому что она растворяется в кислотах и, следовательно, позволяет уменьшить ущерб, наносимый продуктивному пласту. Гуаровую смолу также добавляют в жидкости для ремонта скважин, но для ее разрушения приходится применять ферменты. Коллоидную активность природных смол снижают путем добавления в высоких концентрациях одновалентных солей и полностью подавляют с помощью растворов многовалентных солей. Однако смолы, которые прореагировали с оксидами этилена или пропилена (рис. 4.33), устойчивы даже в насыщенных растворах многовалентных солей.

По сравнению с глинистыми буровыми растворами полимерные суспензии имеют низкие значения отношения предельных динамических напряжений сдвига к пластической вязкости, а предельных статических напряжений сдвига у них нет. Однако их можно структурировать при помощи смолы, известной под названием ксантанового биополимера (получается под действием бактерий), благодаря образованию поперечных связей между цепями с помощью хлорида хрома.

Реология — отдел науки, изучающий деформацию всех форм вещества, но ее наибольшие достижения связаны с изучением поведения суспензий, текущих по трубам и другим каналам. Реолога интересует прежде всего зависимость между давлением в потоке и расходом, а также влияние на эти параметры характеристик текущей жидкости. Выделяют два принципиально различных режима течения.

1. *Ламинарный режим* преобладает при низких скоростях. Поток упорядоченный, зависимость «давление — скорость» является функцией вязкостных свойств жидкости.

2. *Турбулентный режим* преобладает при высоких скоростях. Поток неупорядочен и зависит главным образом от инерционных свойств движущейся жидкости. Уравнения течения эмпирические.

Уравнения ламинарного течения, связывающие поведение потока с характеристиками текущей жидкости, основаны на определенных реологических моделях, а именно *ньютоновской, бингамовской вязкопластичной, псевдопластичной и дилатантной*. Для специалистов по буровым растворам интерес представляют только первые три модели.

Поведение большинства буровых растворов точно не согласуется ни с одной из этих моделей, но в каждом конкретном случае с помощью одной или нескольких из этих моделей можно с достаточной для практических целей точностью предсказать это поведение. Пригодность принятой реологической модели обычно можно выявить по кривым консистенции, т. е. графическим зависимостям давления от расхода потока или напряжения сдвига от скорости сдвига (см. рис. 1.3).

В первой части этой главы будет рассмотрено теоретическое поведение потока, соответствующее трем реологическим моделям вначале при ламинарном, а затем при турбулентном режимах течения. Во второй части главы приведены применяемые на практике уравнения гидравлики для определения давлений и скоростей потока при бурении скважин. И наконец, в главе рассматриваются некоторые проблемы, связанные с реологией буровых растворов, такие как очистка ствола скважины, отрицательные и положительные импульсы давления.

\* В этой главе авторами допущен ряд ошибок, сомнительные места в тексте отмечены звездочкой. — *Прим. перев.*

Следует отметить, что в этой главе речь идет лишь о реологии жидких буровых растворов. Реология пен рассматривается в главе 7.

## ЛАМИНАРНЫЙ РЕЖИМ ТЕЧЕНИЯ

### Ньютоновские жидкости

Чтобы понять, что такое ламинарное течение, рассмотрим стопку карточек, лежащих на плоской поверхности. Если к торцу верхней карточки (рис. 5.1) приложить силу  $F$  и предположить, что из-за трения скорость каждой следующей карточки (сверху вниз) уменьшается на постоянную величину  $dv$  от  $v$  до нуля, то:

$$F/A = \tau = -\mu (dv/dr), \quad (5.1)$$

где  $A$  — площадь поверхности карточки;  $r$  — толщина стопки;  $dv$  — разность скоростей соседних карточек;  $dr$  — расстояние между ними;  $\mu$  — сопротивление трения относительно перемещению карточек, или (пользуясь реологическими терминами) *вязкость*;  $\tau$  — напряжение сдвига;  $dv/dr$  — *скорость сдвига, или градиент скорости*, определяемый наклоном *профиля распределения скоростей*.

График консистенции ньютоновской жидкости представляет прямую линию, проходящую через начало координат (рис. 5.2). Наклон этой линии определяет вязкость, т. е.

$$\mu = \tau/\gamma, \quad (5.2)$$

где  $\gamma$  — скорость сдвига. Поскольку  $\mu$  не зависит от скорости сдвига, вязкость является единственным параметром, определяющим свойства потока ньютоновской жидкости.

Единицей вязкости в метрической системе является пуаз, соответствующий напряжению (в динах на квадратный сантиметр), необходимому для создания разности скоростей 1 см/с между двумя слоями, отстоящими друг от друга на 1 см. Американская единица вязкости (рейн) аналогична пуазу, но выражается в фунтах и футах.



Рис. 5.1. Ламинарное течение ньютоновской жидкости

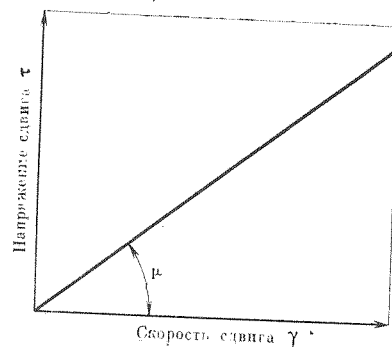


Рис. 5.2. График консистенции ньютоновской жидкости

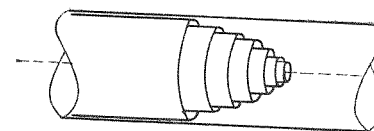


Рис. 5.3. Схематическое изображение ламинарного течения ньютоновской жидкости в круглой трубе

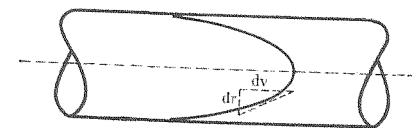


Рис. 5.4. Профиль скоростей при ламинарном течении ньютоновской жидкости

Ламинарное течение ньютоновской жидкости в круглой трубе можно представить в виде набора концентрических цилиндров (рис. 5.3). Скорость движения цилиндров возрастает от нуля у стенки трубы до максимума у ее оси, образуя параболический *профиль скоростей* (рис. 5.4). Скорость сдвига в любой точке по радиусу трубы определяется наклоном профиля в этой точке по отношению к оси трубы. Следует обратить внимание на то, что скорость сдвига максимальна у стенки трубы и равна нулю на ее оси.

Для составления зависимости между давлением и скоростью потока предположим, что жидкость течет по трубе длиной  $L$  и радиусом  $R$ . Усилие, действующее на торец цилиндра радиуса  $r$ , определяется перепадом давления  $p$  на концах трубы, умноженным на площадь поперечного сечения этого цилиндра. Таким образом, напряжение сдвига

$$\tau = F/A = \pi r^2 p / (2\pi r L) = rp / (2L). \quad (5.3)$$

Подставляя  $\tau$  в уравнение (5.1), получим

$$rp / (2L) = -\mu dv/dr,$$

откуда вытекает уравнение Пуазейля для ламинарного течения ньютоновской жидкости в круглых трубах

$$Q = \pi R^4 p / (8L\mu), \quad (5.4)$$

где  $Q$  — объемный расход.

Часто бывает удобнее выразить уравнение Пуазейля через среднюю скорость  $v$  и диаметр  $D$ . Поскольку  $Q = V\pi R^2$ , уравнение (5.4) примет вид

$$p = 32V\mu L / D^2. \quad (5.5)$$

Для течения в концентрическом кольцевом пространстве с внутренним и наружным диаметрами соответственно  $D_1$  и  $D_2$  уравнение (5.3) можно записать следующим образом:

$$\tau = \pi/4 (D_2^2 - D_1^2) p / [\pi (D_2 + D_1) L] = (D_2 - D_1) p / (4L).$$

Выражение  $(D_2 - D_1)/4$  называется *средним гидравлическим радиусом*, во многих уравнениях гидравлики его можно подставить вместо  $D/4$ . В таком случае уравнение Пуазейля приобретает вид \*

$$p = 32V\mu L / (D_2 - D_1)^2. \quad (5.6)$$

Вязкость ньютоновской жидкости измеряется в капиллярном вискозиметре по времени истечения стандартного объема жидкости. Вязкость можно рассчитать с помощью уравнения (5.4) или определить путем измерения в капиллярном вискозиметре, оттарированном по жидкости известной вязкости, или с использованием константы вискозиметра, предоставляемой фирмой-изготовителем. Большое число капилляров различных размеров дает возможность проводить измерения в широком диапазоне вязкостей.

### Модель вязкопластичной бингамовской жидкости

Понятие о пластичных жидкостях впервые ввел Бингам, поэтому их называют *бингамовскими вязкопластичными жидкостями*, или *бингамовскими телами*. Они отличаются от ньютоновских жидкостей тем, что для инициирования течения требуется приложить некоторое конечное напряжение. На рис. 5.5 показан график консистенции идеальной бингамовской вязкопластичной жидкости, описываемый уравнением

$$\tau - \tau_0 = -\mu_p dv/dr, \quad (5.7)$$

где  $\tau_0$  — напряжение, необходимое для начала течения жидкости;  $\mu_p$  — *пластическая вязкость*, которая определяется как касательное напряжение, превышающее предельное сдвиговое значение и сообщаемое жидкости единичную скорость сдвига. Следовательно,

$$\mu_p = \tau - \tau_0 / \gamma. \quad (5.8)$$

Общее сопротивление сдвигу бингамовской вязкопластичной жидкости может быть выражено через эффективную вязкость при определенной скорости сдвига. *Эффективную вязкость* определяют, как вязкость ньютоновской жидкости, соответствующую конкретным значениям напряжения и скорости сдвига бингамовской жидкости. Из рис. 5.5 следует, что эффективную

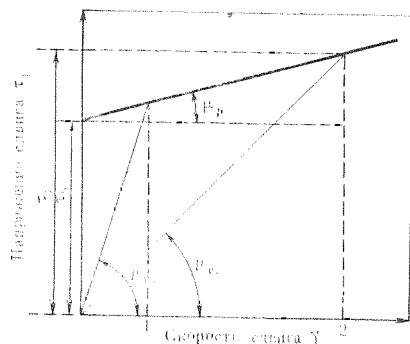


Рис. 5.5. График консистенции идеальной бингамовской вязкопластичной жидкости.  
(Эффективная вязкость при скорости сдвига 2 значительно больше, чем при скорости сдвига 1)

вязкость при скорости сдвига  $\gamma_1$  можно вычислить с помощью следующего выражения:

$$\mu_{e1} = (\tau_1 - \tau_0) / \gamma_1 + \tau_0 / \gamma_1 = \mu_p + \tau_0 / \gamma_1. \quad (5.9)$$

Таким образом, эффективную вязкость можно рассматривать состоящей из двух компонентов: пластической вязкости, соответствующей вязкости ньютоновской жидкости, и *структурной вязкости*, которая характеризует сопротивление сдвигу, вызываемое тенденцией содержащихся в бингамовской жидкости твердых частиц образовывать структуру. Как видно из рис. 5.5,  $\tau_0 / \gamma$  составляет часть общего сопротивления сдвигу, уменьшающуюся с увеличением скорости сдвига; следовательно, с ростом скорости сдвига эффективная вязкость снижается.

Следует особо отметить, что эффективная вязкость не имеет физического смысла, если не указывается скорость сдвига, при которой она измерена. Более того, как видно на рис. 1.5, она не является надежным параметром для сравнения вязкостных свойств двух жидкостей; для этой цели необходимы, как минимум, два параметра. Тем не менее, эффективную вязкость, как будет показано ниже, вводят во многие уравнения гидродинамики, если известна скорость сдвига.

Пластичное течение, иллюстрируемое рис. 5.5, на практике никогда не наблюдается; при давлениях ниже предела текучести отмечается явление ползучести (рис. 5.6). Исследуя течение суспензии в стеклянном капилляре под микроскопом, Грин обнаружил, что в этом виде течения эффекты сдвига не проявляются. Суспензия течет как жесткое ядро, смазанное тонкой пленкой у стенки капилляра; в ядре частицы удерживаются вместе силами притяжения, действующими между ними. Как бы ни было мало давление, всегда существует некоторое течение, хотя расходы при этом могут составлять 1 см³/100 лет. Из

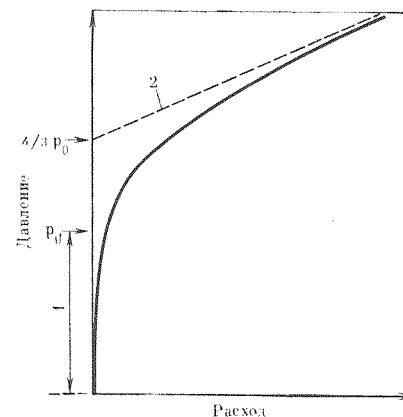
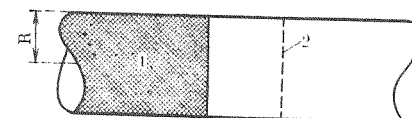


Рис. 5.6. Зависимость давления от расхода при течении бингамовской вязкопластичной жидкости в стеклянном капилляре:

$P_0$  — фактическое предельное динамическое напряжение сдвига без учета ползучести;  $4/3 P_0$  — условное предельное динамическое напряжение сдвига; 1 — движение жесткого ядра; 2 — асимптота

Рис. 5.7. Течение бингамовской вязкопластичной жидкости в круглой трубе в виде жесткого ядра ( $R\rho/2L < \tau_0$ ):

1 — структурированный буровой раствор, 2 — профиль скоростей





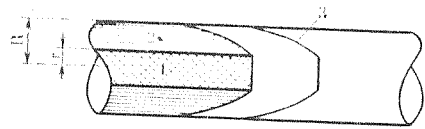


Рис. 5.8. Комбинированное течение бингамовской вязкопластичной жидкости в круглой трубе ( $R\rho/2L > \tau_0$ ,  $r\rho/2L = \tau_0$ ):

1 — движение жесткого ядра; 2 — ламинарное течение; 3 — профиль скоростей

этих наблюдений Грин сделал вывод, что абсолютного предельного динамического напряжения сдвига не существует и заново определил бингамовское предельное динамическое напряжение сдвига, как напряжение сдвига, необходимое для инициации ламинарного течения суспензии.

Грином были отмечены следующие особенности течения бингамовской вязкопластичной жидкости в круглой трубе. Если давление постепенно увеличивать от нуля, суспензия вначале движется как жесткое ядро, а профиль скоростей представляет собой прямую линию, перпендикулярную к оси трубы (рис. 5.7). Поскольку напряжение сдвига равно  $r\rho/(2L)$  (уравнение 5.3), ламинарное течение начинается у стенки трубы, когда

$$R\rho_0/(2L) = \tau_0, \quad (5.10)$$

где  $\rho_0$  — давление, при котором начинается пластичное течение. При давлениях, превышающих  $\rho_0$ , ламинарное течение постепенно охватывает слои, находящиеся ближе к оси трубы, поэтому поток представляет собой жесткое ядро в центральной части трубы, окруженное зоной ламинарного течения, а профиль скоростей имеет вид, показанный на рис. 5.8. Вне зависимости от амплитуды давления, жесткое ядро полностью исчезнуть не может, ибо при очень малом  $r$  значение  $\rho$  должно быть весьма большим (чтобы  $r\rho/(2L)$  было равно  $\tau_0$ ), а при  $r=0$  должно стать бесконечным. Таким образом, зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для течения бингамовской вязкопластичной жидкости в круглой трубе, строго говоря, всегда нелинейна при любых значениях скорости сдвига. Однако приближенную зависимость между давлением и расходом можно вывести с использованием асимптоты к этому графику, которая пересекает ось давлений в точке  $4/3\rho_0$  (см. рис. 5.6). Бакингом вывел эту зависимость, используя значение давления в указанной точке и уравнение Пуазейля:

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\mu_r L} \left[ p - \frac{4}{3} \rho_0 \left( 1 - \frac{\rho_0^3}{4p^3} \right) \right]. \quad (5.11)$$

Подставляя  $\rho_0$  из уравнения (5.10), можно преобразовать уравнение (5.11) в более удобную форму:

$$V = \frac{D^2 p}{32\mu_r L} \left[ 1 - \frac{4}{3} \left( \frac{4\tau_0 L}{Dp} \right) + \frac{1}{3} \left( \frac{4\tau_0 L}{Dp} \right)^4 \right]. \quad (5.12)$$

В уравнении (5.12) последнее слагаемое определяет вклад площади между кривой и асимптотой. При высоких расходах этот член можно опустить, но для точных расчетов не следует

использовать сокращенную форму уравнения, за исключением случая, когда  $Dp/(4L)$  превосходит предельное динамическое напряжение сдвига  $\tau_0$  не менее чем в 4 раза.

При очень малых расходах в уравнение (5.12) должно быть включено выражение для жесткого ядра. По Бакинге, движение жесткого ядра описывается следующим уравнением:

$$V = \pi D k p / (2\mu L), \quad (5.13)$$

где  $k$  — константа,  $\mu$  — вязкость смазывающего слоя у стенки трубы.

В бурении влияние жесткого ядра на общий расход обычно незначительно.

Гидравлический радиус определяется как  $(D_2 - D_1)/4$ . Его обычно подставляют в уравнение (5.12) вместо  $D/4$ , когда определяют характеристики потока в кольцевом пространстве. Однако такая процедура дает лишь приближенное решение. Для получения точного решения следует обратиться к программе для ЭВМ, составленной Мелроузом, Сейвинзом и Пэришем.

#### Ротационный вискозиметр с коаксиальными цилиндрами

Пластическую вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига бингамовской вязкопластичной жидкости лучше всего определять с помощью ротационного вискозиметра с коаксиальными цилиндрами. Важным достоинством этого прибора является то, что при частоте вращения ротора выше некоторого критического значения жесткое ядро можно исключить, в результате чего график консистенции становится линейным.

Основные элементы вискозиметра показаны на рис. 5.9. Внешний цилиндр вращается concentрично относительно внутреннего цилиндра или боба, подвешенного на торсионной проволоке. Кольцевое пространство между бобом и внешним цилиндром узкое (около 1 мм). Шкала, скрепленная с проволокой, и фиксированная стрелка позволяют измерить угол, на который закручивается проволока.

При вращении внешнего цилиндра боб вращается вместе с ним (при этом наблюдается незначительное проскальзывание) до тех пор, пока вращающий момент проволоки не создаст усилия сдвига на поверхности боба, превышающее прочность на сдвиг в пластичной структуре. В этой ситуации

$$T_0 / (2\pi R_b^2 h) = \tau_0, \quad (5.14)$$

где  $T_0$  — вращающий момент при предельном динамическом напряжении сдвига (рис. 5.10);  $R_b$  — радиус боба;  $h$  — эффективная высота, т. е. фактическая высота боба с поправкой на краевой эффект у дна.

В этот момент у поверхности боба возникает ламинарное течение, которое при продолжающемся вращательном движении распространяется в направлении внешнего цилиндра, пока вся

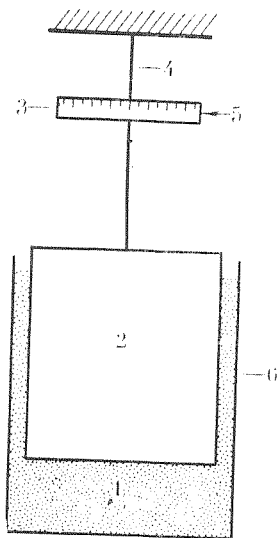


Рис. 5.9. Ротационный вискозиметр:

1 — жидкость; 2 — боб; 3 — шкала; 4 — торсионная проволока; 5 — стрелочный указатель; 6 — внешний цилиндр

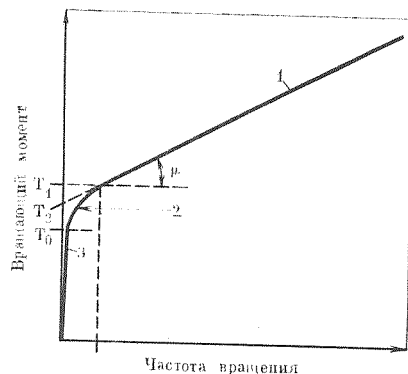


Рис. 5.10. График консистенции бингемовской вязкопластичной жидкости, полученный в вискозиметре с прямым отсчетом. Течение ламинарное во всем кольцевом пространстве при частоте вращения выше  $\omega_L$ :

1 — ламинарное течение; 2 — переходная зона; 3 — проскальзывание

жидкость, находящаяся в кольцевом пространстве, не придет в состояние ламинарного течения. При этом

$$T_1/(2\pi R_c^2 h) = \tau_0, \quad (5.15)$$

где  $T_1$  — критический вращающий момент;  $R_c$  — внутренний радиус внешнего цилиндра (ротора).

При продолжении вращения с постоянной частотой вращающий момент возрастает до равновесного значения, которое зависит от реологических характеристик жидкости.

Зависимость между вращающим моментом и частотой ротора (достаточно большой для обеспечения ламинарного течения во всем кольцевом пространстве) линейна и определяется по уравнению Райнера — Ривлина

$$\bar{\omega} = \frac{T}{4\pi h \mu_p} \left( \frac{1}{R_b^2} - \frac{1}{R_c^2} \right) - \frac{\tau_0}{\mu_p} \ln \frac{R_c}{R_b}, \quad (5.16)$$

где  $\bar{\omega}$  — угловая скорость, рад/с;  $T$  — соответствующий вращающий момент.

Предельное динамическое напряжение сдвига  $\tau_0$  в уравнении (5.16) соответствует точке пересечения  $T_2$  экстраполированной

прямолинейной части кривой с осью ординат.  $T_2$  определяется по уравнению (5.16) при  $\bar{\omega} = 0$ , так как в этом случае

$$\frac{T_2}{4\pi h} \left( \frac{1}{R_b^2} - \frac{1}{R_c^2} \right) = \tau_0 \ln \frac{R_c}{R_b}. \quad (5.17)$$

Наклон линии при значениях угловой скорости выше критической ( $\omega_L$ ) определяет пластическую вязкость  $\mu_p$ .

Значение вращающего момента, передаваемого проволоке, можно определить по отклонению шкалы и константе проволоки  $C$ .

$$T = C\theta, \quad (5.18)$$

где  $T$  — вращающий момент, дин·см; а  $\theta$  — отклонение шкалы в градусах.

Обычно константу проволоки указывает фирма — изготовитель вискозиметра, но ее можно определить также путем тарирования с помощью ньютоновских жидкостей. Поскольку у таких жидкостей предельное динамическое напряжение сдвига отсутствует,  $C$  можно определить из уравнений (5.16 и 5.18)

$$\bar{\omega} = \frac{C\theta}{4\pi h \mu} \left( \frac{1}{R_b^2} - \frac{1}{R_c^2} \right). \quad (5.19)$$

Выпускаемые промышленностью ротационные вискозиметры с коаксиальными цилиндрами, которые подходят для исследования буровых растворов, описаны в главе 3. По принципу действия они аналогичны вискозиметру, показанному на рис. 5.9, но в них вместо торсионной проволоки применена пружина. Во всех этих приборах используется разработанная Сейвинзом и Роупером конструкция, которая позволяет очень просто рассчитывать пластическую вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига по двум измерениям при частотах вращения 600 и 300 мин<sup>-1</sup>. В настоящей главе эти вискозиметры будут именоваться *вискозиметрами с непосредственным отсчетом*.

В основе этих приборов лежит теория Сейвинза и Роупера. Уравнение Райнера — Ривлина (5.16) приводится к виду:

$$\mu_p = (A\theta - B\tau_0)/\omega,$$

где  $A$  и  $B$  — постоянные, характеризующие размеры прибора, константу пружины и переводные коэффициенты;  $\omega$  — частота вращения ротора, мин<sup>-1</sup>.

Тогда

$$\mu_p = \overline{PV} = A(\theta_1 - \theta_2)/(\omega_1 - \omega_2), \quad (5.20)$$

где  $\theta_1$  и  $\theta_2$  — показания по шкале прибора при  $\omega_1$  и  $\omega_2$ ;  $\overline{PV}$  — принятое в нефтепромысловой практике сокращение термина «пластическая вязкость», измеряемая этим способом.

$$\tau_0 = \overline{YP} = (A/B) \{ \theta_1 - [\omega_1/(\omega_1 - \omega_2)](\theta_1 - \theta_2) \}, \quad (5.21)$$

где  $\overline{\gamma_R}$  — принятое в нефтепромысловой практике сокращение термина «предельное динамическое напряжение сдвига». Числовые значения  $A$ ,  $B$ ,  $\omega_1$  и  $\omega_2$  подобраны таким образом, чтобы  $A=B=\omega_1-\omega_2$  и  $\omega_1=2\omega_2$ . В этих условиях

$$A/(\omega_1 - \omega_2) = 1; \quad A/B = 1; \quad \omega_1/(\omega_1 - \omega_2) = 2.$$

Тогда уравнения (5.20) и (5.21) упрощаются до следующего вида:

$$\overline{PV} = \theta_1 - \theta_2; \quad (5.22)$$

$$\overline{Y}P = \theta_2 - \overline{P}V, \quad (5.23)$$

Для удовлетворения этим требованиям  $R_b$  и  $R_c$  подбирались так, чтобы при ширине кольцевого пространства около 1 мм постоянные  $A$  и  $B$  были равны 300. Поэтому  $\omega_2$  приняли 300 мин<sup>-1</sup>, а  $\omega_1$  600 мин<sup>-1</sup>. При  $A=300$  требовалась пружина с константой 387 дн·см/градус. При выполнении всех этих условий из уравнения (5.22) можно определить пластическую вязкость в сантипуазах, а из уравнения (5.23) — почти точное значение предельного динамического напряжения сдвига в фунтах на 100 квадратных футов.

Эффективную вязкость можно рассчитать по показаниям вискозиметра Сейвинза — Роупера следующим образом: 1° показания шкалы = 1,067 фунт/100 фут<sup>2</sup>, что соответствует напряжению сдвига 5,11 дн/см<sup>2</sup> (0,511 Па); 1 мин<sup>-1</sup> соответствует скорости сдвига 1,703 с<sup>-1</sup>;  $\mu_e = \tau/\gamma = 5,11/1,703$  П·градус/мин<sup>-1</sup> = 300 сП·градус/мин<sup>-1</sup>. Следовательно,

$$\mu_e = 3000/\omega, \quad (5.24)$$

где  $\theta$  — показание шкалы при  $\omega$  мин<sup>-1</sup>.

При оценке буровых растворов часто пользуются значением эффективной вязкости при частоте вращения 600 мин<sup>-1</sup>. Эту величину называют кажущейся вязкостью  $\frac{\theta}{AV}$ .

$$\overline{AV} = 3000\theta_{600}/600 = \theta_{600}/2. \quad (5.25)$$

Следует обратить внимание на то, что некоторые авторы используют термин «кажущаяся вязкость» в более общем смысле, вместо термина эффективная вязкость.

График, иллюстрирующий определение пластической вязкости, предельного динамического напряжения сдвига и эффективной вязкости, показан на рис. 5.11.

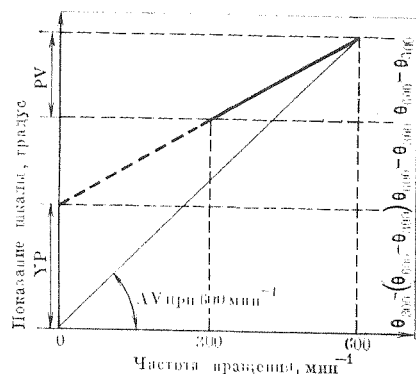


Рис. 5.11. Определение реологических характеристик в исследованиях с помощью вискозиметра с двумя частотами вращения и прямым отсчетом

## Поведение буровых растворов при низких скоростях сдвига

Как уже отмечалось в предыдущем разделе, график консистенции бингамовской вязкопластичной жидкости, получаемый в результате измерений с помощью ротационного вискозиметра, должен быть линейным при частотах вращения ротора, превышающих значение, необходимое для обеспечения ламинарного течения всей жидкости в кольцевом пространстве. Однако буровые растворы не являются идеальными бингамовскими вязкопластичными жидкостями, и на графиках консистенции для них при низких скоростях сдвига можно наблюдать отклонения от линейности. Эти отклонения становятся очевидными, когда поведение этих растворов исследуется на вискозиметре Фэнна с большим набором частот вращения, а не двух, как рассматривалось в предыдущем разделе. В качестве примера на рис. 5.12 приведены графики консистенции для четырех бентонитовых суспензий.

Сейвинз и Роупер считают, что течение в кольцевом пространстве полностью ламинарное, когда

$$T/(2\pi R_c^2 \hbar) > \overline{\text{YP}}. \quad (5.26)$$

Подставляя уравнение (5.26) в уравнение (5.16), получим

$$\omega_L = \frac{\overline{YP}}{2PV} \left( \frac{R_c^2}{R_b^2} - 1 - 2 \ln \frac{R_c}{R_b} \right). \quad (5.27)$$

После подстановки константы прибора найдем

$$\omega_L = 20,62 \overline{YP/PV}, \quad (5.28)$$

где  $\omega_L$  — критическая частота вращения для полностью ламинарного течения.

Критическая частота была рассчитана по уравнению для каждой из четырех бентонитовых суспензий в предположении, что все они являются бингамовскими вязкопластичными жидкостями. На рис. 5.12 видно, что зависимость становится линейной при намного больших значениях частоты вращения, чем критическая; кроме того, фактическое предельное динамическое напряжение сдвига значительно меньше, чем следует из экстраполяции показаний при 600 и 300 мин<sup>-1</sup>.

Такое поведение буровых растворов можно объяснить следующим образом. Графики консистенции идеальных бингамовских вязкопластичных жидкостей, аналогичные показанным на рис. 5.5 и 5.10, базируются на поведении суспензий с высокой концентрацией частиц примерно одинаковых размеров, таких как типографская краска или краска для живописи. Концентрация твердой фазы в таких суспензиях достаточно высока, чтобы могла образовываться структура в результате контактирования зерен. Такая структура сопротивляется сдвигу из-за трения между частицами, причем это сопротивление несколько увели-

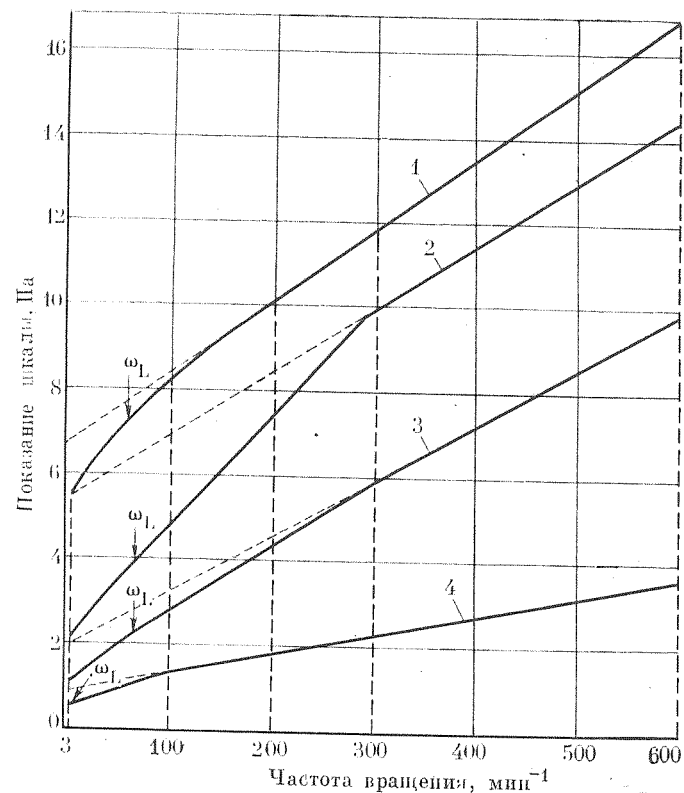


Рис. 5.12. Поведение бентонитовых суспензий в вискозиметре с большим набором частот вращения и прямым отсчетом ( $\omega_L$  соответствует частоте вращения, выше которой график консистенции бингамовской вязкопластичной жидкости должен быть линейным): 1 — 8 % бентонита; 2 — 5 % бентонита + 0,14 % NaCl; 3 — 5 % бентонита; 4 — 4 % бентонита

чивается благодаря силам притяжения между частицами. Предполагается, что после достижения предельного динамического напряжения сдвига и начала ламинарного течения частицы между собой больше не взаимодействуют и их влияние на вязкость сказывается только за счет объема, который они занимают. В таком случае эффективную вязкость можно определить по уравнению Эйнштейна

$$\mu_e = \mu + 2,5\Phi, * \quad (5.29)$$

где  $\mu$  — вязкость жидкой среды;  $\Phi$  — объемная доля твердой фазы.

Как уже отмечалось в главе 4, размеры глинистых частиц

в буровых растворах весьма неодинаковы в разных направлениях. Эти частицы могут образовывать структуру при очень низких концентрациях твердой фазы в результате взаимодействия сил притяжения и отталкивания. При низких скоростях сдвига эти силы все еще влияют на поведение глинистых частиц, следовательно, вязкость относительно высока; однако с повышением скорости сдвига частицы постепенно располагаются в направлении течения, после чего вязкость начинает сильно зависеть от общей концентрации твердой фазы, присутствующей в буровом растворе.

В связи с этими явлениями степень отклонения от линейности графиков консистенции буровых растворов в ротационном вискозиметре для различных систем неодинакова и зависит от концентрации, размера и формы частиц. Это особенно характерно для растворов с низким содержанием твердой фазы, в которой значительную долю составляют глинистые частицы или полимеры с длинными цепями. Менее заметно эта тенденция проявляется у растворов с высоким содержанием твердой фазы, включающей ил и барит. На степень отклонения от линейности влияет также электрохимическая среда, которая определяет силы взаимодействия между частицами. Следует отметить, что на рис. 5.12 для суспензии бентонита, флокулированной хлоридом натрия, наблюдается значительно большее отклонение от линейности.

Нет никаких других способов выявления нелинейности графиков консистенции буровых растворов кроме измерений с помощью ротационного вискозиметра с большим набором частот вращения. Поэтому полезность реологических параметров  $\bar{P}\bar{V}$  и  $\bar{Y}\bar{P}$  ограничена. На практике наиболее широко они используются для оценки рабочей характеристики бурового раствора непосредственно на буровой, в частности для выбора способа обработки с целью поддержания его свойств. Параметр  $\bar{P}\bar{V}$  чувствителен к концентрации твердой фазы, поэтому он определяет требования к разбавлению раствора, а на параметр  $\bar{Y}\bar{P}$  влияет электрохимическая среда, так что этим параметром определяется необходимость химической обработки. Применение  $\bar{P}\bar{V}$  и  $\bar{Y}\bar{P}$  для отмеченных целей оправдано, так как в этом случае форма графика консистенции не имеет значения\*.

Параметры  $\bar{P}\bar{V}$  и  $\bar{Y}\bar{P}$  могут быть подставлены в уравнение (5.12) вместо  $\mu_r$  и  $\tau_0$  соответственно для прогнозирования поведения ламинарного течения в трубах, но только при высоких скоростях сдвига. При прогнозировании характера течения при малых скоростях сдвига лучше рассчитывать эффективную вязкость при преобладающей в трубах скорости сдвига, которую в этом случае можно подставлять в уравнение Пуазейля (5.5). Требуемое значение эффективной вязкости лучше всего определять с помощью степенного закона, который описывается ниже.



Как уже отмечалось,  $\overline{YR}$  не характеризует действительного предела текучести. Фактически в результате проявления эффекта проскальзывания график консистенции приближается к оси напряжений асимптотически, так что истинное значение предельного динамического напряжения сдвига по определению Грина (т. е. напряжения, необходимого для начала ламинарного течения) неопределенно. Для практических целей начальное значение предельного статического напряжения сдвига является, по всей вероятности, наилучшей мерой фактического значения предельного динамического напряжения сдвига.

Поскольку при высоких частотах вращения ротора большое значение приобретают центробежные силы, ротационные вискозиметры нельзя использовать для определения реологических свойств при очень высоких скоростях сдвига. Для этой цели следует использовать капиллярный вискозиметр для измерений под давлением, который позволяет определять вязкость в широком диапазоне скоростей сдвига. Этот прибор особенно полезен для определения параметров реологической модели, подчиняющейся степенному закону, который будет рассмотрен в последующих разделах настоящей главы.

#### Влияние тиксотропии на буровые растворы

Если предельное статистическое напряжение сдвига измерить непосредственно после сдвигового воздействия и повторить эти измерения несколько раз через возрастающие по продолжительности периоды покоя, то выяснится, что обычно измеряемые значения напряжения растут с уменьшающейся скоростью, пока не достигается максимальное значение. Такое поведение объясняется явлением *тиксотропии*. Этот термин был введен Фрейндлихом для обратимого изотермического превращения коллоидный золь—гель. Применительно к буровым растворам это явление вызывается медленной переориентацией глинистых пластинок в направлении с минимальной свободной поверхностной энергией (см. главу 4), в результате чего уравниваются электростатические заряды на поверхности глинистых частиц. После определенного периода покоя тиксотропный буровой раствор начнет течь только в том случае, если приложенное напряжение превысит прочность геля. Иными словами, предельное статистическое напряжение сдвига становится равным предельному динамическому напряжению сдвига  $\tau_0^*$ . При постоянной скорости сдвига агрегаты глинистых пластинок постепенно перестраиваются в соответствии с преобладающими условиями сдвига, а эффективная вязкость со временем уменьшается до некоторого постоянного значения, при котором структурообразующие и структуроразрушающие силы находятся в состоянии равновесия. Если скорость сдвига повысится, со временем произойдет дополнительное снижение эффективной вязкости, пока не будет достигнуто равновесное значение, характерное для

данной скорости сдвига. Если после этого скорость сдвига понизится до первого значения, эффективная вязкость начнет возрастать до равновесного значения, соответствующего этой первой скорости сдвига. В связи с отмеченным явлением первоначальное определение тиксотропии было дополнено признаком обратимого изотермического изменения вязкости во времени при постоянной скорости сдвига.

Тиксотропию не следует смешивать с пластичностью. Как уже было показано, эффективная вязкость бингамовской вязкопластичной жидкости зависит от скорости сдвига, так как структурная составляющая эффективной вязкости образует уменьшающуюся с увеличением скорости деформации часть общего сопротивления сдвигу. Вязкость тиксотропной жидкости зависит от длительности воздействия касательного напряжения, а также от скорости сдвига, так как структурная вязкость изменяется во времени в соответствии со сдвиговой предысторией жидкости.

По этой причине тиксотропные системы называют «жидкостями с памятью». Будет ли бингамовская вязкопластичная жидкость тиксотропной, зависит от состава и электрохимических условий. Быстро выявить тиксотропность жидкости можно с помощью ротационного вискозиметра, снабженного координатным графопостроителем, путем повышения, а затем снижения частоты вращения ротора. Если на диаграмме появляется петля гистерезиса, жидкость тиксотропна.

Явление, противоположное тиксотропии, называется *реопексией*. Вязкость реопектических жидкостей при постоянной скорости сдвига со временем возрастает. О явлении реопексии в буровых растворах пока сообщений не было.

Влияние тиксотропии на измеряемые реологические параметры буровых растворов впервые было исследовано Джоунзом и Бэбсоном. При постоянной скорости сдвига тиксотропных буровых растворов в вискозиметре Макмайкла они наблюдали

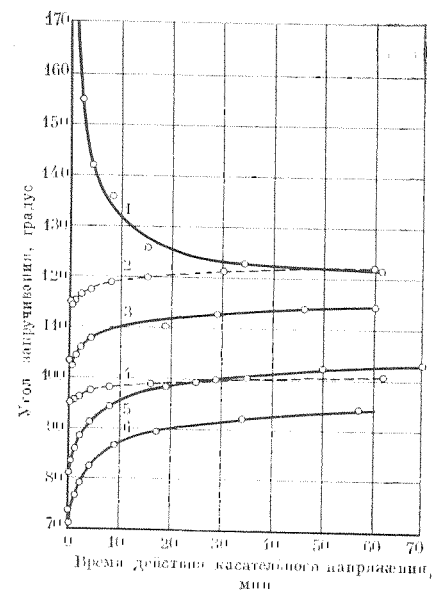


Рис. 5.13. Поведение глинистого бурового раствора в ходе исследований с помощью вискозиметра Макмайкла при различной сдвиговой предыстории  $A$  (частота вращения, при которой достигалось равновесие) и развиваемых частотах вращения  $B$  в эксперименте:

1 —  $A=0$  (покой);  $B=188,7$  мин<sup>-1</sup>; 2 —  $A=278,6$  мин<sup>-1</sup>;  $B=188,7$  мин<sup>-1</sup>; 3 —  $A=278,6$  мин<sup>-1</sup>;  $B=150,0$  мин<sup>-1</sup>; 4 —  $A=119,2$  мин<sup>-1</sup>;  $B=80,8$  мин<sup>-1</sup>; 5 —  $A=278,6$  мин<sup>-1</sup>;  $B=80,8$  мин<sup>-1</sup>; 6 —  $A=278,6$  мин<sup>-1</sup>;  $B=50$  мин<sup>-1</sup>.

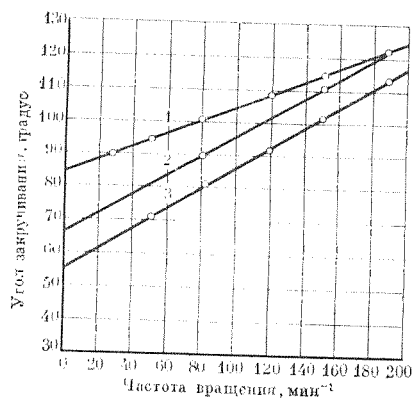


Рис. 5.14. Кривые течения при равновесных и мгновенных значениях для глинистого бурового раствора, поведение которого показано на рис. 5.13. Пластическая вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига определены по кривым (2 и 3) мгновенных значений:

1 — показания, зарегистрированные после выдержки 1 ч при частоте вращения в ходе испытания; 2 — минимальные значения, зарегистрированные после достижения равновесного состояния в процессе предварительного создания касательного напряжения, при частоте вращения 188,7 мин<sup>-1</sup>; 3 — минимальные значения, зарегистрированные после достижения равновесного состояния в процессе предварительного создания касательного напряжения, при частоте вращения 278,6 мин<sup>-1</sup>.

изменение вращающегося момента во времени. На рис. 5.13 кривая 1 отражает результаты, полученные при исследовании структурированного бурового раствора при постоянной частоте вращения 188,7 мин<sup>-1</sup>. Вращающий момент, определяемый углом закручивания проволоки, в течение первых 15 мин резко снижался, затем почти 45 мин отмечали его медленное снижение, пока не достигалось равновесие. Кривая 2 характеризует поведение бурового раствора после предварительного создания касательного напряжения при частоте вращения 278,6 мин<sup>-1</sup>, которая поддерживалась до момента достижения равновесия, затем частота вращения была снижена до 188,7 мин<sup>-1</sup>. Следует обратить внимание на то, что вращающий момент постепенно увеличивался до равновесного значения кривой 1. Кривые 4 и 5 показывают, что независимо от того, происходил ли предварительный сдвиг раствора при частоте вращения 119,2 или 278,6 мин<sup>-1</sup>, при частоте вращения 80,8 мин<sup>-1</sup> в ходе исследований были получены примерно одинаковые равновесные значения. Исследования подтвердили, что тиксотропные буровые растворы имеют определенное равновесное значение, соответствующее конкретной скорости сдвига, при которой оно измеряется, и что это значение не зависит от сдвиговой предыстории.

На рис. 5.14 кривая 1 определяет равновесные условия течения бурового раствора при частотах вращения от 188,7 до 21 мин<sup>-1</sup>. Джоунз и Бэбсон подчеркивали, что понятия пластической вязкости и предельного динамического напряжения сдвига не могут быть применены к этой кривой, так как каждая ее точка характеризует различную степень разрушения структуры. Иными словами, кривая равновесных значений связывает напряжение как со скоростью сдвига, так и со временем, в то время как в уравнениях течения напряжение есть функция только скорости сдвига. Имеющие смысл значения пластической вязкости и предельного динамического напряжения сдвига могут

быть получены только при достижении равновесного состояния при конкретной частоте вращения с последующей (как можно более быстрой) регистрацией вращающего момента при меньшей частоте вращения, до того как произойдут тиксотропные изменения. Кривые 2 и 3 на рис. 5.14 показывают эти мгновенные величины после предварительного сдвига при частотах вращения 188,7 и 278,6 мин<sup>-1</sup> соответственно. Для каждой скорости предварительного сдвига площадь между кривыми равновесных и мгновенных значений характеризует условия течения в произвольное время при любой меньшей частоте вращения.

Влияние сдвиговой предыстории на вязкость было также показано Ченгом. Он изучал поведение бентонитовых суспензий,

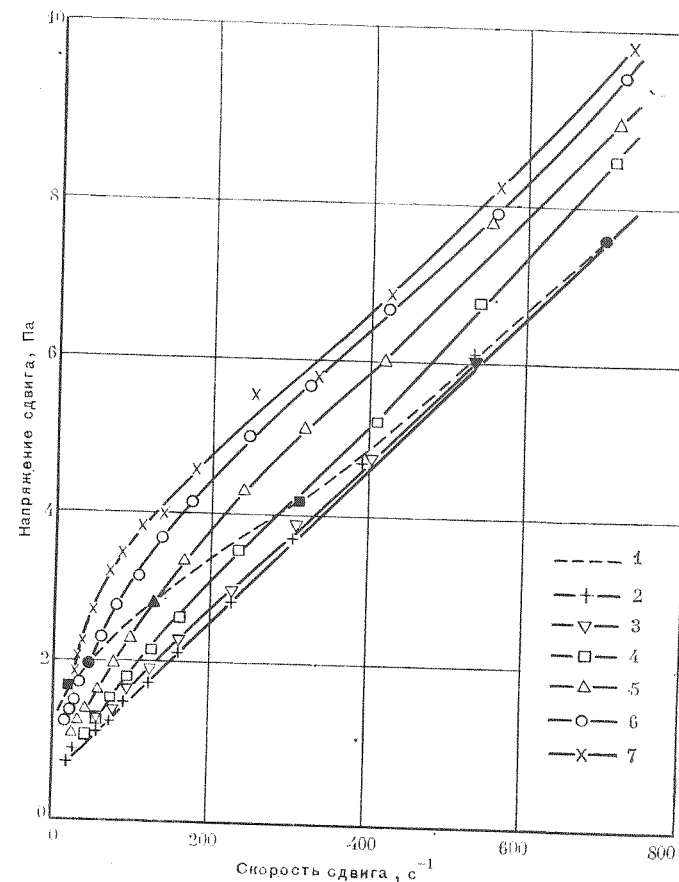


Рис. 5.15. Кривые течения при равновесной и мгновенной вязкостях 4,8 %-ной бентонитовой суспензии:

1 — равновесная эффективная вязкость. Мгновенная эффективная вязкость после предварительного сдвигового воздействия с достижением различных значений равновесной вязкости в мПа·с: 2 — 11; 3 — 11,4; 4 — 13,6; 5 — 22,4; 6 — 47,2; 7 — 90,4

которые подвергались сдвигу до равновесного состояния при скоростях сдвига от 700 до 20  $\text{с}^{-1}$ . В каждом случае строили кривые мгновенных значений при скоростях сдвига менее 700  $\text{с}^{-1}$ . Результаты исследований 4,8 %-ной бентонитовой суспензии, отраженные на рис. 5.15, показали, что мгновенная эффективная вязкость при частоте вращения 700  $\text{мин}^{-1}$  изменялась от 11 до 90,4  $\text{мПа} \cdot \text{с}$  в зависимости от скорости предварительного сдвига.

Результаты экспериментов, изложенные выше, показывают, что при определении параметров течения тиксотропных буровых растворов необходимо принимать во внимание сдвиговую предысторию сдвига. Например, при сравнении характеристик течения различных буровых растворов, последние должны быть подвергнуты предварительному сдвигу до состояния равновесия при стандартной скорости. Когда реологические параметры предполагается использовать для расчета перепада давления в скважине, в буровом растворе необходимо создать касательные напряжения, соответствующие скорости сдвига, преобладающей в интересующей точке скважины.

Следует иметь в виду, что продолжительность сдвигового воздействия, необходимого для достижения состояния равновесия, может оказаться больше или меньше 1 ч, фигурировавшего в сообщении Джоунза и Бэбсона. На рис. 5.16 демонстрируется экстремальный случай, когда для предварительного сдвига флокулированной моноионной суспензии монтмориллонита понадобилось очень много времени. Для предварительного сдвига буровых растворов, доставленных в лабораторию с буровой, с целью привести их в состояние, аналогичное существующему в скважине, также может потребоваться длительный срок.

Слибар и Пэслей получили систему определяющих уравнений с пятью физическими параметрами, которую можно использовать для прогнозирования влияния сдвиговой предыстории на течение тиксотропных материалов. Они установили хорошее совпадение аналитических прогнозов с результатами экспериментов Джоунза и Бэбсона.

Высокое предельное статическое напряжение сдвига, которое приобретают тиксотропные растворы после продолжительных периодов покоя, создает еще одну трудность для инженера-буровика. Предельное статическое напряжение сдвига, приобретаемое раствором при длительном состоянии покоя, является главным фактором, определяющим отрицательные и положительные импульсы давления, при спуско-подъемных операциях, а также давление, необходимое для восстановления циркуляции после смены долота. К сожалению, предельное статическое напряжение сдвига буровых растворов со временем изменяется в широких пределах в зависимости от состава, степени флокуляции и т. д. (рис. 5.17), и нет хорошо обоснованных методов прогнозирования этого напряжения после долгого хранения раствора. Единственный серьезный шаг в этом направлении был сделан Гаррисоном, который вывел следующее

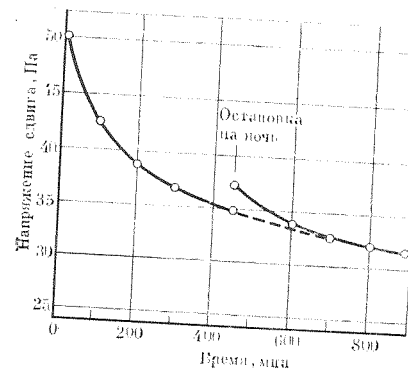


Рис. 5.16. Медленное разрушение геля при сдвиговом воздействии на 4 %-ный раствор чистого натриевого монтмориллонита с добавкой 50 экв/л NaCl. (Постоянная скорость сдвига 480  $\text{с}^{-1}$ )

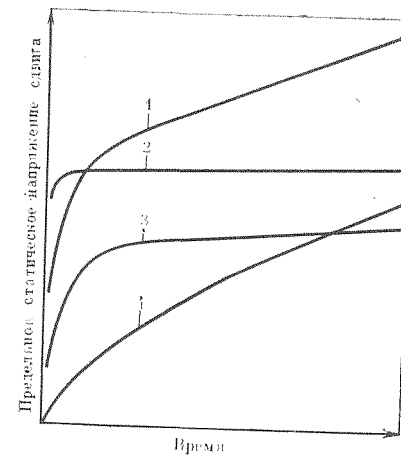


Рис. 5.17. Увеличение со временем предельного статического напряжения сдвига для буровых растворов различных типов: 1 — раствор высокой плотности; 2 — флокулированный раствор; 3 — необработанный раствор; 4 — пептизированный раствор

уравнение, наблюдая за скоростями структурирования растворов калифорнийских бентонитов:

$$S = S'kt/(1 + kt), \quad (5.30)$$

где  $S$  — предельное статическое напряжение сдвига для произвольного времени  $t$ ;  $S'$  — максимальное статическое напряжение сдвига;  $k$  — константа скорости структурообразования. Уравнение можно записать в следующем виде:

$$t/S = t/S' + 1/(S'k).$$

Графическая зависимость  $t/S$  от  $t$  должна выражаться прямой линией, наклон которой определяет значение  $k$ , а пересечение с осью ординат — значение  $1/(S'k)$ . На рис. 5.18 приведены зависимости предельного статического напряжения сдвига от времени для нескольких бентонитовых суспензий, а на рис. 5.19 — зависимости  $t/S$  от  $t$  для тех же суспензий. В табл. 5.1 даны значения максимального статического напряжения сдвига и константы скорости структурообразования, рассчитанные по уравнению (5.30).

На основании анализа опубликованных данных нельзя утверждать, что уравнение (5.30) пригодно и для других буровых растворов, помимо суспензий бентонитов, испытанных Гаррисоном. Уэйнтриг и Хьюз измеряли предельные статические напряжения сдвига некоторых буровых растворов, содержащих сернокислый кальций и феррохромлигносульфонат, в ротационном вискозиметре после выдержки вплоть до 24 ч. При сопоставлении

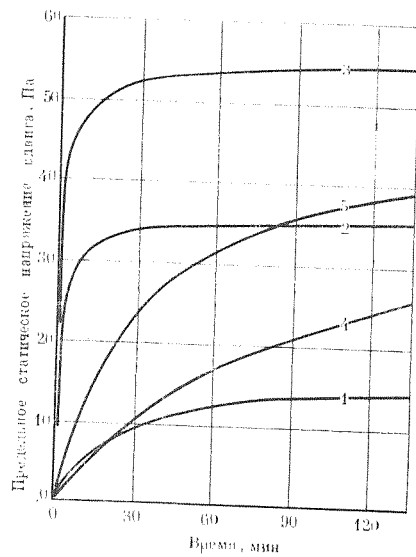


Рис. 5.18. Зависимость предельного статического напряжения сдвига от времени для различных суспензий калифорнийских бентонитов, приведенных в табл. 5.1

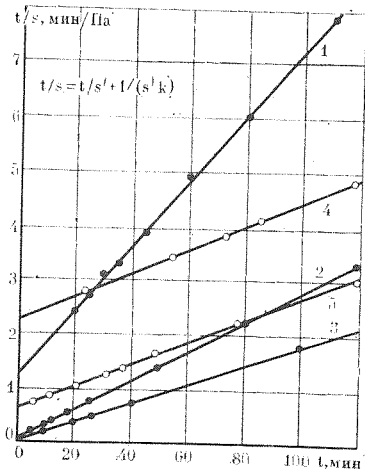


Рис. 5.19. Зависимость  $t/S$  от  $t$  для различных суспензий калифорнийских бентонитов, приведенных в табл. 5.1

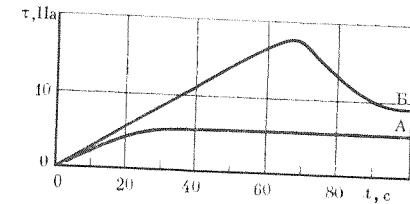
ставлении полученных ими данных с результатами расчетов по уравнению (5.30) отмечается лишь кажущееся совпадение при продолжительности покоя до 2 ч, несмотря на значительный разброс показаний вискозиметра. После 2 ч измеренные данные сильно отличались от расчетных.

Работы этих исследователей продемонстрировали неполноценность принятого метода оценки предельного статического напряжения сдвига после периода покоя продолжительностью 10 с и 10 мин. Рис. 5.18, например, свидетельствует о том, что

Таблица 5.1  
КОНСТАНТЫ СКОРОСТИ СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ, РАССЧИТАННЫЕ ПО ДАННЫМ РИС. 5.18

Номер кривой	Состав суспензии	$S'$ , Па	$k$	pH
1	4,5 % бентонита	16,5	0,047	9,2
2	5,5 % бентонита	35,6	0,75	9,2
3	6,5 % бентонита	54,6	0,79	9,2
4	5,5 % бентонита и 1 % танната натрия	50,0	0,0089	9,2
5	5,5 % моноклонного натриевого монтмориллонита	47,7	0,033	9,9

Рис. 5.20. Типичные кривые изменения касательных напряжений во времени:  
А — непосредственно после разрушения структуры; Б — после заданного периода покоя



предельное статическое напряжение сдвига может расти очень быстро сразу после прекращения действия сдвига, поэтому начальное предельное статическое напряжение сдвига (как его обычно определяют) сильно зависит от времени. Таким образом, действительное начальное значение определить очень трудно. Рис. 5.18 показывает также, что предельное статическое напряжение сдвига через 10 мин не является надежным показателем максимального статического напряжения сдвига. Например, на основании кривых 1 и 4 можно сделать заключение, что предельные статические напряжения сдвига этих двух суспензий

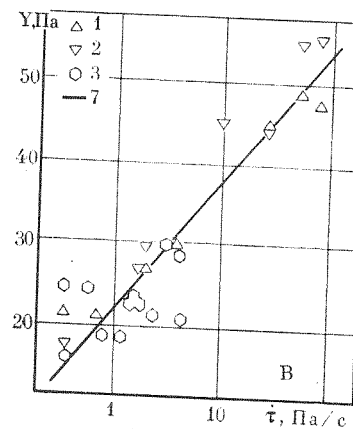
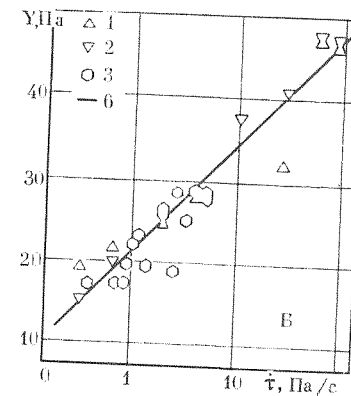
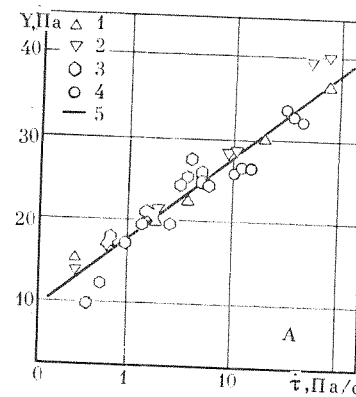


Рис. 5.21. Повышение предельного статического напряжения сдвига через 10 мин (А), 30 мин (Б) и 60 мин (В) с увеличением скорости изменения приложенной нагрузки:

1 — измерение в вискозиметре с бобом 1 и наружным цилиндром 1; 2 — измерение в вискозиметре с бобом 1 и наружным цилиндром 2; 3 — измерение в трубке, давление создается воздухом; 4 — измерение в трубке, давление создается насосом; 5 —  $Y=0,09275 \ln(\dot{\tau})+0,7387$ ; 6 —  $Y=0,1189 \ln(\dot{\tau})+0,9066$ ; 7 —  $Y=0,1361 \ln(\dot{\tau})+1,005$



через 10 мин примерно одинаковы, однако в табл. 5.1 видно, что максимальное напряжение сдвига для суспензии, которой соответствует кривая 1, равно 16,5 Па, а для суспензии, которой соответствует кривая 4, — 50 Па.

Одной из очевидных причин разброса значений при определении предельного статического напряжения сдвига являются изменения в скорости приложения нагрузки. Важность этого фактора доказали Лорд и Мензис, которые измеряли предельное статическое напряжение сдвига 10 %-ной суспензии бентонита в усовершенствованном ротационном вискозиметре Фэнна при частотах вращения от 0,5 до 100 мин<sup>-1</sup> и регистрировали изменение напряжения во времени. На рис. 5.20 показан вид полученных ими кривых. Максимальное зарегистрированное напряжение принималось ими в качестве предельного статического напряжения сдвига, а начальный наклонный участок кривой, по их мнению, характеризовал скорость изменения приложенной нагрузки. Из рис. 5.21 следует, что измеренные предельные статические напряжения сдвига (обозначены буквой  $\gamma$ ) резко возрастали с увеличением скорости приложения нагрузки (обозначенной буквой  $\tau$ ). В ряде экспериментов с использованием трубного вискозиметра Лорд и Мензис отмечали, что давление, разрушающее структуру бурового раствора, росло с увеличением скорости изменения давления на насосе.

В связи с вышесказанным авторы считают, что необходимо разработать метод прогнозирования предельного статического напряжения сдвига после длительного периода покоя, чтобы можно было более точно рассчитывать давления, необходимые для восстановления циркуляции бурового раствора.

### Псевдопластичные жидкости

Псевдопластичные жидкости не имеют предельного динамического напряжения сдвига; графики их консистенции проходят через начало координат. Эти графики нелинейны, но при высоких скоростях сдвига приближаются к прямой. Если значения напряжений, измеренных при высоких скоростях сдвига, экстраполировать до оси ординат, то может показаться, что эти жидкости, как и бингамовские вязкопластичные жидкости, имеют предельное динамическое напряжение сдвига (рис. 5.22). Этим и объясняется название «псевдопластичные жидкости».

Типичными псевдопластичными жидкостями являются суспензии полимеров с длинными цепями. В состоянии покоя цепи беспорядочно спутаны; однако структуры не образуются, так как между молекулами действуют преимущественно отталкивающие электростатические силы. Когда суспензия начинает двигаться, цепи имеют тенденцию выстраиваться параллельно направлению течения; эта тенденция усиливается с повышением скорости сдвига, поэтому эффективная вязкость снижается.

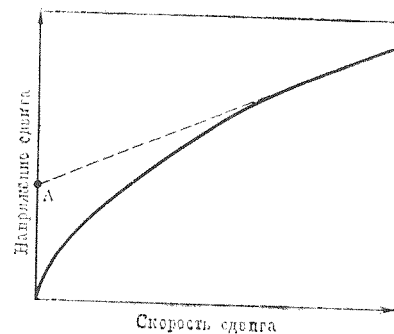


Рис. 5.22. Кривая консистенции псевдопластичной жидкости (точка А — кажущееся предельное динамическое напряжение сдвига)

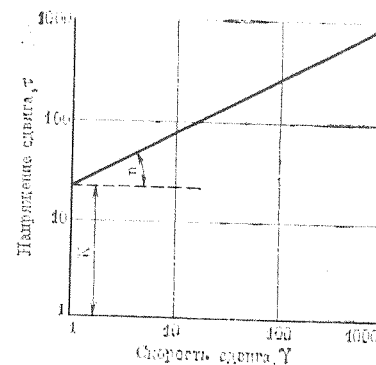


Рис. 5.23. Логарифмический график консистенции жидкости, подчиняющейся идеальному степенному закону

График консистенции модели псевдопластичной жидкости описывается эмпирическим уравнением, известным под названием «идеальный степенной закон»

$$\tau = K (dv/dr)^n, \quad (5.31)$$

где  $K$  и  $n$  — константы, характеризующие поведение движущейся жидкости ( $K$  — показатель консистенции, которая играет роль вязкости ньютоновской жидкости, но выражается в динах на квадратный сантиметр;  $n$  — показатель нелинейности, характеризующий степень отклонения от ньютоновской жидкости).

Фактически идеальный степенной закон описывает три модели течения в зависимости от значения  $n$ :

- псевдопластичную при  $n < 1$  — эффективная вязкость снижается с увеличением скорости сдвига;
- ньютоновскую при  $n = 1$  — вязкость остается постоянной при изменении скорости сдвига;
- дилатантную при  $n > 1$  — эффективная вязкость повышается с увеличением скорости сдвига.

Поскольку уравнение (5.31) можно представить в виде

$$\lg \tau = \lg K + n (\lg \gamma), \quad (5.32)$$

график зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига в логарифмическом масштабе линеен. Как видно на рис. 5.23, наклон прямой определяет  $n$ , а пересечение прямой с осью напряжений при  $\gamma = 1$  определяет  $K$  (так как  $\lg 1 = 0$ ).

$K$  и  $n$  можно оценить непосредственно по графику либо рассчитать по двум значениям напряжения.

$$n = (\lg \tau_1 - \lg \tau_2) / (\lg \gamma_1 - \lg \gamma_2); \quad (5.33)$$

$$\lg K = \lg \tau_1 - n \lg \gamma_1;$$

$$K = \tau_1 / \gamma_1^n. \quad (5.34)$$

Например, если измерения производятся в вискозиметре с прямым отсчетом при частотах вращения 300 и 600 мин<sup>-1</sup>, то

$$n = (\lg \theta_{600} - \lg \theta_{300}) / (\lg 1022 - \lg 511) = 3,32 \lg (\theta_{600} / \theta_{300}); \quad (5.35)$$

$$\lg K = \lg \theta_{600} - 3,0094n;$$

$$K = \theta_{600} / (1022)^n, \quad (5.36)$$

где  $K$  измеряется в фунтах на 100 квадратных футов.

Графическая интерпретация этих уравнений приведена на рис. 5.24. Эффективная вязкость жидкости, подчиняющейся идеально степенному закону, определяется по уравнению

$$\mu_e = \tau / \dot{\gamma} = K (\dot{\gamma})^n / \dot{\gamma} = K (\dot{\gamma})^{n-1}, \quad (5.37)$$

где  $K$  выражается в динах на квадратный сантиметр;  $\dot{\gamma}$  — в обратных секундах;  $\mu_e$  — в паузах.

Для ньютоновских жидкостей ( $n=1$ ) угол наклона графика консистенции в логарифмическом масштабе всегда равен 45°. Если напряжение выражено в паскалях, пересечение реологической кривой с осью ординат при  $\dot{\gamma}=1$  определит вязкость в паскаль-секундах (рис. 5.25).

Профиль скоростей псевдопластичных жидкостей имеет в центре пологий участок, такой же, как на рис. 5.8 для бингамовской вязкопластичной жидкости, хотя псевдопластичные жидкости и не имеют конечного предельного динамического напряжения сдвига, следовательно, при их течении в трубе жесткое ядро отсутствует. Уплотнение профиля связано с уменьшением локальных скоростей сдвига в направлении к центру трубы и, следовательно, с повышением локальной вязкости. Степень уплотнения повышается с уменьшением  $n$  в соответствии со следующим уравнением:

$$\frac{v}{V} = \frac{(1-3n)}{(1+n)} \left[ 1 - \left( \frac{r}{R} \right)^{n+1/n} \right], \quad (5.38)$$

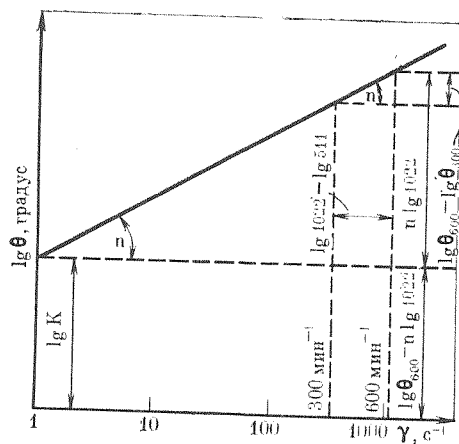


Рис. 5.24. Определение  $n$  и  $K$  по уравнениям (5.35) и (5.36) на основании результатов измерения вискозиметром с прямым отсчетом

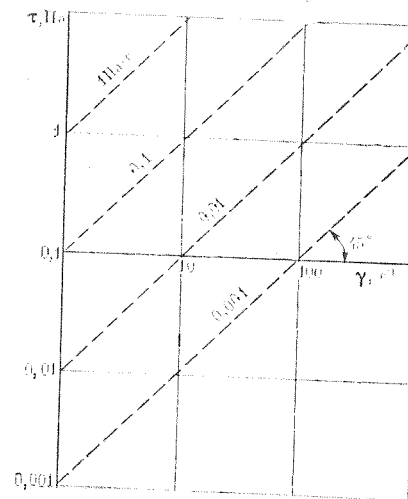


Рис. 5.25. Графики консистенции ньютоновских жидкостей в логарифмическом масштабе

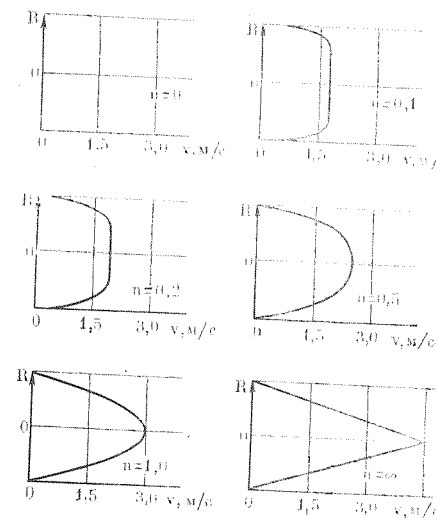


Рис. 5.26. Зависимость профиля скоростей от показателя нелинейности. (Во всех случаях средняя скорость 1,5 м/с)

где  $v$  — скорость на поверхности радиусом  $r$ ;  $V$  — средняя скорость.

На рис. 5.26 показаны профили скоростей, рассчитанные по уравнению (5.38), для нескольких значений  $n$ .

Уравнение течения псевдопластичных жидкостей в круглых трубах выводится путем интегрирования уравнения идеального степенного закона (5.31) по  $r$ , в результате получается выражение:

$$p/L = 4K [(6n+2)/n]^n V^n / D^{n+1}. \quad (5.39)$$

Это уравнение применимо только к жидкостям, подчиняющимся идеально степенному закону, графики консистенции которых в логарифмическом масштабе линейны.

### Обобщенный степенной закон

Графики консистенции большинства буровых растворов занимают промежуточное положение между кривыми течения идеальной бингамовской вязкопластичной и идеальной псевдопластичной жидкостей. Именно поэтому кривые на рис. 5.12, построенные в обычном масштабе на основании данных, полученных с помощью вискозиметра с большим набором частот вращения, нелинейны при малых частотах вращения ротора и противоречат уравнению Райнера — Ривлин; аналогично кривые на рис. 5.27 (за исключением кривой 5), построенные

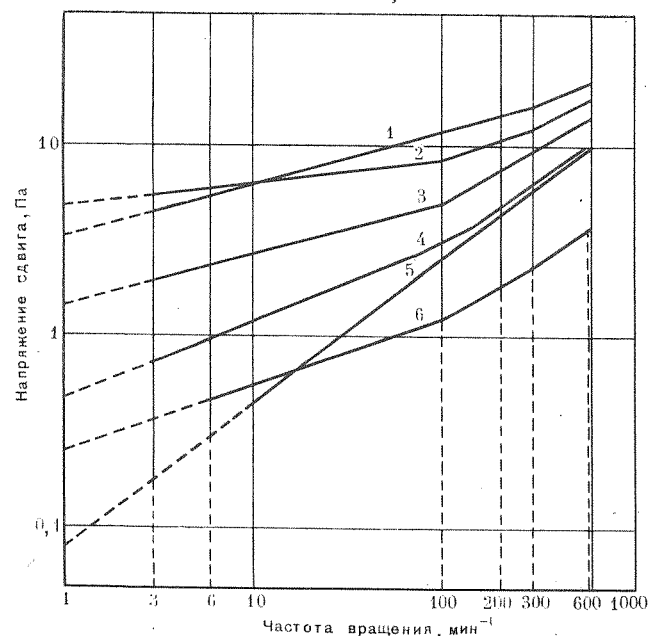


Рис. 5.27. Графики консистенции типичных буровых растворов, полученные с помощью вискозиметра с большим набором частот вращения и с прямым отсчетом:

1 — раствор, содержащий 0,3 % ксантанового полимера и 10 % бентонита (приготовлен на основе 10%-ного раствора KCl); 2 — 8 %-ный бентонитовый раствор; 3 — 5 %-ный бентонитовый раствор с добавкой 0,14 % NaCl; 4 — 5 %-ный бентонитовый раствор; 5 — 0,5 %-ный раствор гидроксизтилцеллюлозы в растворе NaCl; 6 — 4 %-ный бентонитовый раствор

в логарифмическом масштабе, также нелинейны и потому противоречат идеальному степенному закону. Растворы с низким содержанием твердой фазы, полимерные растворы, глинистые растворы, подвергнутые интенсивной обработке понизителями вязкости, а также растворы на углеводородной основе — все они преимущественно ведут себя как псевдопластичные жидкости. Буровые растворы с высоким содержанием твердой фазы, необработанные и флокулированные глинистые растворы чаще всего ведут себя как бингамовские вязкопластичные жидкости.

Обобщенный степенной закон позволяет распространить действие идеального степенного закона — уравнение (5.31) на течение разнообразных буровых растворов. Нелинейность графиков их консистенции в логарифмическом масштабе свидетельствует о том, что  $n$  и  $K$  изменяются со скоростью сдвига, хотя идеальный степенной закон требует их постоянства; поэтому уравнение (5.39) нельзя использовать для описания поведения таких растворов при течении в трубах. Метцнер и Рид для устранения этой трудности вывели обобщенный степенной закон. В основе их работ лежали концепции, выдвинутые перво-

начально Рабиновичем и Муни. Они показали, что при ламинарном течении любой жидкости, для которой касательное напряжение является функцией только скорости сдвига, характеристики потока полностью определяются отношением касательного напряжения к скорости сдвига у стенки трубы. Метцнер и Рид преобразовали уравнение Рабиновича — Муни и получили следующее выражение:

$$-\left(\frac{dv}{dr}\right)_w = \frac{3n' + 1}{4n'} \frac{8V}{D}, \quad (5.40)$$

где  $-(dv/dr)_w$  — скорость сдвига у стенки трубы:

$$n' = d \left( \lg \frac{Dp}{4L} \right) / d \left( \lg \frac{8V}{D} \right).$$

По аналогии степенной закон приобретает вид

$$\tau_w = Dp/(4L) = K' (8V/D)^{n'}, \quad (5.41)$$

где  $n'$  численно равно  $n$  и

$$K' = [(3n + 1)/(4n)]^n K. \quad (5.42)$$

Преимущество уравнения (5.41) над уравнением (5.31) заключается в том, что первое уже интегрировано и, следовательно, для него неважно, постоянны или переменны коэффициенты  $n'$  и  $K'$ . Эти параметры можно определить из зависимости  $\lg [Dp/(4L)]$  от  $\lg 8V/D$ . Когда такая зависимость нелинейна,  $n'$  и  $K'$  можно оценить по углу наклона касательной к кривой при рассматриваемом значении параметра  $8V/D$  (рис. 5.28).

Давление жидкости, текущей в круглой трубе с известной линейной скоростью, можно прогнозировать по данным, полученным в капиллярном вискозиметре под давлением. Объемные расходы измеряются в определенном диапазоне давлений и записываются в виде зависимости  $8V/D$  от  $Dp/(4L)$ , где  $D$  — диаметр капилляра, а  $L$  — его длина. Значения  $n'$  и  $K'$  определяются по наклону касательной к кривой в точке, где  $8V/D$  в трубе равно  $8V/D$  в вискозиметре (см. рис. 5.28).

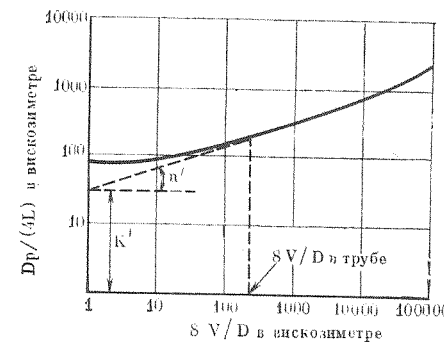


Рис. 5.28. Определение  $n'$  и  $K'$  по данным, полученным в капиллярном вискозиметре

Определять точные значения  $n'$  и  $K'$  с помощью ротационного вискозиметра более сложно. Сейвинз описал метод, основанный на связи между значениями коэффициента  $K'$  в трубе и в вискозиметре, но на практике оказалось удобней определять  $n$  и  $K$  вместо  $n'$  и  $K'$ , а затем рассчитывать потери давления в трубе по уравнению обобщенного степенного закона, который можно записать в следующем виде:

$$\tau_w = Dp/(4L) = K [(3n+1)/(4n)]^n (8V/D)^n. \quad (5.43)$$

Вполне понятно, что  $n$  и  $K$  должны определяться при скоростях сдвига, преобладающих в скважине. Поэтому необходимо использовать метод проб и ошибок. Однако на практике диапазон скоростей сдвига, достигаемый в вискозиметре Фэнна с большим набором частот вращения, обычно достаточен, так что  $n$  и  $K$  необходимо определять в этом диапазоне, как описано ниже. Для проверки можно рассчитать по уравнению (5.40) скорость сдвига у стенки буровой трубы. Если она окажется значительно отличающейся от скорости, при которой определялись  $n$  и  $K$ , эти коэффициенты и потери давления необходимо оценить повторно.

Эффективная вязкость в буровой трубе определяется по уравнению

$$\begin{aligned} \mu_e = \tau_w/\gamma_w &= \left[ K \left( \frac{3n+1}{4n} \right)^n \left( \frac{8V}{D} \right)^n \right] / \left( \frac{3n+1}{4n} \frac{8V}{D} \right) = \\ &= K \left( \frac{3n+1}{4n} \right)^{n-1} \left( \frac{8V}{D} \right)^{n-1}. \end{aligned} \quad (5.44)$$

Для течения в кольцевом пространстве скорость сдвига у стенки рассчитывается по уравнению

$$\gamma_w = (2n+1)/(3n) 12V/(D_2-D_1). \quad (5.45)$$

Тогда уравнение (5.43) принимает вид

$$(D_2-D_1) p/(4L) = K [(2n+1)/(3n)]^n [12V/(D_2-D_1)]^n, \quad (5.46)$$

следовательно,

$$\mu_e = K [(2n+1)/(3n)]^{n-1} [12V/(D_2-D_1)]^{n-1}. \quad (5.47)$$

Примеры расчета на основе приведенных уравнений рассматриваются в настоящей главе ниже.

Робертсон и Стифф предложили реологическую модель с тремя константами, которая позволяет рассчитать эффективную вязкость жидкости у стенки буровой трубы или в кольцевом пространстве по данным, полученным с помощью ротационного вискозиметра. Потери давления в этом случае подсчитываются по уравнению Пуазейля, в которое подставляется значение эффективности вязкости\*.

## ТУРБУЛЕНТНЫЙ РЕЖИМ ТЕЧЕНИЯ

### Ньютоновские жидкости

В жидкости, текущей в турбулентном режиме, происходят беспорядочные локальные флуктуации как по скорости, так и по направлению; в то же время сохраняется средняя скорость, параллельная направлению потока. Средняя локальная скорость возрастает от нуля у стенки трубы до максимума у ее оси. Поскольку турбулизация течения начинается при превышении определенной критической скорости, в сечении трубы наблюдаются три разных режима, а именно, ламинарный в непосредственной близости к стенке, где скорость ниже критического значения, центральное ядро турбулентного потока и переходная зона, располагающаяся между ними.

На рис. 5.29 показан профиль скоростей ньютоновской жидкости в турбулентном потоке. Следует обратить внимание на то обстоятельство, что этот профиль характеризует средние локальные скорости в различных точках по диаметру трубы. Поскольку фактическая локальная скорость изменяется случайным образом, наклон касательной к профилю скоростей не характеризует скорость сдвига. Определить фактическую скорость сдвига не представляется возможным, поэтому нельзя выявить зависимость между давлением и расходом в потоке на основании данных об изменении касательного напряжения со скоростью сдвига, как это делается при ламинарном режиме течения. Поведение турбулентного потока обычно описывают с помощью двух безразмерных групп, а именно: коэффициента трения Фэннинга

$$f = Dp/(2V^2 L \rho), \quad (5.48)$$

числа Рейнольдса

$$Re = DV\rho/\mu. \quad (5.49)$$

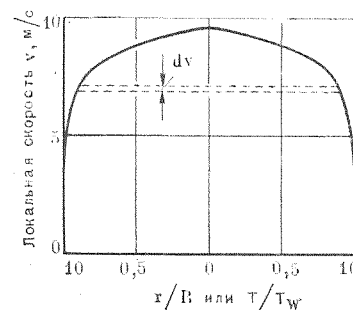


Рис. 5.29. Распределение скоростей в турбулентном потоке ньютоновской жидкости ( $Re=20\,000$ ,  $d=25$  мм, вода при температуре  $20^\circ\text{C}$ )



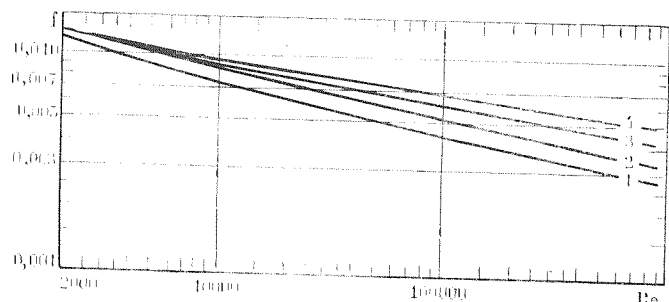


Рис. 5.30. Зависимость коэффициента трения Фэннинга в уравнении (5.48) от числа Рейнольдса:

1 — бесшовные латунные и стеклянные трубы; 2 — чистые трубы с гладкопроходными соединениями; 3 — бурлящие трубы с широкопроходными замками или кольцевое пространство в обсаженном стволе; 4 — кольцевое пространство в необсаженном стволе

Коэффициент трения Фэннинга характеризует сопротивление течению у стенки трубы. Он связан с числом Рейнольдса уравнением, которое впервые предложил фон Карман,

$$\sqrt{1/f} = A \lg(\text{Re} \sqrt{f}) + C. \quad (5.50)$$

Значения констант  $A$  и  $C$  зависят от шероховатости стенок трубы и должны определяться экспериментально. На рис. 5.30 приведены кривые, построенные с помощью уравнения фон Кармана, для различных труб и кольцевых каналов. Давления в турбулентном потоке ньютоновских жидкостей можно оценить, если рассчитать число Рейнольдса для системы, определить соответствующее значение  $f$  по рис. 5.30, а затем по уравнению (5.48) вычислить перепад давления. Следует обратить внимание на то, что вязкость влияет на давление в потоке только в той степени, в какой она определяет число Рейнольдса.

Из уравнений (5.48), (5.49) и уравнения Пуазейля (5.4) можно установить, что коэффициент трения Фэннинга связан с числом Рейнольдса при ламинарном режиме течения следующим соотношением:

$$f = 16/\text{Re}. \quad (5.51)$$

Шероховатость трубы не влияет на поведение ламинарного потока, поэтому зависимость между коэффициентом  $f$  и числом Рейнольдса одинакова для всех труб. Давления в ламинарном потоке можно прогнозировать по уравнениям (5.51) и (5.48).

Экспериментально установлено, что переход от ламинарного режима течения к турбулентному всегда происходит почти при одном и том же числе Рейнольдса. Для ньютоновских жидкостей такой переход начинается при  $\text{Re}=2100$ . При  $\text{Re}=3000$  течение полностью турбулентно.

## Неньютоновские жидкости

Коэффициент трения Фэннинга и число Рейнольдса могут быть также использованы для определения поведения турбулентного потока неньютоновских жидкостей, если при этом известны необходимые параметры течения. В прошлом стоял вопрос о том, какой параметр следует использовать в качестве вязкости в выражении для числа Рейнольдса. Для ньютоновских жидкостей такой вопрос вообще не возникает, так как их вязкость не меняется с изменением скорости сдвига; следовательно, вязкость, определенная при ламинарном режиме течения, может быть использована и для турбулентного режима.

Однако на самом деле вязкость неньютоновских жидкостей меняется в зависимости от скорости сдвига, которую для турбулентного течения определить невозможно. Метцнер и Рид показали, что эту трудность можно обойти, если эффективную вязкость оценивать по входящим в обобщенный степенной закон константам  $n'$  и  $K'$ , которые определяются по данным измерения

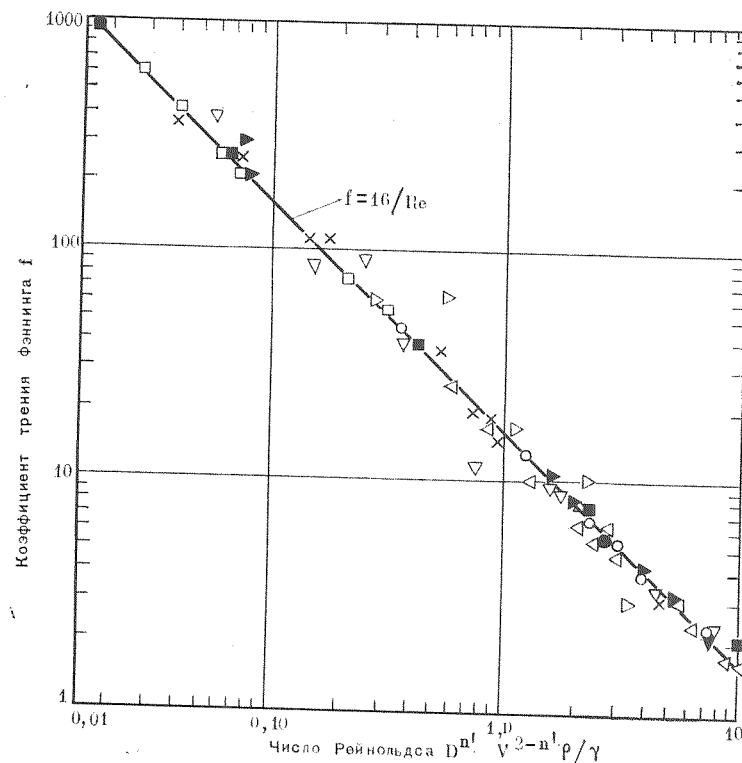


Рис. 5.31. Корреляция между коэффициентом трения и числом Рейнольдса для неньютоновских жидкостей в среднем диапазоне

в капиллярном вискозиметре без использования скорости сдвига, как показано на рис. 5.28.

При подстановке эффективной вязкости, определенной таким способом, в формулу числа Рейнольдса получим

$$Re' = DV\rho/[K'(8V/D)^{n'-1}] = D^{n'}V^{2-n'}\rho/(K'8^{n'-1}). \quad (5.52)$$

Следует обратить внимание на то, что течение в капиллярном вискозиметре должно быть ламинарным. Для проверки достоверности обобщенного числа Рейнольдса  $Re'$  Метцнер и Рид определили его по результатам большого числа экспериментов, в которых различные исследователи изучали течение ньютоновских жидкостей в трубах, и построили зависимость коэффициента трения Фэннинга от найденного числа Рейнольдса (рис. 5.31). Они выявили хорошее совпадение полученных данных с графиком классической зависимости для ньютоновских жидкостей  $f = 16/Re$ , удовлетворительное согласование с критическим числом Рейнольдса, равным 2100, но плохое согласование с уравнением фон Кармана для турбулентного режима течения.

Для того чтобы уравнение фон Кармана сделать пригодным для турбулентного течения неньютоновских жидкостей Додж и Метцнер привели его к обобщенному виду.

$$\sqrt{1/f} = A_{1n} \lg [Re' (f)^{1-n'/2}] + C_n', \quad (5.53)$$

где  $A_{1n}$  и  $C_n'$  безразмерные функции  $n$ .

Следует отметить, что для ньютоновских жидкостей ( $n=1$ ) уравнение (5.53) принимает вид уравнения фон Кармана (5.50).

Значения констант находили путем определения  $n'$  и  $K'$  для нескольких жидкостей, подчиняющихся идеальному степенному закону, при помощи капиллярного вискозиметра, затем определяли соответствующие значения  $f$  при помощи трубного вискозиметра. Было установлено, что

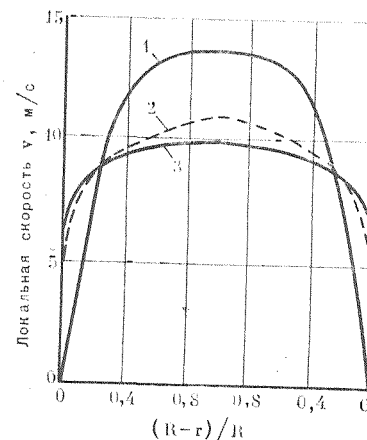
$$A_{1n} = 4,0/(n')^{0,75}, \quad C_n' = -0,40/(n')^{1,2}.$$

Уравнение (5.53) было выведено для жидкостей, подчиняющихся идеальному степенному закону. Строго говоря, оно неприменимо к бингамовской вязкопластичной жидкости и промежуточным жидкостям вследствие изменений  $n'$  в зависимости от скорости сдвига. Однако Додж и Метцнер показали, что изменения  $n'$  не оказывают серьезного влияния на среднюю скорость потока в центральной части трубы, где профиль скоростей уплощен (рис. 5.32), поэтому уравнение (5.53) обеспечивает вполне приемлемую аппроксимацию турбулентного течения рассматриваемых жидкостей, если  $n'$  и  $K'$  определяются при напряжениях, преобладающих у стенки трубы.

Для проверки справедливости этого заключения необходимо было воспользоваться методом проб и ошибок для оценки напряжений на стенке, определяющих  $n'$  и  $K'$  [26]. Этот путь

Рис. 5.32. Типичные расчетные профили скоростей. (Все кривые рассчитаны при  $n'=0,377$ ;  $Re'=4876$ ;  $V=8,89$  м/с):

1 — ламинарное течение; 2 — турбулентное течение ньютоновской жидкости; 3 — турбулентное течение неньютоновской жидкости



несложен, если учесть, что на графиках для большинства жидкостей, подчиняющихся степенному закону, имеются протяженные зоны, в которых  $n'$  и  $K'$  почти постоянны. Кроме того, они меняются в противоположных направлениях. Поэтому  $Re'$  почти не зависит от напряжения сдвига, при котором определяются  $n'$  и  $K'$ .

Программой экспериментов предусматривалось проведение большого числа опытов по исследованию течения жидкостей, подчиняющихся степенному закону и не подчиняющихся ему, в трубах диаметром 13, 25 и 51 мм. На рис. 5.33 сопоставлены значения  $f$ , рассчитанные по уравнению (5.53) на основании данных испытаний в капиллярном вискозиметре и измеренные в экспериментах с использованием труб. Хорошее совпадение данных (максимальное отклонение 8,5 %, среднее отклонение 1,9 %) для суспензий аттапульгитовой глины и полимерных гелей, подчиняющихся идеальному степенному закону, свидетельствует о том, что уравнение (5.53) справедливо для суспензий глины, если параметры течения определяются при напряжениях, преобладающих у стенки трубы.

Додж и Метцнер построили зависимость между  $f$  и  $Re'$  для различных значений  $n$ , как показано на рис. 5.34. Эта зависимость позволяет легко оценивать  $f$  при проведении гидравлических расчетов в процессе бурения скважины. Лучше всего  $n'$  и  $K'$  определять с помощью капиллярного вискозиметра, но удовлетворительные результаты можно получить и в вискозиметре с коаксиальными цилиндрами, если эти коэффициенты в зависимости от скорости сдвига меняются незначительно, что для буровых растворов обычно характерно при скоростях сдвига выше  $300 \text{ с}^{-1}$ . Константы  $n$  и  $K$  удобно определять по показателям вискозиметра Фэнна при частотах вращения 300 и  $600 \text{ мин}^{-1}$  [уравнения (5.35) и (5.36)] и затем рассчитывать эффективную вязкость по уравнениям (5.44) и (5.47). В таком

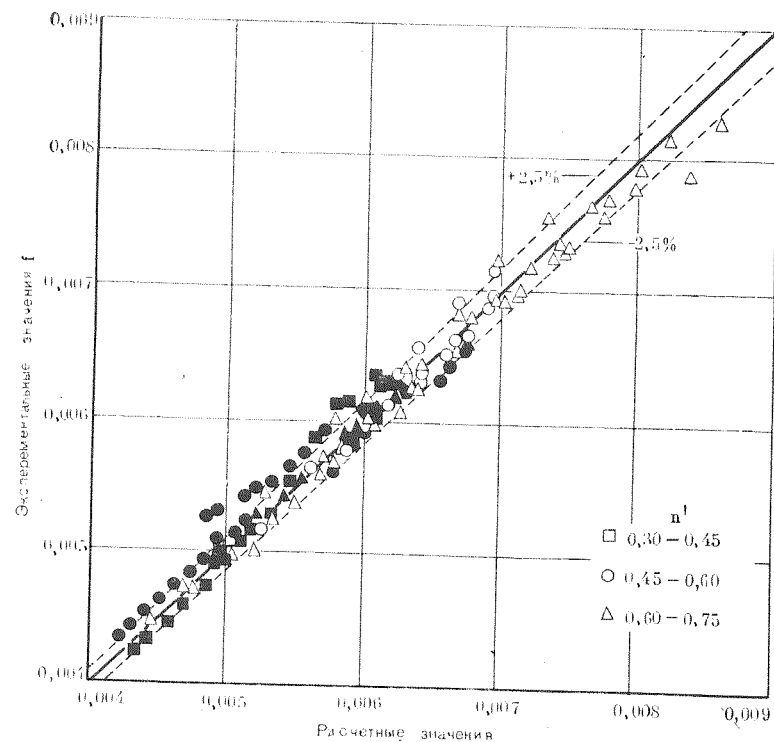


Рис. 5.33. Сравнение экспериментальных и расчетных коэффициентов трения при турбулентном течении неньютоновской жидкости для различных диапазонов значений  $n'$  (зачерненные значки для суспензий, светлые значки для полимерных гелей)

случае обобщенное число Рейнольдса для течения в бурильных трубах определится по уравнению

$$Re' = DV\rho/\mu_e = DV\rho/\left[K\left(\frac{3n+1}{4n}\right)^{n-1}\left(\frac{8V}{D}\right)^{n-1}\right], \quad (5.54)$$

а для течения в кольцевом пространстве — по уравнению

$$Re' = (D_2 - D_1)V\rho/\mu_e = (D_2 - D_1)V\rho/\left[K\left(\frac{2n+1}{3n}\right)^{n-1}\left(\frac{12V}{D_2 - D_1}\right)^{n-1}\right]. \quad (5.55)$$

Пригодность данных, полученных с помощью ротационного вискозиметра, подтверждается проведенными Фонтено и Кларком промышленными экспериментами, в которых они определяли эффективную вязкость по показаниям при частотах вращения 300 и 600  $\text{мин}^{-1}$ , рассчитывали  $Re'$  по уравнению (5.54), а  $f$  — по уравнению (5.53). Расчетные значения перепада давления

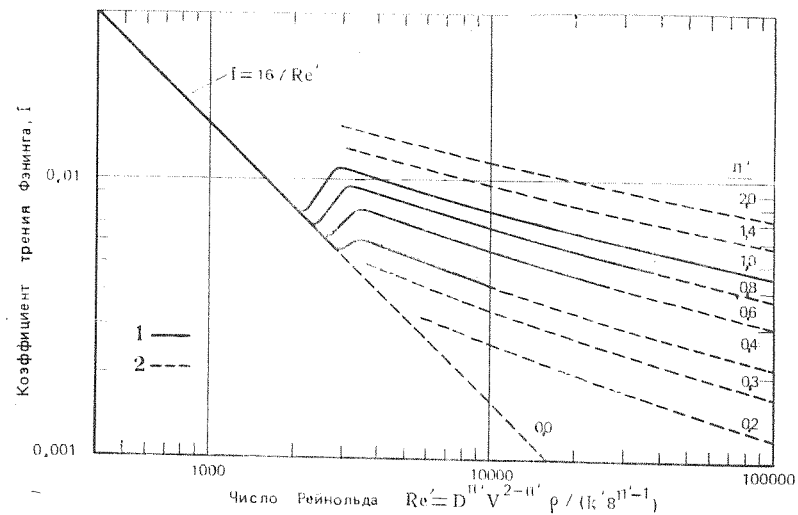


Рис. 5.34. Зависимость коэффициента трения Фэннинга от обобщенного числа Рейнольдса. Следует отметить, что для заданного числа Рейнольдса  $f$  сильно зависит от  $n'$ :

1 — экспериментальные данные; 2 — экстраполированные данные

в бурильной колонне хорошо совпадали с результатами измерений забойными манометрами.

Выводы, сделанные Доджем и Метцнером, противоречат существующим представлениям и до сих пор еще не получили всеобщего признания в нефтяной промышленности. Прежде прямо или косвенно исходили из предположения, что зависимость  $f-Re$  одинакова как для ньютоновских, так и для неньютоновских жидкостей. Однако теперь доказано, что это предположение может привести к серьезным ошибкам при определении значения  $f$ , особенно при числах Рейнольдса, превышающих критическое значение.

Применение зависимости  $f-Re$ , характерной для ньютоновских жидкостей, при интерпретации данных экспериментов с течением в трубах приводит к неправильным представлениям о вязкости неньютоновских жидкостей, движущихся в турбулентном режиме. К числу таких ошибочных представлений относятся выводы о том, что вязкость неньютоновской жидкости равна или кратна пластической вязкости либо она равна вязкости жидкой фазы или является функцией содержания твердой фазы. Полученные при этом значения вязкости обычно оказывались слишком низкими и на первый взгляд не изменялись в зависимости от скорости течения. Последнее заключение побудило ряд авторов рекомендовать использовать в гидравлических расчетах при турбулентном режиме постоянное значение вязкости 3  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ . На самом деле, как показали Додж и

Метцнер в своих экспериментах, вязкость при турбулентном режиме может изменяться в 3 раза при пятикратном изменении числа Рейнольдса. Но значительные колебания вязкости не приводят к таким же большим ошибкам при определении значений  $f$ , которые сравнительно мало зависят от  $Re$  (см. рис. 5.34).

### Возникновение турбулентности

На рис. 5.34 видно, что для неньютоновской жидкости с  $n = 0,4$  турбулентность не развивается до тех пор, пока число Рейнольдса не станет равным 2900, в то время как для ньютоновской жидкости критическое значение равно 2100. Это различие весьма существенно, поскольку при прочих равных условиях скорость течения неньютоновской жидкости должна быть на 38 % выше. Эти цифры свидетельствуют о важности использования обобщенного числа Рейнольдса вне зависимости от режима течения неньютоновской жидкости. Обобщенное число Рейнольдса для системы может быть определено из уравнения (5.54) или (5.55), его критическое значение — из рис. 5.34 при известном значении  $n$  для конкретной жидкости.

Райан и Джонсон ввели альтернативный критерий — *параметр стабильности Z*, определяющий точку, в которой возникает турбулентность. Главное

преимущество такого подхода заключается в постоянстве критического значения, независимо от  $n$ . По теории Райана и Джонсона турбулентное течение возникает в точке  $r/R$ , в которой параметр  $Z$  максимален, а локальное число Рейнольдса составляет 2100. Максимальное значение  $Z$  для всех жидкостей равно 808. Для ньютоновских жидкостей при максимальном  $Z$   $r/R = 1/3^{0,5}$ , для неньютоновских жидкостей  $r/R$  возрастает с уменьшением  $n$ . Таким образом критическое значение  $Z$ , равное 808, не зависит от  $n$ , но средняя скорость течения, необходимая для возникновения турбулентности, возрастает со снижением  $n$ , что не противоречит выводам Доджа и Метцнера. Райан и Джонсон подтвердили свою теорию экспериментальными данными.

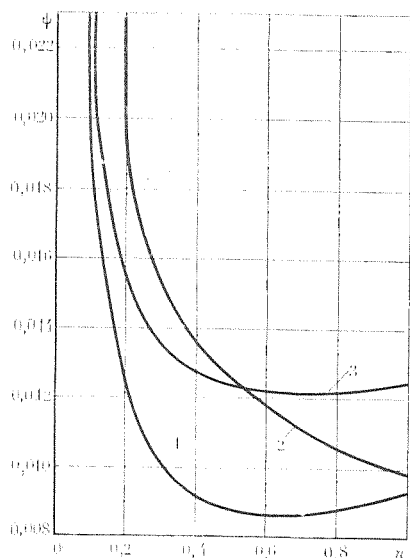


Рис. 5.35. Определение параметра  $Z$  для течения в кольцевом пространстве:

1 — течение между параллельными пластинами; 2 — течение в кольцевом пространстве (труба вращается с частотой 90 мин<sup>-1</sup>); 3 — течение в трубе

К сожалению, определение параметра  $Z$  связано со сложными расчетами. Тем не менее Уокер опубликовал приближенный метод расчетов для течения в кольцевом пространстве, учитывающий вращение буровой колонны. Уравнение Уокера имеет вид:

$$Z = (D_2 - D_1)^n V^{2-n} \psi / K, \quad (5.56)$$

где  $\psi$  — функция частоты вращения буровой колонны в мин<sup>-1</sup>, как показано на рис. 5.35.

### Понизители трения

Некоторые полимеры с длинными цепями способны существенно снижать вязкость воды при турбулентном режиме течения. Например, как следует из рис. 5.36, кривая коэффициента трения 0,3 %-ной суспензии карбоксиметилцеллюлозы располагается намного ниже кривой псевдопластичной жидкости при одинаковом показателе нелинейности. Следует отметить, что фактическое расхождение кривых становится больше с увеличением диаметра трубы и числа Рейнольдса, а максимальное различие составляет 50 %. Аналогичные явления отмечаются и для суспензий других полимеров с длинными цепями, многие из которых широко используются в буровых растворах (например, смолы, полиакриламиды, ксантановая смола, гидроксипропилированная целлюлоза). В результате такие полимеры вызывают значительное снижение давления в потоках воды и солевых

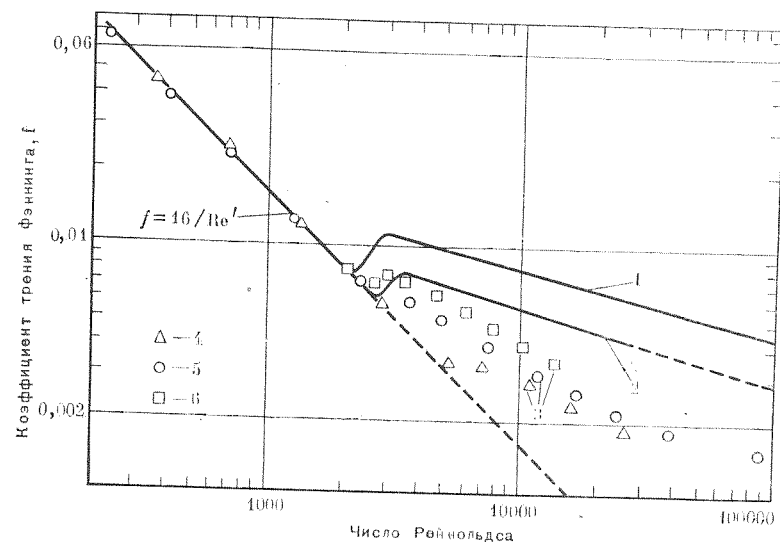


Рис. 5.36. Влияние карбоксиметилцеллюлозы на коэффициент трения Фэннинга:

1 — ньютоновская жидкость,  $n' = 1$ ; 2 — псевдопластичная жидкость,  $n' = 0,6$ ; 3 — 0,3 %-ная суспензия КМЦ,  $n' = 0,61 \pm 0,06$ ; 4 — 13-мм труба; 5 — 25-мм труба; 6 — 51-мм труба



растворов при бурении и капитальном ремонте скважины. Амплитуда снижения давления зависит от структуры молекул полимера, его концентрации, скорости течения и диаметра трубы. Потери давления можно определить только путем испытания раствора с интересующим полимером в трубном вискозиметре при турбулентном режиме течения, построения зависимости  $f-Re$  и последующего расчета для конкретных условий в скважине по уравнению (5.48). Такие испытания показали, что понизители трения могут снижать потери давления в 3 раза. К сожалению, полезное действие полимера исчезает, когда раствор сильно загрязняется глинистыми частицами.

Уменьшение трения следует отличать от снижения вязкости при сдвиге, это два совершенно разных явления. Снижение вязкости при сдвиге, как уже было показано, является результатом уменьшения структурной вязкости. Механизм уменьшения трения до конца не изучен, но есть основания полагать, что он обусловлен упругими свойствами полимеров с длинными цепями, благодаря которым эти полимеры при турбулентном течении накапливают кинетическую энергию.

#### ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Реологические свойства буровых растворов в забойных условиях и при давлениях и температурах окружающей среды на поверхности могут сильно отличаться. На больших глубинах давление столба бурового раствора может достигать 140 МПа. Температура зависит от геотермического градиента, на забое скважины при спуско-подъемных операциях она может превышать 260 °С. На рис. 5.37 показаны расчетные температуры бурового раствора во время нормального цикла бурения в скважине глубиной 6100 м. Даже весьма умеренные температуры могут оказывать значительное и в основном трудно прогнозируемое влияние на реологические свойства систем. Вязкость буровых растворов в стволе скважины может оказаться больше или меньше, чем измерена на поверхности, а добавка, которая

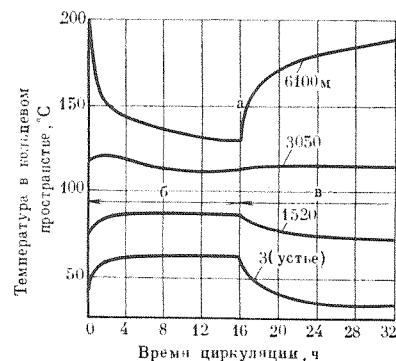


Рис. 5.37. Изменение температуры на различных глубинах в скважине (забой 6100 м; плотность бурового раствора на углеводородной основе 2,16 г/см<sup>3</sup>; расход раствора 0,0126 м<sup>3</sup>/с; геотермический градиент 2,92 °С/100 м; температура на устье скважины 57 °С):

а — прекращение циркуляции; б — циркуляция; в — спуско-подъемные операции

на поверхности снижает вязкость системы, в стволе скважины может привести к увеличению вязкости.

Высокие температуры и давления могут влиять на реологические свойства буровых растворов по-разному.

1. Физически: повышение температуры уменьшает вязкость жидкой фазы; повышение давления увеличивает плотность жидкой фазы, а следовательно, и вязкость.

2. Химически: все гидроксиды реагируют с глинистыми минералами при температурах выше 95 °С. Влияние температуры на реологические свойства слабощелочных буровых растворов (например, обработанных щелочью таннатных или лигносульфонатных растворов) незначительно, за исключением тех случаев, когда снижение щелочности уменьшает эффективность понизителя вязкости. Однако это явление может стать очень значительным в сильнощелочных растворах в зависимости от вида иона металла в гидроксиде. Известны случаи, когда в обработанных известью растворах с высоким содержанием твердой фазы образовывались гидратированные алюмосиликаты и раствор приобретал консистенцию схватившегося цемента при температурах выше 150 °С.

3. Электрохимически: повышенные температуры усиливают ионную активность любого электролита и растворимость любых частично растворимых солей, которые могут присутствовать в буровом растворе. Происходящее в результате этого нарушение ионного равновесия приводит к изменению соотношения между силами притяжения и отталкивания, действующими между частицами, и следовательно, степени дисперсности и степени флокуляции (см. главу 4). Масштаб и направление этих изменений, а также их влияние на реологию бурового раствора зависят от электрохимической характеристики конкретного бурового раствора.

Вследствие большого числа переменных факторов, влияющих на реологические свойства буровых растворов, предсказать их поведение при высоких температурах (особенно буровых растворов на водной основе) невозможно. Более того, их поведение вообще еще до конца не понятно. Даже очень малые различия в химическом составе могут вызвать значительные изменения в поведении системы, поэтому для получения надежной информации необходимо испытать каждый буровой раствор в отдельности.

Для исследования реологии буровых растворов при высоких температурах и давлениях можно использовать вискозиметры различных типов. Наиболее удобен для этого консистометр.

Он измеряет время перемещения управляемого магнитным полем боба через пробу бурового раствора. Этот прибор полезен для оценки влияния многих переменных, но получаемые с его помощью данные носят чисто эмпирический характер, поскольку скорость сдвига не измеряется. Для определения

используемых в гидравлических расчетах параметров течения бингамовских вязкопластичных жидкостей и систем, подчиняющихся степенному закону, необходимо применять капиллярный, трубный или ротационный вискозиметры, приспособленные для работы при высоких температурах и давлениях. При использовании ротационных вискозиметров для исследований при температурах, превышающих температуру кипения жидкой фазы в растворе, и давлениях, выше атмосферного, требуется очень сложная аппаратура.

Аппе изучал реологию растворов на водной основе при высокой температуре. Хиллер, кроме того, оценил влияние высокого давления и установил, что оно пренебрежимо мало. Эти исследования позволили выявить следующее влияние температуры.

Если суспензия полностью пептизирована, пластическая вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига уменьшаются с ростом температуры до 180 °С, в то время как при использовании флокулированной суспензии снижается только пластическая вязкость, а предельное динамическое напряжение сдвига резко возрастает после превышения температуры кипения воды. В качестве примера можно сопоставить поведение пептизированной суспензии моноконного натриевого монтмориллонита (рис. 5.38, А) с поведением той же суспензии после флокуляции (рис. 5.38, Б). Аналогично, если к такой суспензии добавить понизитель вязкости, предельное динамическое напряжение сдвига не будет увеличиваться с ростом температуры при условии, что пептизатор сам не начнет разлагаться или в результате реакции между глинистыми минералами и каустической содой pH не станет достаточно низким, чтобы произошла солюбилизация пептизатора.

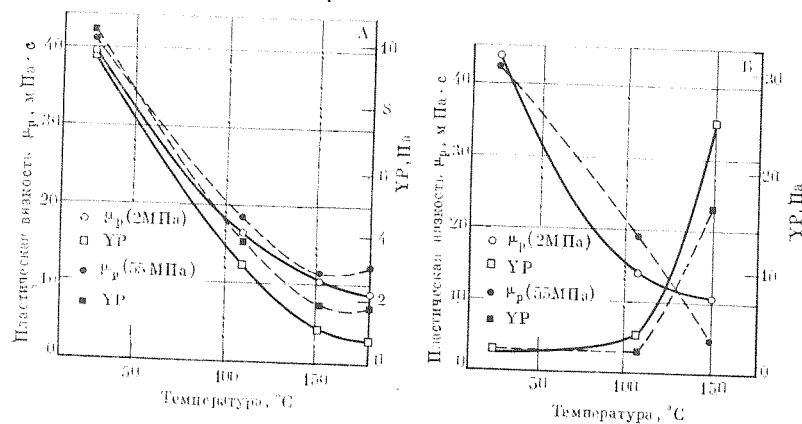


Рис. 5.38. Влияние температуры на пластическую вязкость  $\mu_p$  и предельное динамическое напряжение сдвига YP 4 %-ных суспензий моноконного натриевого монтмориллонита: А — пептизированная суспензия, содержащая 5 экв/л NaOH; Б — флокулированная суспензия, содержащая 50 экв/л NaOH. (Порог флокуляции 15 экв/л NaOH)

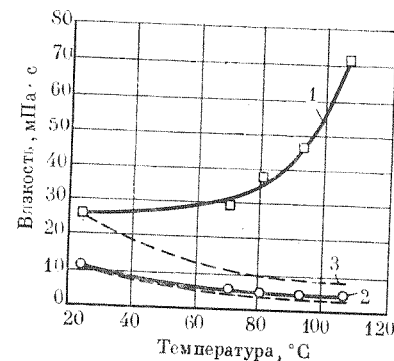


Рис. 5.39. Влияние температуры и скорости сдвига на пластическую вязкость бентонитовой суспензии плотностью 2,16 г/см³: 1 — при скорости сдвига 100 с⁻¹; 2 — пластическая вязкость; 3 — приведенная вязкость воды

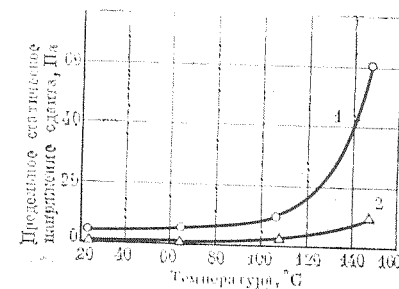


Рис. 5.40. Влияние температуры на предельное статическое напряжение сдвига бентонитовой суспензии плотностью 2,16 г/см³: 1 — через 30 мин покоя; 2 — начальное

Пластическая вязкость глинистой суспензии при высоких скоростях сдвига уменьшается с повышением температуры, так как вязкость воды в этих условиях становится меньше. Именно поэтому, как видно на рис. 5.39, кривая пластической вязкости бентонитовой суспензии почти полностью совпадает с кривой нормализованной вязкости воды, т. е. вязкости воды при заданной температуре, умноженной на первоначальную вязкость суспензии. Тем не менее, эффективная вязкость этой суспензии при низких скоростях сдвига в том же диапазоне температур увеличивается. Это, конечно, объясняется увеличением сил притяжения между частицами в результате повышения температуры, о чем свидетельствует увеличение предельных статических напряжений сдвига на рис. 5.40. В то же время силы, действующие между частицами, влияют на эффективную вязкость при низких скоростях сдвига и не оказывают на нее влияние при высоких скоростях сдвига (о чем уже говорилось в настоящей главе).

Имеются серьезные основания утверждать, что степень дисперсности повышается, когда растворы выдерживаются в динамическом состоянии. Так, рис. 5.41 показывает, что эффективная вязкость бентонитовой суспензии повышается при высокой и низкой скоростях сдвига, если эту суспензию выдержать во вращающемся цилиндре при высоких температурах. Увеличение вязкости при высоких скоростях сдвига следует объяснить повышением степени дисперсности; более значительное увеличение вязкости при низких скоростях сдвига обусловливается повышением как степени флокуляции, так и степени дисперсности.

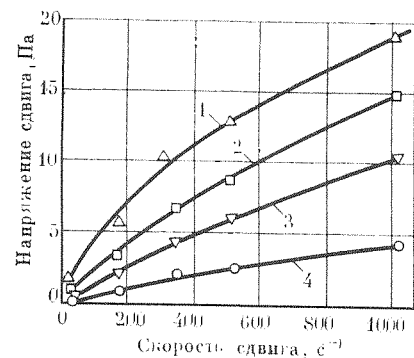


Рис. 5.41. Влияние выдержки бентонитовой суспензии плотностью  $1,677 \text{ г/см}^3$  при высокой температуре во вращающемся цилиндре на зависимость напряжения сдвига от его скорости:

1 — выдержка 48 ч при температуре  $150^\circ\text{C}$ ; 2 — выдержка 24 ч при температуре  $150^\circ\text{C}$ ; 3 — выдержка 24 ч при температуре  $107^\circ\text{C}$ ; 4 —  $24^\circ\text{C}$

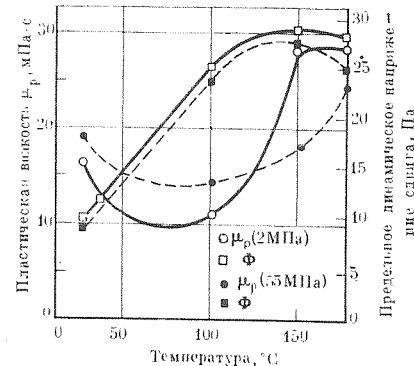


Рис. 5.42. Влияние температуры и давления на предельное динамическое напряжение сдвига  $\Phi$  и пластическую вязкость  $\mu_r$  13 %-ной суспензии чистого кальцевого монтмориллонита, к которой добавлено 5 экв/л  $\text{CaCl}_2$

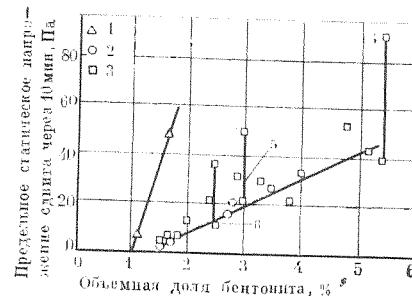
Поведение суспензий кальцевых и натриевых глин при высоких температурах различается, причем для первых оно более сложно. Отталкивающие силы, действующие между частицами кальцевых глин, значительно слабее таких же сил, проявляющихся между частицами натриевых глин. Поэтому влияние высокой температуры на степень флокуляции значительно сильнее, в результате отмечается увеличение даже пластической вязкости (рис. 5.42).

Влияние флокуляции при высокой температуре на вязкость и предельное статическое напряжение сдвига усиливаются с повышением объемной доли глинистых частиц. На рис. 5.43 показано увеличение предельного статического напряжения сдвига через 10 мин при температуре  $150^\circ\text{C}$  в зависимости от объемной доли глинистых частиц для необработанных суспензий бентонита и для суспензий, обработанных оптимальным количеством лигносульфоната. Приведены также предельные статические напряжения сдвига при  $150^\circ\text{C}$  для ряда промысловых буровых растворов, обработанных лигносульфонатом, в зависимости от объемной доли в них глинистых частиц, измеренной с помощью метиленовой сини (см. главу 3). Обращает на себя внимание хорошее совпадение данных. Небольшой разброс, по-видимому, является следствием неполной пептизации буровых растворов.

Поведение буровых растворов разных типов при высоких температурах сильно отличается. Например, растворы, приготовленные на минерализованной воде, сравнительно стабильны, так как высокое содержание электролита предотвращает дис-

Рис. 5.43. Влияние концентрации глинистых частиц на предельные статические напряжения сдвига после 10 мин покоя бентонитовых суспензий и лигносульфонатных буровых растворов при температуре  $150^\circ\text{C}$ :

1 — необработанная бентонитовая суспензия; 2 — бентонитовая суспензия, обработанная лигносульфонатом; 3 — буровые растворы на пресной воде, обработанные лигносульфонатом; 4 — выдержаны 2 ч в печи с ротором при температуре  $150^\circ\text{C}$ ; 5 — после увеличения pH с 7,6 до 9,4; 6 — после добавления лигносульфоната в концентрации  $0,856 \text{ кг/м}^3$



пергирование глин. Гипсовые растворы, обработанные хром-лигносульфонатом, ведут себя так же, как суспензии кальцевого монтмориллонита (см. рис. 5.42). Известковые буровые растворы, как уже отмечалось, приобретают высокое предельное статическое напряжение сдвига благодаря реакции между гидроксидом и глинистыми минералами, но кальцевые растворы, обработанные ПАВ, остаются вполне стабильными при температурах до  $180^\circ\text{C}$  (см. главу 9).

Исследования Хиллера и Анниса показали, что точные реологические параметры буровых растворов на водной основе при высоких температурах могут быть определены только путем прямых измерений. Однако результаты исследований, отраженные на рис. 5.43, наводят на мысль, что для каждого бурового раствора в лаборатории можно получить корреляционные зависимости, позволяющие приближенно прогнозировать значения этих параметров в скважине на основе промысловых исследований при температуре окружающей среды.

Буровые растворы на углеводородной основе при повышенных температурах лучше сохраняют свои свойства, чем растворы на водной основе: кроме того, они могут выдерживать более высокие температуры. Однако в отличие от растворов на водной основе на их вязкость в значительной мере влияет давление (рис. 5.44).

Влияние температуры и давления на реологию олеофильных инвертноэмульсионных буровых растворов носит преимущественно физический характер; изменение их свойств в скважинных условиях можно во многом объяснить влиянием температуры и давления на вязкость дисперсионной среды, которой обычно служит дизельное топливо. Комбз и Уитмайр измерили эффективную вязкость таких растворов в капиллярном вискозиметре при нескольких температурах и давлениях и установили, что все точки, характеризующие вязкость, попадают на одну кривую для конкретной температуры (рис. 5.45), если вязкость инвертно-эмульсионных растворов привести к вязкости дизельного топлива при той же температуре. Небольшие различия между кривыми они объясняют изменением степени эмульги-

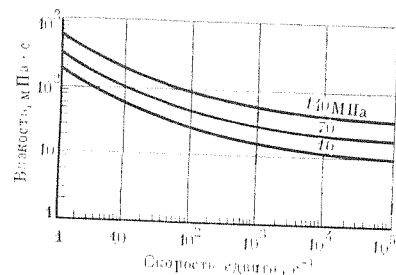


Рис. 5.44. Зависимость эффективной вязкости инвертноэмульсионных растворов на углеводородной основе от скорости сдвига при различных давлениях (температура 65 °С, плотность раствора 1,438 г/см³)

рования при высоких температурах. Исследования Комбза и Уитмайра показали, что вязкость инвертноэмульсионных растворов в скважинных условиях можно прогнозировать по вязкости, измеренной при температуре окружающей среды, с использованием поправочного коэффициента, учитывающего вязкость дизельного топлива при рассматриваемых температуре и давлении, если буровой раствор в значительной мере сохраняет свою стабильность.

Поведение растворов на углеводородной основе, содержащих нефтяной битум в коллоидной форме, более сложно. На рис. 5.46 показаны зависимости предельного динамического напряжения сдвига и пластической вязкости суспензии битума в дизельном топливе от температуры и давления по данным измерений Макморди в ротационном вискозиметре. По всей видимости, температура и давление взаимно усиливают действие друг друга, так как повышение вязкости и предельного динамического напряжения сдвига с ростом давления при высоких температурах больше, чем при низких температурах.

Макморди и другие показали, что поведение растворов на углеводородной основе в зависимости от температуры и давле-

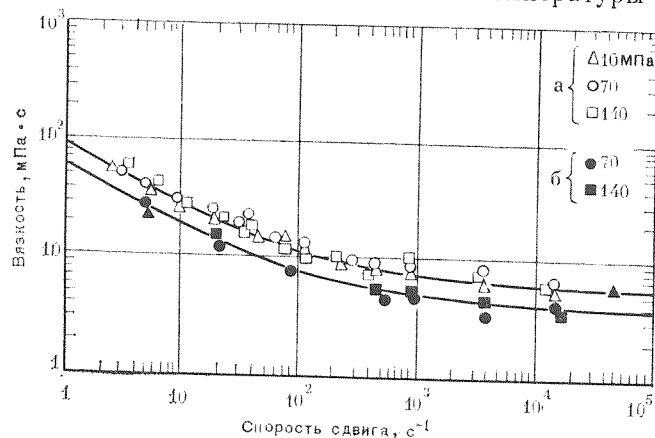


Рис. 5.45. Эффективная вязкость инвертноэмульсионных буровых растворов на углеводородной основе, приведенная к вязкости дизельного топлива: а — температура 65 °С, плотность раствора 1,438 г/см³; б — температура 150 °С

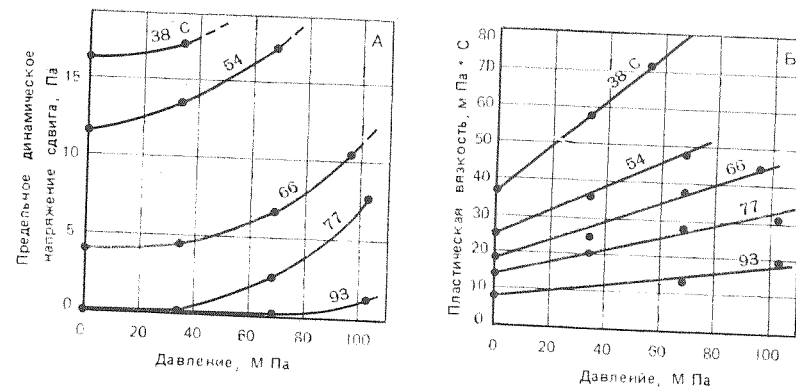


Рис. 5.46. Влияние температуры и давления на предельное динамическое напряжение сдвига (А) и пластическую вязкость (Б) суспензии битума в дизельном топливе

ния можно описать с помощью видоизмененного уравнения степенного закона

$$\ln \tau = \ln K' + n \ln \dot{\gamma} + A p + B/T, \quad (5.57)$$

где  $A$  — константа давления,  $B$  — температурная константа (каждую из них необходимо определять отдельно для каждого бурового раствора).

Рис. 5.47 демонстрирует хорошую корреляцию между экспериментально установленной и рассчитанной на ЭВМ по уравнению (5.57) зависимостями напряжения сдвига от скорости сдвига. В табл. 5.2 приведены эффективные вязкости трех буровых растворов на углеводородной основе, рассчитанные по уравнению (5.57), для двух скоростей сдвига при различных температурах и давлениях. Следует отметить, что буровой раствор с наименьшей вязкостью на поверхности может обладать не самой низкой вязкостью в стволе скважины.

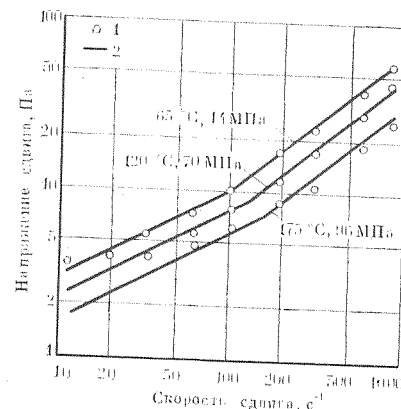


Рис. 5.47. Сравнение фактических и расчетных реологических кривых течения бурового раствора на углеводородной основе плотностью 1,92 г/см³: 1 — фактические данные; 2 — расчетные



Таблица 5.2  
РАСЧЕТНАЯ ВЯЗКОСТЬ (в мПа·с) БУРОВЫХ РАСТВОРОВ  
НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ПЛОТНОСТЬЮ 1,68 г/см<sup>3</sup>

Условия в скважине	Буровой раствор		
	битумный состава 1	битумный состава 2	олеофильный (неоргани- ческий)
Скорость сдвига 500 с <sup>-1</sup>			
66 °С, атмосферное давление	75	56	37
93 °С, 25 МПа	51	44	34
121 °С, 50 МПа	38	36	32
149 °С, 75 МПа	31	31	32
177 °С, 100 МПа	28	39	33
Средняя вязкость	45	39	34
Скорость сдвига 50 с <sup>-1</sup>			
66 °С, атмосферное давление	170	118	110
93 °С, 25 МПа	124	99	110
121 °С, 50 МПа	96	87	112
149 °С, 75 МПа	79	80	115
177 °С, 100 МПа	67	75	120
Средняя вязкость	107	92	113

#### ПРИМЕНЕНИЕ УРАВНЕНИЙ ТЕЧЕНИЯ В УСЛОВИЯХ, СУЩЕСТВУЮЩИХ В БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЕ

В основе строгих уравнений течения, приведенных в начале этой главы, лежали два допущения: во-первых, температура раствора постоянна для всей системы циркуляции и, во-вторых, раствор не обладает тиксотропными свойствами. Оба допущения не приемлемы для фактических потоков в бурящейся скважине, но они могут и не противоречить им, если реологические параметры определены в условиях, преобладающих в рассматриваемой точке скважины. Трудность заключается в определении этих условий течения. Температура бурового раствора в скважине непрерывно меняется (см. рис. 5.37), и ее точное значение в конкретной точке циркуляционной системы на данном этапе буровых работ зависит от ряда переменных. Скорость сдвига резко изменяется в нескольких точках циркуляционной системы, и необходимо значительное время, чтобы сдвиговые условия достигли хотя бы приблизительно равновесия (на практике этого может и не быть). Кроме того, проявляется несколько неизвестных факторов, например, размер кольцевого пространства в зонах расширения ствола и влияние вращения буровой колонны.

Вследствие таких неопределенностей невозможно точно прогнозировать давление в потоке или скорости течения в бурящейся скважине. В связи с этим возникают вопросы: «оправ-

дано ли с точки зрения затрат времени и средств применение этих строгих уравнений (иногда с использованием ЭВМ для их решения) при такой неопределенности исходных данных?» и «не позволяют ли менее точные простые уравнения получать аналогичные по качеству результаты?». В настоящем разделе авторы сделали попытку доказать, что ответы на эти вопросы зависят от рассматриваемой части циркуляционной системы, цели и места проведения исследования (в лаборатории или на буровой).

#### Условия течения в скважине

Течение в буровой колонне обычно турбулентное, поэтому на него влияют только вязкостные свойства бурового раствора, правда, в незначительной мере. Эффективная скорость сдвига у стенки трубы, определяемая с помощью капиллярного вискозиметра и уравнения (5.40), обычно изменяется от 200 до 1000 с<sup>-1</sup>. Проходное сечение труб достоверно известно, поэтому потери давления можно подсчитать совершенно точно. Единственным неопределенным фактором является шероховатость стенок труб. Потери давления в буровой колонне составляют 20—45 % общих потерь давления в циркуляционной системе, т. е. давления на стояке.

Скорость истечения из насадок долота чрезвычайно высока и соответствует скоростям сдвига около 100 000 с<sup>-1</sup>. Потери давления в насадках долота можно рассчитать точно, поскольку они зависят от коэффициента расхода, на который вязкостные свойства бурового раствора практически не влияют. Эти потери давления составляют 50—75 % давления на стояке.

Течение в кольцевом пространстве обычно ламинарное, поэтому является функцией вязкостных свойств бурового раствора. Скорости сдвига обычно равны 50—150 с<sup>-1</sup>. Хотя потери давления в скважине (от долота до поверхности) составляют всего 2—5 % давления на стояке, информация о давлении и скорости течения в различных интервалах кольцевого пространства имеет большое значение для решения таких проблем, как очистка ствола, гидроразрыв пород при бурении скважины и эрозия ствола. К сожалению, точно прогнозировать характеристики течения обычно трудно, а часто и невозможно из-за проявления различных неизвестных факторов и неопределенностей. Пожалуй, наиболее важным из этих неизвестных факторов является диаметр ствола в зонах размыва, который может более чем в 2 раза превышать номинальный диаметр ствола, и тем самым приводить к снижению скорости восходящего потока как минимум в 5 раз (рис. 5.48).

Трудно также определить влияние вращения буровой колонны на профили скоростей. Имеются уравнения для спирального течения, но они выведены для буровой колонны, вращающейся в вертикальном стволе концентрично, в то

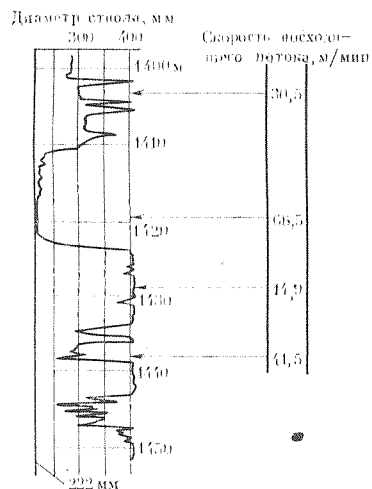


Рис. 5.48. Типичное увеличение диаметра ствола в интервале глинистых сланцев (222-мм долото, 114-мм буровые трубы, расход бурового раствора 31,6 л/с, скорость в кольцевом пространстве между буровой колонной и стволом номинального диаметра 66,5 м/мин)

время как на самом деле буровая колонна совершает вращательное движение с поперечными и продольными колебаниями в беспорядочно искривленном стволе. Наконец, практически нет способа учесть влияние тиксотропии на вязкость бурового раствора при его подъеме в кольцевом пространстве. Высокие скорости сдвига раствора в буровой колонне и в насадках долота вызывают снижение структурной составляющей вязкости до очень малых значений. Скорости сдвига бурового раствора в кольцевом пространстве намного ниже, но меняются в каждом интервале в зависимости от диаметра утяжеленных, буровых и обсадных труб, а также от степени отклонения диаметра ствола от номинального. Вязкость раствора варьирует в соответствии с изменениями скорости сдвига, но на это требуется определенное время, поэтому вязкость никогда не может достичь равновесного значения (исключение составляют длинные интервалы ствола номинального диаметра или обсадные интервалы).

Подводя итоги сказанному, следует отметить, что можно достаточно надежно прогнозировать потери давления в буровой колонне и в долоте, но степень надежности прогноза потерь

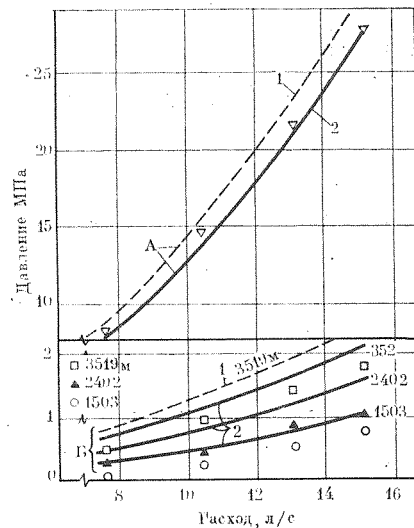


Рис. 5.49. Сопоставление измеренных и расчетных давлений на стояке (А, кривые получены на основании модели, подчиняющейся степенному закону) и в кольцевом пространстве (В) при испытании скважины в шт. Юта:

1 — постоянные свойства; 2 — переменные свойства

давления в кольцевом пространстве весьма неопределенна. Однако можно с достаточной точностью определить потери давления во всей циркуляционной системе, так как потери в кольцевом пространстве составляют лишь малый процент общих потерь в системе. Эти выводы подкрепляются результатами промышленных исследований Фонтено и Кларка. На рис. 5.49 сопоставляются расчетные потери давления (кривые) в одной из скважин в шт. Юта при использовании раствора на водной основе с потерями давления, измеренными в той же скважине с помощью глубинных манометров (точки). Об-

ращает на себя внимание то обстоятельство, что расчетные и измеренные давления на стояке хорошо согласуются между собой, независимо от того, базировались ли расчеты на постоянных свойствах бурового раствора (например, определенных при температуре 45°C) или переменных его свойствах (например, определенных при расчетных температурах в скважине). Тем не менее прогнозные и измеренные потери давления в кольцевом пространстве согласуются хуже и наблюдается значительное расхождение прогнозов, основанных на постоянных и переменных свойствах бурового раствора. Совпадение расчетных и измеренных потерь давления в кольцевом пространстве при использовании инвертноэмульсионного раствора в одной из скважин шт. Миссисипи (рис. 5.50) намного лучше, вероятно, потому, что прогнозировать вязкости раствора этого типа в скважине легче (как уже отмечалось ранее), а также потому, что такие растворы менее тиксотропны.

### Гидравлические расчеты на буровой

Строгие уравнения течения и методики испытаний, описанные в первой части настоящей главы, подходят для лабораторных исследований, проводимых с целью выявления зависимости между свойствами бурового раствора и его поведением в скважине, но они не годятся для гидравлических расчетов непосредственно на буровой. Лаборатория располагает достаточным штатом опытного персонала, сложным оборудованием и временем.

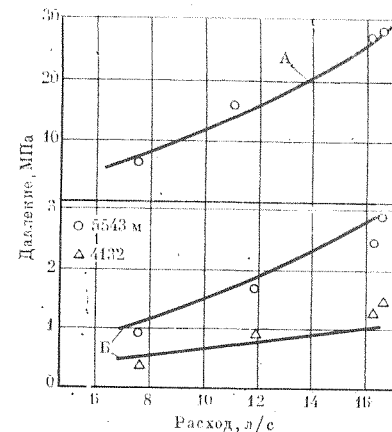


Рис. 5.50. Сопоставление измеренных и расчетных давлений на стояке (А) и в кольцевом пространстве (В) при испытании скважины в шт. Миссисипи

При выполнении гидравлических расчетов на буровой времени мало и необходимо получить немедленный результат. Из оборудования обычно имеется только ротационный вискозиметр с двумя частотами вращения. Более того, промысловые исследования производятся для решения конкретной проблемы, а для этой цели необходимо знать условия в скважине с определенной степенью достоверности. Как уже говорилось, это далеко не всегда возможно.

В таких обстоятельствах, по-видимому, желательно использовать самые простые и быстрые способы исследования, в результате которых можно получить имеющие смысл ответы, и уравнения, не более сложные, чем это оправдано исходными данными.

Предложен ряд методов гидравлических расчетов на буровой, сложность которых изменяется в зависимости от оправданной степени точности. Проанализировав эти методы, авторы данной книги рекомендуют следующую методику расчета давлений в кольцевом пространстве.

Когда разбуриваются интервалы, в которых происходит значительное увеличение диаметра ствола по сравнению с номинальным, необходимо рассчитать потери давления в буровой колонне и насадках долота и вычесть их сумму из давления на стояке для определения потерь давления в кольцевом пространстве. Против этой методики можно возражать в связи с тем, что потери давления в буровой колонне и насадках долота составляют такую значительную часть давления на стояке, что небольшая ошибка в их расчете может привести к существенной погрешности в определении потерь давления в кольцевом пространстве. Однако Карлтон и Ченеверт получили хорошую корреляцию между потерями давления в кольцевом пространстве, рассчитанными по этой методике и полученными с помощью глубинных манометров. Они установили, что эта методика особенно полезна при восстановлении циркуляции после спуско-подъемных операций и когда вследствие различий в температурах и эффекта тиксотропии забойные свойства бурового раствора значительно отличаются от его свойств на поверхности.

Потери давления в необсаженном интервале ствола можно определить, если рассчитать потери давления в обсаженном интервале ствола с помощью описываемого ниже метода и вычесть эти потери из общих потерь давления в кольцевом пространстве.

Для прямого расчета эффективной вязкости и числа Рейнольдса бурового раствора в кольцевом пространстве, когда его ширина известна с достаточной точностью, или в буровой колонне модели бингамовской вязкопластичной жидкости следует предпочесть модель, подчиняющуюся обобщенному степенному закону. Последняя проще и справедлива для всех моделей течения, ньютоновских и неньютоновских. Для получения

достоверных результатов необходимо соблюдать следующие требования.

1. Если параметры  $n$  и  $K$  степенного закона изменяются в зависимости от скорости сдвига, их следует определять для приблизительной скорости сдвига у стенки трубы или ствола скважины. Для этой цели желательно использовать вискозиметр с большим набором частот вращения, например, вискозиметр Фэнна модели 35А\*, а еще лучше усовершенствованный вискозиметр Фэнна модели 34 (описанный Уокером и Корри), который более равномерно перекрывает диапазон скоростей сдвига при течении в кольцевом пространстве. Если имеется вискозиметр только с двумя частотами вращения,  $n$  и  $K$  для расчетов течения в кольцевом пространстве следует определять по линии между значениями статического напряжения сдвига, соответствующими частоте вращения 300 мин<sup>-1</sup> и начальному условию.

2. Коэффициент трения Фэннинга должен определяться по соответствующему значению  $n$  и кривым, связывающим  $n$ ,  $Re^1$  и  $f$  (см. рис. 5.34). Этот метод так же прост, как определение  $f$  по кривой для ньютоновских жидкостей, но более точен.

3. В реологические параметры, измеренные при температуре окружающей среды на поверхности, необходимо внести поправки на расчетные температуры в скважине, для чего используются корреляционные зависимости для конкретных участков циркуляционной системы, устанавливаемые для каждого типа бурового раствора в лаборатории. В параметры для растворов на углеводородной основе необходимо внести поправки на температуру и давление.

Ниже рассматривается пример расчета, выполненного в соответствии с указанными рекомендациями. В расчете использованы свойства 6 %-ной бентонитовой суспензии, утяжеленной до 1,32 г/см<sup>3</sup>. Эти свойства, измеренные в вискозиметре Фэнна модели 35А, приведены в табл. 5.3.

Для скважины приняты следующие параметры: внутренний диаметр буровой колонны 7,62 см; наружный диаметр буровой колонны 8,225 см; диаметр ствола 20,32 см; расход бурового раствора 18 927 см<sup>3</sup>/с. Определение градиента давления в буровой колонне

1. Рассчитывается средняя скорость.

$$V = Q \times 4 / (\pi D^2);$$

$$V = 18\,927 \times 4 / (\pi \times 4,62^2) = 415 \text{ см/с.}$$

\* Обычно  $n$  и  $K$  можно определить для течения в трубе по показаниям при частотах вращения 300 и 600 мин<sup>-1</sup>, а для течения в кольцевом пространстве по показаниям при частотах вращения 6 и 100 мин<sup>-1</sup>.

Таблица 5.3

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА 6 %-НОЙ БЕНТОНИТОВОЙ СУСПЕНЗИИ  
ПЛОТНОСТЬЮ 1,32 г/см<sup>3</sup>, ПОЛУЧЕННЫЕ В ВИСКОЗИМЕТРЕ ФЭННА

Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Скорость сдвига $\gamma$ (мин <sup>-1</sup> × 1,703), с <sup>-1</sup>	Показание по шкале, фут/100 фут <sup>2</sup>	Напряжение сдвига $\tau$ (показание по шкале × 0,511), Па
600	1022	30	15,3
300	511	19,5	10,0
200	340	16	8,2
100	170	13	6,6
6	10,2	7,3	3,7
3	5,1	7,0	3,6

2. Строится зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига на бумаге с двойной логарифмической сеткой, как показано на рис. 5.51. По наклону участка кривой при частотах вращения 300 и 600 мин<sup>-1</sup> определяется  $n$ .

$$n = 0,65.$$

3. Из уравнения (5.40) рассчитывается скорость сдвига у стенки трубы.

$$\gamma = (3n + 1)/(4n) \times 8V/D;$$

$$\gamma = (3 \times 0,65 + 1)/(4 \times 0,65) \times 8 \times 415/7,62 = 494 \text{ с}^{-1}.$$

4. Определяется эффективная вязкость при  $\gamma = 494 \text{ с}^{-1}$ . Из рис. 5.51 при  $\gamma = 494 \text{ с}^{-1}$   $\tau = 9,8 \text{ Па}$  (98 дин/см<sup>2</sup>).

$$\mu_e = \tau/\gamma;$$

$$\mu_e = 98/494 = 0,198 \text{ П (19,8 мПа} \cdot \text{с)}.$$

5. Для определения режима течения из уравнения (5.54) рассчитывается  $Re'$ .

$$Re' = DV\rho/\mu_e;$$

$$Re' = 7,62 \times 415 \times 1,32/0,198 = 21100.$$

Из рис. 5.34 находим, что при  $n = 0,65$   $(Re')_{\text{крит}} = 2600$ . Следовательно, течение турбулентное.

6. Из уравнения (5.48) вычисляется градиент давления

$$\rho/L = 2fV^2\rho/D.$$

Из рис. 5.34 при  $Re' = 21100$   $f = 0,005$ . Следовательно,

$$\rho/L = 2 \times 0,005 \times 415^2 \times 1,32/7,62 = 298 \text{ (дин/см}^2\text{)/см}$$

(или 2980 Па/м).

*Примечание.* Если течение окажется ламинарным,  $\rho/L$  находят из уравнения (5.48) при  $f = 16/Re$  или из уравнения Пуазейля (5.5)

$$\rho/L = 32V\mu_e/D^2.$$

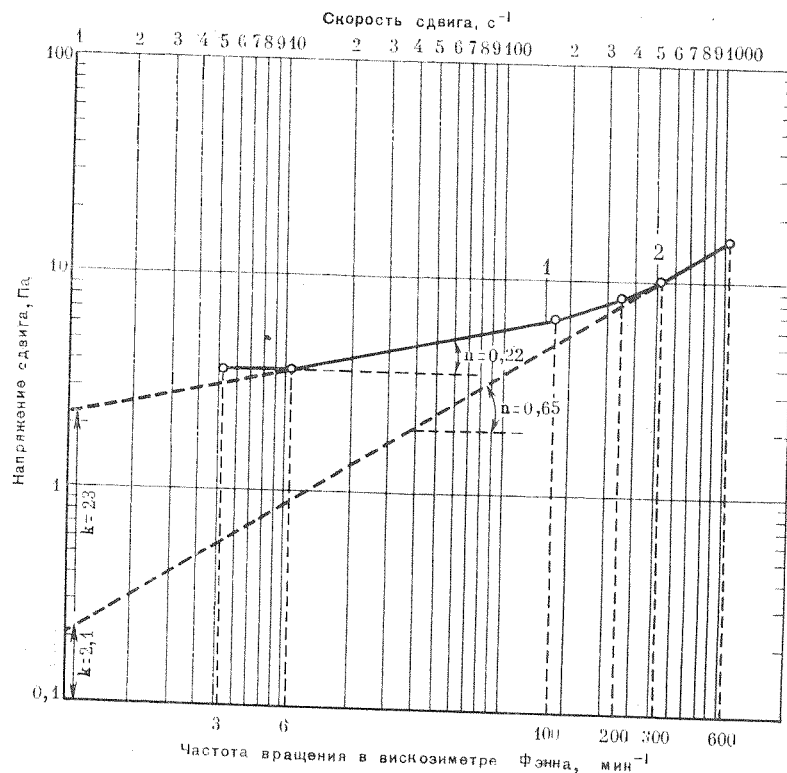


Рис. 5.51. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для 6 %-ного бентонитового бурового раствора, утяжеленного баритом, плотностью 1,32 г/см<sup>3</sup>:

1 — скорость сдвига раствора в кольцевом пространстве; 2 — скорость сдвига раствора в буровой колонне

Определение градиента давления в кольцевом пространстве

1. Рассчитывается средняя скорость в кольцевом пространстве

$$V = Q \times 4/[\pi(D_2^2 - D_1^2)];$$

$$V = 18927 \times 4/[\pi(20,32^2 - 8,225^2)] = 69,8 \text{ см/с}.$$

2. Определяется  $n$  по наклону участка кривой на рис. 5.51 при частотах вращения 6 и 100 мин<sup>-1</sup>.

$$n = 0,22.$$

3. Из уравнения (5.45) рассчитывается скорость сдвига у стенки ствола скважины.

$$\gamma = (2n + 1)/(3n) \times 12V/(D_2 - D_1);$$

$$\gamma = (2 \times 0,22 + 1)/(3 \times 0,22) \times 12 \times 69,8/12,1 = 151 \text{ с}^{-1}.$$

4. Определяется эффективная вязкость при  $\gamma = 151 \text{ с}^{-1}$ . Из рис. 5.51 при  $\gamma = 151 \text{ с}^{-1}$   $\tau = 6,4 \text{ Па}$  ( $64 \text{ дин/см}^2$ ).

$$\mu_e = \tau/\gamma;$$

$$\mu_e = 64/151 = 0,424 \text{ П (42,4 мПа·с)}.$$

5. Для определения режима течения из уравнения (5.55) рассчитывается  $Re'$

$$Re' = (D_2 - D_1) V \rho / \mu_e;$$

$$Re' = (20,32 - 8,225) \times 69,8 \times 1,32 / 0,424 = 2629.$$

Из рис. 5.34 находим, что при  $n = 0,22$  ( $Re'$ )<sub>крит</sub>  $\approx 4000$ . Следовательно, течение ламинарное.

*Примечание.* Если бы для определения ( $Re'$ )<sub>крит</sub> был принят критерий для ньютоновских жидкостей, равный 2100, течение ошибочно сочли бы турбулентным.

6. Градиент давления вычисляется из уравнения (5.48)

$$p/L = 2fV^2\rho/(D_2 - D_1) \quad \text{при} \quad f = 16/Re' = 0,0091;$$

$$p/L = 2 \times 0,0091 \times 69,8^2 \times 1,32 / (20,32 - 8,225) = 9,7 \text{ (дин/см}^2\text{)/см}$$

$$\text{(или 97 Па/м)}$$

или из уравнения Пуазейля

$$p/L = 48V\mu_e/(D_2 - D_1)^2;$$

$$p/L = 48 \times 69,8 \times 0,424 / (20,32 - 8,225)^2 = 9,7 \text{ (дин/см}^2\text{)/см}$$

$$\text{(или 97 Па/м)}.$$

Для того чтобы показать важность определения  $n$  по скорости сдвига, преобладающей у стенки ствола скважины, предположим, что расчеты для течения в кольцевом пространстве выполнены при значении  $n$ , определенном по показаниям вискозиметра при частотах вращения 300 и 600 мин<sup>-1</sup>, т. е.  $n = 0,65$ . Следовательно,

$$\gamma = (2 \times 0,65 + 1) / (3 \times 0,65) \times 12 \times 69,8 / 12,1 = 81,6 \text{ с}^{-1},$$

$$\text{а не } 151 \text{ с}^{-1}$$

и  $\tau$  при  $\gamma = 81,6 \text{ с}^{-1}$  равно 5,6 Па (или 56 дин/см<sup>2</sup>).

$$\mu_e = 56/81,6 = 0,686 \text{ П (68,6 мПа·с)}, \text{ а не } 0,424 \text{ П (42,4 мПа·с)}.$$

В результате ошибка при определении скорости сдвига составила бы 46 %, а при определении эффективной вязкости — 62 %.

Обычно скорости сдвига раствора в буровой колонне примерно соответствуют скоростям сдвига, преобладающим в ротационном вискозиметре при частотах вращения 300—600 мин<sup>-1</sup>, а скорости сдвига раствора в кольцевом пространстве — скоростям сдвига, преобладающим в ротационном вискозиметре при частотах вращения 6—100 мин<sup>-1</sup>. Если расчетная скорость сдвига в скважине окажется ниже диапазона скоро-

стей сдвига в вискозиметре, использованном для определения  $n$ , то расчеты следует повторить при значении  $n$ , оцененном при пониженных частотах вращения. Аналогично, если расчетная скорость сдвига в скважине окажется выше диапазона скоростей сдвига в вискозиметре, то  $n$  следует определять при повышенных частотах вращения. Конечно, для многих буровых растворов графики могут оказаться линейными или близкими к линейным, и в этом случае без большой ошибки можно использовать значение  $n$ , определенное в вискозиметре при частотах вращения 300 и 600 мин<sup>-1</sup>.

С целью достижения максимальной точности потери давления следует рассчитывать для отдельных интервалов кольцевого пространства известной ширины. Общие потери давления в скважине определяются суммированием потерь давления в буровой колонне, насадках долота и кольцевом пространстве. Потери давления в насадках долота определяются по формуле

$$p = \rho/2 [Q/(CA)]^2, \quad (5.58)$$

где  $C$  — константа насадки, которую можно принять равной 0,95;  $A$  — суммарная площадь насадок.

Общий градиент давления в кольцевом пространстве (статический плюс динамический) обычно выражают через эквивалентную плотность циркуляции

$$\rho_{э.ц} = \rho + p/(gL). \quad (5.59)$$

В гидравлическом расчете, приведенном выше, прогнозный градиент давления  $p/L = 9,7 \text{ (дин/см}^2\text{)/см}$  (или 97 Па/м), а плотность бурового раствора составляла 1,32 г/см<sup>3</sup>. Следовательно,

$$\rho_{э.ц} = 1,32 + 9,7/981 = 1,33 \text{ г/см}^3.$$

Общее давление, создаваемое буровым раствором на заданной глубине, можно определить как произведение эквивалентной плотности циркуляции, глубины и ускорения свободного падения. На глубине 1000 м

$$p = 1,33 \times 1000 \times 1000 \times 9,81 = 13,04 \text{ МПа}$$

#### РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ОПТИМАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ

Инженер по бурению регулирует свойства бурового раствора, чтобы обеспечить минимальные затраты на промывку скважины; максимальную скорость проходки; эффективный вынос шлама на поверхность; снижение отрицательных и положительных импульсов давления при спуско-подъемных операциях, а также давления, необходимого для восстановления циркуляции; отделение выбуренной породы и растворенного пластического газа; снижение до минимума эрозии ствола скважины.

Требования к реологии бурового раствора, обеспечивающие достижение этих разнообразных целей, часто оказываются



взаимопротиворечивыми. Поэтому необходимо оптимизировать свойства бурового раствора, чтобы добиться наилучших общих показателей бурения. Ниже рассматриваются отдельные свойства, обеспечивающие достижение каждой из перечисленных целей.

### Мощность буровых насосов

Мощность буровых насосов должна быть достаточной для поддержания скорости восходящего потока в самом широком интервале кольцевого пространства на уровне, обеспечивающем эффективный вынос из скважины выбуренной породы. Необходимая гидравлическая мощность насосов почти полностью зависит от условий течения в бурильной колонне и насадках долота. Реологические свойства бурового раствора не влияют на потери давления в насадках долота и лишь в незначительной мере определяют потери давления в бурильных трубах, так как режим течения в них обычно турбулентный. С точки зрения реологии имеются только два возможных пути снижения потерь давления в бурильной колонне. Один — повышение несущей способности бурового раствора, чтобы снизить необходимую подачу насосов. Другой путь — использование полимерного бурового раствора с низким содержанием твердой фазы, обладающего способностью снижать трение, благодаря чему при турбулентном режиме течения потери давления уменьшаются. Второй путь практически осуществим лишь при определенных довольно редко встречающихся в скважине условиях (см. главу 9).

### Влияние свойств бурового раствора на скорость проходки

Этот эффект подробно рассмотрен в главе 9. Здесь уместно лишь отметить, что главным фактором, способствующим достижению высоких скоростей проходки, является поддержание на низком уровне вязкости бурового раствора. Речь идет об эффективной вязкости при скорости сдвига, преобладающей в долоте, — около 100 тыс. с<sup>-1</sup>.

### Очистка ствола скважины

Чтобы определить оптимальные реологические свойства, необходимые для выноса бурового шлама, следует прежде всего рассмотреть основные механизмы этого процесса. Скорость, с которой восходящий поток раствора выносит из скважины твердые частицы, зависит от соотношения между скоростью раствора и осаждением отдельной частицы в этом растворе под действием силы тяжести. В неподвижном растворе осаждающаяся частица вскоре приобретает постоянную направленную вниз скорость, известную под названием *конечной скорости осадения*. Она зависит от разности плотностей частицы

и раствора, размера и формы частицы, вязкости раствора, а также от турбулизации раствора в непосредственной близости к частице, для чего требуется определенная скорость ее движения вниз.

При осаждении сфер в ньютоновской жидкости число Рейнольдса определяется из уравнения

$$Re_p = d_p v_i \rho_f / \mu, \quad (5.60)$$

где  $d_p$  — диаметр сферы;  $v_i$  — конечная скорость осаждения;  $\rho_f$  — плотность жидкости;  $\mu$  — ее вязкость.

В условиях ламинарного течения конечная скорость осаждения частицы определяется из закона Стокса.

$$v_i = [2gd_p^2/36] \times (\rho_p - \rho_f) / \mu, \quad (5.61)$$

где  $\rho_p$  — плотность частицы.

При турбулентном течении конечная скорость осаждения частицы определяется по формуле Риттингера

$$v_i = 9 \sqrt{d_p (\rho_p - \rho_f) / \rho_f}. \quad (5.62)$$

Прогнозировать конечную скорость осаждения частиц выбуренной породы значительно труднее. Во-первых, из-за широкого диапазона размеров частиц; во-вторых, вследствие того, что частицы имеют самую различную форму, и, в-третьих, потому что большинство буровых растворов по своей природе отличаются от ньютоновских жидкостей.

Несколько легче прогнозировать конечные скорости осаждения при движении частиц вниз со скоростью, вызывающей турбулизацию жидкости, так как в этом случае на скорость осаждения частиц реологические свойства раствора не влияют. Уокер и Мейсз предложили следующее уравнение для плоских частиц, при падении которых плоская поверхность располагается снизу (такая ориентация нормальна для вызывающего турбулизацию падения частицы):

$$v_i = \sqrt{2gd_p (\rho_p - \rho_f) / (1,12\rho_f)}. \quad (5.63)$$

Конечные скорости осаждения, прогнозируемые с помощью этого уравнения, хорошо коррелируются со скоростями в экспериментах с искусственными частицами одинакового размера и формы. Тем не менее конечную скорость осаждения частиц выбуренной породы лучше всего оценить прямым экспериментом. При определении скоростей осаждения частиц в буровом растворе в нижнюю часть осадительной колонны следует налить слой прозрачной жидкости более высокой плотности, чем буровой раствор, чтобы частицы были видны в момент, когда они достигают дна колонны. На рис. 5.52 показаны скорости осаждения выбуренных частиц глинистых сланцев в воде.

При проводке скважины выбуренные частицы в случае прекращения циркуляции оседают в неподвижном растворе. В ньютоновской жидкости скорость осаждения частиц конечна

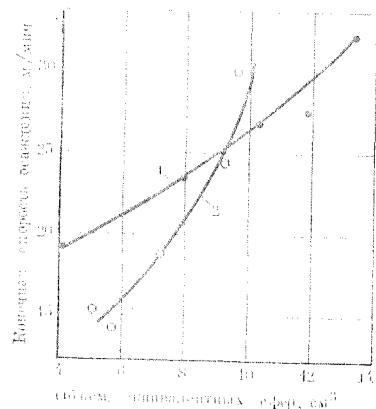


Рис. 5.52. Конечные скорости осаждения частиц глинистого шлама в воде:  
1 — округлые частицы; 2 — тонкие плоские частицы

жидкости находятся во взвешенном состоянии, этому способствует повышение предельного статического напряжения сдвига во времени.

В восходящем потоке твердая фаза будет двигаться вверх, если скорость жидкости превышает скорость осаждения частиц. Однако частица проскальзывает в восходящем столбе, и поэтому ее скорость при движении вверх меньше скорости течения жидкости в кольцевом пространстве. Сифферман оценивал эффективность очистки ствола скважины с помощью коэффициента переноса, определяемого из следующего соотношения:

$$v_c = v_a - v_s,$$

где  $v_c$  — абсолютная скорость подъема частицы;  $v_a$  — скорость течения в кольцевом пространстве;  $v_s$  — скорость проскальзывания частицы вниз.

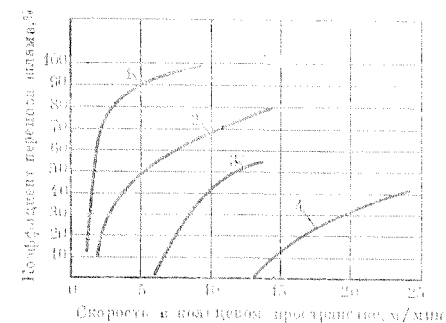
Таблица 5.4  
РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ  
В ИССЛЕДОВАНИЯХ СИФФЕРМАНА

Буровой раствор	RV, мПа·с	УР, Па	Статическое напряжение сдвига, Па	
			начальное	после 10 мин покоя
Высокой вязкости	16	17,7	6,2	13,9
Средней вязкости	14	10,0	6,2	10,5
Низкой вязкости	8	3,8	1,0	1,4
Вода	1	0	0	0

независимо от вязкости. Однако вследствие большой длины столба, в котором происходит осаждение частиц, лишь небольшая часть шлама достигает забоя, если вязкость не приближается к вязкости воды. В неньютоновской жидкости скорость осаждения частиц зависит от разности между напряжением  $\tau$ , создаваемым разностью плотностей ( $\rho_p - \rho_f$ ), и предельным статическим напряжением сдвига  $S$  бурового раствора. Если  $\tau < S$ ,  $v_i$  равна нулю, и частицы остаются во взвешенном состоянии. Начальное статическое напряжение сдвига большинства буровых растворов слишком мало, чтобы крупные частицы шлама продол-

Рис. 5.53. Зависимость коэффициента переноса твердой фазы от скорости бурового раствора в кольцевом пространстве:

1 — раствор высокой вязкости; 2 — раствор средней вязкости; 3 — раствор низкой вязкости; 4 — вода



Разделив обе части уравнения на  $v_a$ , получим коэффициент переноса  $v_c/v_a$ .

$$v_c/v_a = 1 - v_s/v_a.$$

Сифферман измерял увеличение коэффициента переноса искусственных частиц шлама с увеличением скорости течения в кольцевом пространстве при моделируемых скважинных

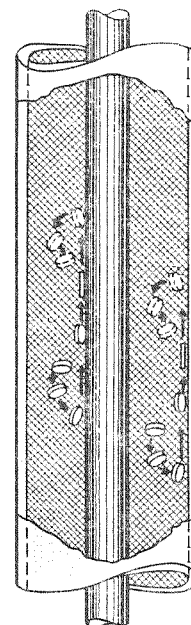


Рис. 5.54. Локальная циркуляция бурового раствора при ламинарном течении плоских частиц шлама

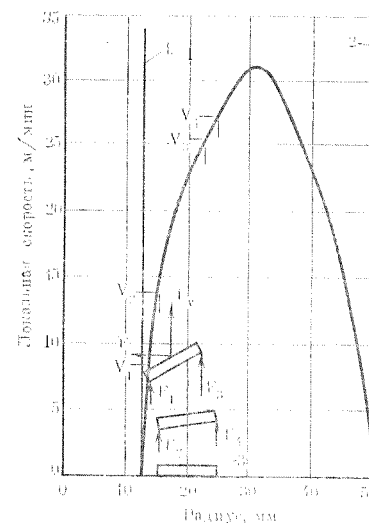


Рис. 5.55. Возникновение неравномерных нагрузок на плоские частицы шлама при ламинарном течении бурового раствора в кольцевом пространстве:

1 — центральная труба; 2 — наружная стенка; 3 — плоская частичка

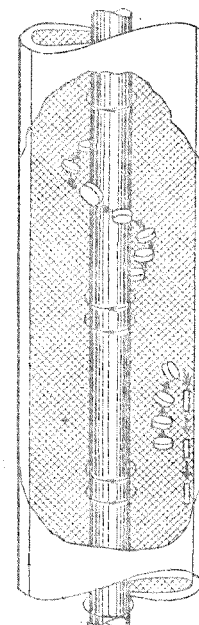


Рис. 5.56. Перемещение плоских частиц шлама по спиральной буровой колонне

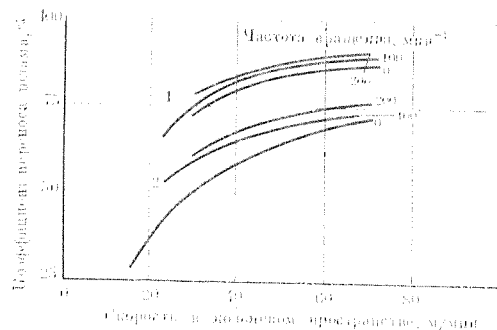


Рис. 5.57. Влияние частоты вращения буровых труб на перенос шлама в кольцевом пространстве между 203-мм стволом и 102-мм буровой колонной при плотности бурового раствора 1,44 г/см³:  
1 — мелкие частицы (1,6×3,2×3,2 мм); 2 — крупные частицы (6,4×12,7×3,2 мм)

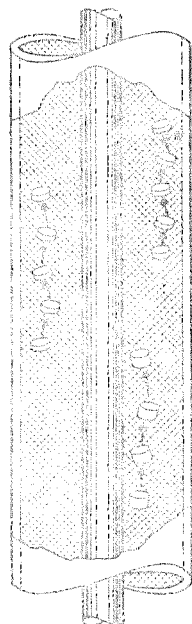


Рис. 5.58. Перенос плоских частичек шлама при турбулентном течении (центральная труба неподвижна)

условиях. Они исследовали вынос шлама при отсутствии вращения труб при низких скоростях течения в кольцевом пространстве между 305-мм стволом и 89-мм буровой колонной. Искусственные частицы шлама размером 3,2×6,4×3,2 мм находились в буровом растворе плотностью 1,44 г/см³. В исследованиях использовались четыре раствора разной вязкости (табл. 5.4). Результаты измерений отражены на рис. 5.53, из которого следует, что кривая коэффициента переноса выполаживается с ростом скорости течения в кольцевом пространстве и что при заданной скорости этот коэффициент сильно зависит от вязкости бурового раствора.

Уильямс и Брюс экспериментально показали, что одной из причин низкой эффективности переноса твердой фазы является способность плоских частичек шлама совершать локальные циркуляции, как показано на рис. 5.54. Считают, что это явление обусловлено параболической формой профиля скоростей при ламинарном течении, в результате которой на плоские частицы действуют неравные между собой силы (рис. 5.55). В результате они поворачиваются на ребро и смещаются к стенкам труб, после чего опускаются на некоторое расстояние, прежде чем начинают мигрировать к центральной области кольцевого пространства. Нисходящее движение вызывается как низкой скоростью, преобладающей у стенок, так и ориентацией частиц — ребром вниз.

Вообще говоря, вращение буровой колонны способствует

увеличению коэффициента переноса, так как частицы, находящиеся в непосредственной близости от буровой колонны, начинают перемещаться по спирали (рис. 5.56). Однако, как показал Сифферман, этот эффект довольно слаб (рис. 5.57). Теоретически при турбулентном течении коэффициент переноса должен был бы увеличиваться, так как более плоский профиль скоростей исключает возможность вращательного момента (рис. 5.58). Тем не менее результаты экспериментов не всегда подтверждают это положение, возможно, из-за различий в условиях их проведения (например, непостоянство размеров и форм частиц шлама).

### Оптимальная скорость в кольцевом пространстве

Хотя теоретически при любой скорости, превышающей скорость осаждения самой крупной частицы шлама, в конце концов весь шлам будет вынесен на поверхность, слишком низкие скорости течения в кольцевом пространстве приведут к нежелательно высокой объемной доле шлама в буровом растворе. Вследствие проявления эффекта проскальзывания объемная доля шлама в буровом растворе зависит от коэффициента переноса, а также от объемной скорости течения и скорости образования шлама долотом. На практике установлено, что при объемной доле шлама, превышающей 5 %, происходят задержки или прихват буровой колонны, когда по каким-либо причинам прекращается циркуляция.

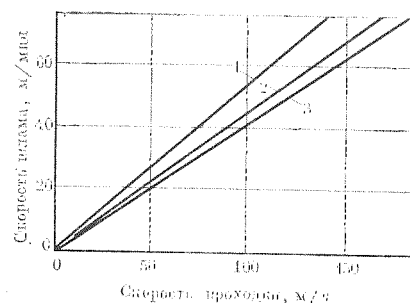


Рис. 5.59. Зависимость скорости подъема шлама, необходимой для поддержания его объемной доли в буровом растворе на уровне ниже 5 %, от скорости проходки:  
1 — 114-мм буровые трубы, 203-мм ствол; 2 — 114-мм буровые трубы, 229-мм ствол; 3 — 140-мм буровые трубы, 311-мм ствол

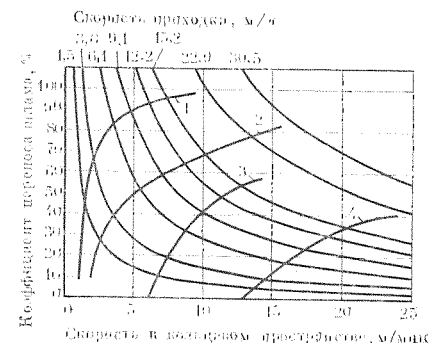


Рис. 5.60. Зависимость минимальной скорости течения раствора в кольцевом пространстве между 89-мм буровой колонной и 305-мм стволом, необходимой для поддержания объемной доли шлама на уровне ниже 4 %, от коэффициента переноса шлама и скорости проходки:  
1 — раствор высокой вязкости; 2 — раствор средней вязкости; 3 — раствор низкой вязкости; 4 — вода

На рис. 5.59 показана теоретическая скорость подъема шлама, необходимая для поддержания его объемной доли в буровом растворе не выше 5 % для нескольких размеров кольцевого пространства. На рис. 5.60 показана минимальная скорость в кольцевом пространстве, необходимая для поддержания объемной доли шлама в различных буровых растворах не выше 4 % в соответствии с расчетами Заморы.

Поскольку скорость проходки с увеличением вязкости раствора снижается, достаточную очистку ствола скважины целесообразно поддерживать путем повышения скоростей течения в кольцевом пространстве, а не посредством увеличения вязкости. Однако скорости в кольцевом пространстве нельзя беспречно повышать по следующим соображениям:

1. При высоких скоростях в кольцевом пространстве темп роста коэффициента переноса постепенно снижается (см. рис. 5.53).

2. Высокие скорости циркуляции бурового раствора приводят к непропорционально высоким затратам на промывку скважины, так как потери давления в буровой колонне возрастают в квадратичной зависимости от скорости турбулентного течения.

3. Высокие скорости в кольцевом пространстве могут вызвать эрозию стенок ствола. Однако высокие расходы бурового раствора сами по себе еще не вызывают эрозии стенок ствола в устойчивых породах, даже если течение турбулентно. Касательные напряжения, развивающиеся под воздействием бурового раствора на стенках скважины, примерно в 1000 раз меньше прочности на сдвиг устойчивых пород и глинистых сланцев. Поэтому в некоторых геологических районах можно бурить с промывкой водой, движущейся в турбулентном режиме, не вызывая заметного увеличения диаметра ствола по сравнению с номинальным. К сожалению, в большинстве районов, где ведется бурение нефтяных скважин, пласты имеют трещины, вызванные тектоническими смещениями, либо серьезно ослабляются в результате физико-химического взаимодействия с буровым раствором. В таких условиях увеличение диаметра ствола будет усиливаться с ростом скорости раствора в кольцевом пространстве.

Из приведенных выше соображений следует, что оптимальные значения скорости в кольцевом пространстве и вязкости бурового раствора зависят от возможности поддержания номинального диаметра ствола. Ствол номинального диаметра можно сохранять чистым, применяя либо воду, либо буровые растворы минимальной вязкости; однако если происходит значительное увеличение диаметра ствола по сравнению с номинальным, скорость жидкости в интервалах повышенного диаметра снижается, поэтому может наблюдаться значительное колебание скоростей в различных интервалах ствола (см. рис. 5.48). Увеличение объемного расхода с целью достижения ско-

ростей, достаточных для очистки интервалов повышенного диаметра, может привести к чрезмерным скоростям в интервалах номинального размера. В этих условиях необходимо регулировать реологические свойства бурового раствора, чтобы повысить коэффициент переноса.

### Оптимальные реологические свойства для очистки ствола

Если исходить из общих соображений, то для очистки ствола скважины лучше всего подходит буровой раствор с преимущественно структурной вязкостью, т. е. с высоким отношением предельного динамического напряжения сдвига к пластической вязкости или с низким показателем нелинейности  $n$ . Такой раствор при сдвиге становится более текучим, поэтому его эффективная вязкость будет возрастать в интервалах повышенного диаметра, где скорости раствора низкие, и снижаться в интервалах номинального диаметра, где скорости высокие.

Можно было бы ожидать, что буровой раствор, вязкость которого определяется преимущественно структурной составляющей, будет более эффективно выносить шлам из скважины, чем ньютоновская или близкая к ней жидкость. Однако экспериментальные данные свидетельствуют об обратном. Хопкин установил, что из всех реологических параметров скорость проскальзывания частиц шлама лучше всего коррелируется с предельным динамическим напряжением сдвига (рис. 5.61). Тем не менее, Сифферман нашел, что буровые растворы с предельным динамическим напряжением сдвига около 10 Па имеют почти такой же коэффициент переноса, как и ньютоновские масла эквивалентной вязкости. Однако в этих экспериментах не полностью воспроизводились скважинные условия. Буровой раствор закачивали в нижнюю часть колонны центробежным насосом, в результате структурная вязкость должна была снижаться до очень низких значений, что характерно для условий у долота. В скважине по мере подъема бурового раствора по кольцевому пространству структурная вязкость восстанавливается, а в экспериментах при сравнительно небольшой длине колонны для этого было слишком мало времени.

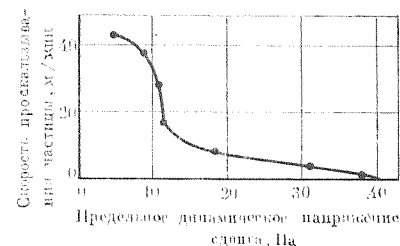


Рис. 5.61. Зависимость скорости проскальзывания частиц шлама от предельного динамического напряжения сдвига для сферы диаметром 24 мм

Предполагают, что определенные преимущества мог бы дать буровой раствор с низким значением  $n$ , поскольку для него характерен довольно плоский профиль скоростей (см. рис. 5.26), поэтому на большей части ширины кольцевого пространства должны преобладать низкие скорости сдвига и высокие локальные вязкости. Для подтверждения этой теории, однако, нет надежных экспериментальных данных — ни в одном эксперименте не удалось обеспечить изменение  $n$  при постоянстве всех прочих факторов. Конечно, можно ожидать, что плоские профили способствуют ослаблению эффекта локальных циркуляций, отмеченного Уильямсом и Брюсом, однако уменьшение  $n$  ведет к снижению средней эффективной вязкости, так как  $\mu_e = K(\gamma)^{n-1}$ .

### Удаление шлама и растворенного пластового газа

Структурная вязкость препятствует удалению из бурового раствора шлама и растворенного пластового газа. Когда жидкость находится в покое, частицы твердой фазы начинают опускаться, а пузырьки газа подниматься только в том случае, если напряжение, создаваемое разницей плотностей этих частиц или пузырьков и жидкости, превысит предельное статическое напряжение сдвига бурового раствора. Высокие скорости сдвига, преобладающие в механических сепараторах и дегазаторах, способствуют отделению твердой фазы и газа благодаря снижению структурной вязкости.

### Давления при неустановившихся процессах в стволе скважины

До сих пор рассматривались давления, возникающие при установившемся течении, но во время нормального цикла бурения возникают различные нестационарные давления, влияющие на безопасность работ в скважине. На рис. 5.62 иллюстрируются типичные нестационарные давления, выражаемые через эквивалентную плотность бурового раствора, имеющего в состоянии покоя плотность  $1,41 \text{ г/см}^3$ . Положительный импульс давления возникает всякий раз, когда в скважину спускают свечу буровых труб, которая действует как поршень со свободной посадкой, выдавливая буровой раствор из ствола скважины. После того как долото достигнет забоя, давление, развиваемое для восстановления циркуляции, создаст еще один импульс. Наиболее сильный импульс давления возникает при быстром проведении расширения ствола сверху вниз с промывкой перед наращиванием колонны. Наконец, отрицательные импульсы давления (или, как их обычно называют, давления свабирования) возникают при подъеме буровой колонны вследствие проявления эффекта поршневого. Совсем необязательно, чтобы при этом жидкость откачивалась из кольце-

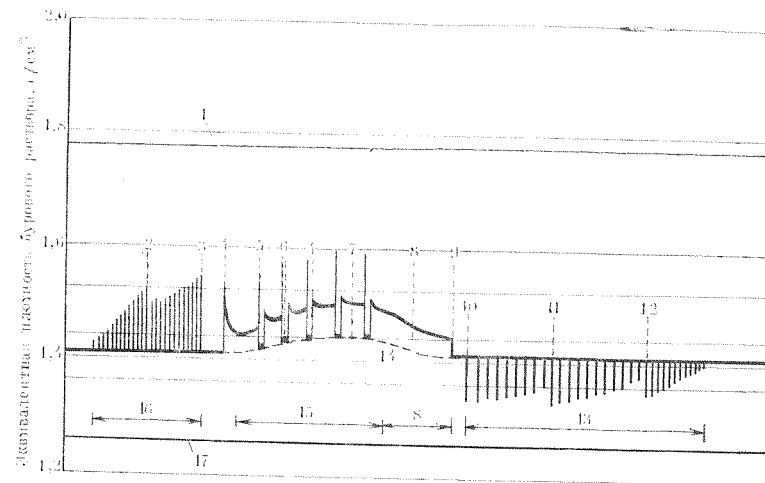


Рис. 5.62. Динамика давлений при нормальном цикле бурения:

1 — прочность пластовой породы; 2 — включение гидродинамического тормоза; 3 — долото достигло забоя; 4 — восстановление циркуляции; 5 — быстрое расширение ствола; 6 — остановка насосов для наращивания колонны; 7 — возобновление бурения; 8 — промывка ствола; 9 — отсоединение ведущей трубы; 10 — подъем инструмента на малой скорости; 11 — подъем инструмента на средней скорости; 12 — подъем инструмента на высокой скорости; 13 — подъем буровой колонны; 14 — гидростатическое давление столба бурового раствора в кольцевом пространстве; 15 — углубление ствола; 16 — спуск буровой колонны; 17 — пластовое давление

вого пространства или устремлялась вверх вместе с буровой колонной, но когда это происходит, давление снижается значительно.

В породах с нормальными и умеренно высокими пластовыми давлениями, как показано на рис. 5.62, нестационарные давления не опасны; но в пластах с аномально высокими пластовыми давлениями диапазон возможного изменения плотности бурового раствора, определяемый необходимостью создания достаточного противодавления на пласт и недопущения его гидроразрыва, весьма невелик (см. главу 9). В таких условиях отрицательного импульса давления бывает достаточно, чтобы произошел выброс, а положительный импульс давления может вызвать гидравлический разрыв пласта с последующей потерей циркуляции. Путем анализа случаев осложнений доказана связь между отрицательными импульсами давления и происшедшими выбросами, а также между положительными импульсами давления и поглощениями.

Беркхардт выделил три фактора, способствующие возникновению импульсов давления: ускорение или замедление движения бурового раствора, давление, необходимое для разрушения геля, и вязкостное сопротивление бурового раствора. В ряде промысловых исследований он измерил скорости перемещения буровой колонны и соответствующие давления в стволе скважины. Результаты его исследований показали,



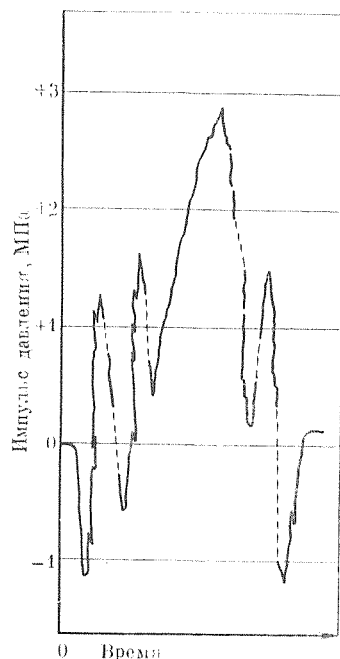


Рис. 5.63. Изменение импульса давления во времени при спуске в скважину свечи № 44

что максимальный положительный импульс давления (рис. 5.63) возникал при максимальной скорости перемещения колонны (рис. 5.64) и, следовательно, пиковые импульсы вызывались вязкостным сопротивлением бурового раствора.

Беркхардт вывел уравнения, связывающие скачок давления со скоростью перемещения труб, исходя из предположения, что перепад давлений, создаваемый движением трубы в неподвижной жидкости, равен перепаду давлений при течении жидкости в неподвижной трубе при одинаковых скоростях. Уравнения, определяющие импульсы давления в бурящейся скважине, усложняются, так как движутся как труба, так и жидкость. Таким образом, буровой раствор имеет одну скорость по отношению к движущейся трубе, а другую по отношению к неподвижной стенке ствола скважины. Для удобства Беркхардт рассчитывал одну эффективную скорость.

Другое усложнение вызвано тем, что бурильная колонна открыта, поэтому буровой раствор движется вверх частично по кольцевому пространству, а частично по бурильной колонне в соответствии с отношением сопротивлений в каждом из этих каналов. Для одной и той же эффективной скорости бурового раствора зависимость давления от скорости для положительных и отрицательных импульсов одинакова.

Для точного решения этих уравнений требуется ЭВМ. Программы для ЭВМ были составлены Беркхардтом на основе модели течения бингамовской вязкопластичной жидкости, Шухом на основе модели течения жидкости, подчиняющейся степенному закону, а также Фонтено и Кларком на основе степенного закона и свойств бурового раствора в скважине. Хотя эти программы для использования на буровой не годятся, они очень полезны для проектирования процесса бурения скважины, например, при определении диаметра ствола, необходимого для удержания отрицательных и положительных импульсов давления в безопасных для скважины пределах, как показано на рис. 5.65.

Чтобы продемонстрировать влияние реологических параметров бурового раствора, Беркхардт дал приближенные решения

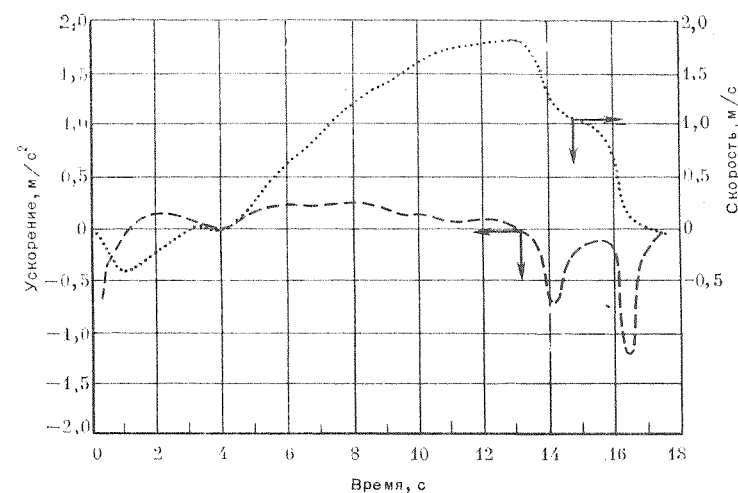


Рис. 5.64. Изменение скорости и ускорения перемещения труб при спуске в скважину свечи № 44 (интервал 552—566 м)

своих уравнений. Уравнения импульса давления для ламинарного течения

$$P_s = (B\mu_p V_p + \tau_0) / [0,3 (D_2 - D_e)], \quad (5.64)$$

а для турбулентного течения

$$p_s = A\mu_p^{0,21} \rho^{0,806} V^{1,8}, \quad (5.65)$$

где  $p_s$  — импульс давления, (фунт/квадратный дюйм)/1000 фут;  $V_p$  — скорость колонны, фут/мин;  $\mu_p$  — пластическая вязкость, сП;  $\rho$  — плотность, фунт/галлон;  $\tau_0$  — предельное динамическое напряжение сдвига, фунт/100 квадратных фут;  $D_2$  — диаметр ствола скважины, дюйм;  $A$ ,  $B$  и  $D_e$  — параметры формы, которые для открытой и закрытой колонн различны.

Точные и приближенные решения сопоставляются на рис. 5.66.

Хотя вязкостное сопротивление бурового раствора определяет максимальный импульс давления, предельное статическое напряжение сдвига в скважине является одним из важных факторов, так как от него зависит  $\tau_0$  в уравнении (5.64). Беркхардт в своих промысловых исследованиях в качестве  $\tau_0$  использовал значение предельного статического напряжения сдвига после 3 мин покоя, измеренное на поверхности. На практике предельные статические напряжения сдвига раствора в скважине довольно сильно отклоняются от этого значения в зависимости от глубины, градиента температуры и тиксотропного поведения бурового раствора. Перед тем как бурильную колонну начинают спускать в скважину после смены инструмента, буровой раствор пребывает в состоянии покоя в течение нескольких часов.

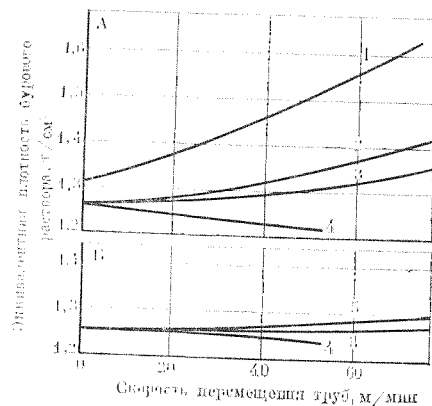


Рис. 5.65. Прогнозные импульсы давлений при различных скважинных операциях:

А — забой скважины 2130 м; 194-мм ствол; 114-мм буровая колонна; 18 УБТ диаметром 159 мм; долото с двумя 8,7-мм и одной 7,9-мм пасаками; буровой раствор плотностью 1,26 г/см<sup>3</sup>; пластическая вязкость 18 мПа·с; предельное динамическое напряжение сдвига 2,9 Па; Б — забой скважины 2130 м; 251-мм ствол; 114-мм буровая колонна; 21 УБТ диаметром 159 мм; долото с тремя 7,9-мм пасаками; буровой раствор плотностью 1,26 г/см<sup>3</sup>; пластическая вязкость 18 мПа·с; предельное динамическое напряжение сдвига 2,9 Па; 1 — спуск колонны и промывка с расходом 0,019 м<sup>3</sup>/с; 2 — спуск колонны при насосе, работающем всхолостую; 3 — спуск колонны; 4 — подъем труб; 5 — спуск колонны и промывка с расходом 0,020 м<sup>3</sup>/с

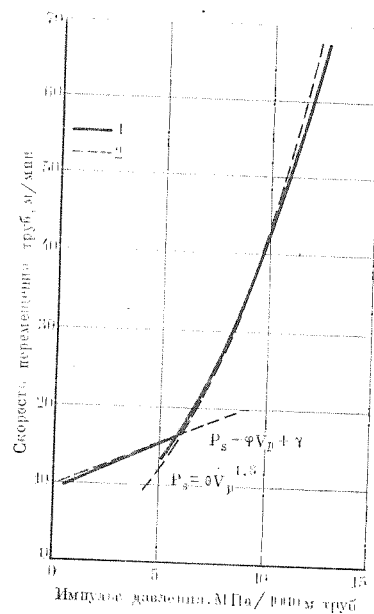


Рис. 5.66. Зависимости импульсов давлений от мгновенных значений максимальной скорости перемещения труб:

1 — решение по строгим формулам; 2 — решение по приближенным формулам

Поскольку раствор на забое скважины дольше остается в состоянии покоя, чем раствор, находящийся у поверхности, и к тому же подвергается действию более высоких температур, предельное статическое напряжение сдвига постепенно увеличивается с глубиной.

Когда в скважину спускают очередную свечу, столб раствора над долотом перемещается в течение 15—20 с, однако при навививании следующей свечи предельное статическое напряжение сдвига частично восстанавливается. При спуске в скважину большого числа свечей предельное статическое напряжение сдвига бурового раствора у поверхности сильно снижается, в то время как в не потревоженном растворе у долота оно сохраняется неизменным с момента подъема долота из скважины. Таким образом, когда долото достигнет забоя, среднее значение предельного статического напряжения сдвига столба бурового раствора будет значительно выше, чем у раствора, выходящего из скважины на поверхность. Разумеется, даже после восстановления циркуляции средняя эффективная вязкость будет оставаться повышенной до тех пор, пока буро-



Рис. 5.67. Результаты промышленных исследований Карлтона и Ченверта. Потери давления в кольцевом пространстве оставались высокими, пока структурированный буровой раствор с забоя скважины не поднялся до поверхности примерно через 95 мин после возобновления циркуляции:

1 — предельное статическое напряжение сдвига через 10 мин покоя; 2 — предельное динамическое напряжение сдвига

вой раствор, находящийся у забоя скважины, не достигнет поверхности. Например, как видно на рис. 5.67, потери давления в кольцевом пространстве, согласно измерениям Карлтона и Ченверта, в ходе промышленных исследований оставались выше нормы до тех пор, пока раствор с забоя не поднялся до поверхности, о чем свидетельствовало повышение предельного напряжения сдвига примерно через 95 мин после возобновления циркуляции.

Максимальный положительный импульс давления, действующий на пласт на конкретной глубине, возникает в момент достижения долотом этой отметки. Значение  $\tau_0$ , которое необходимо использовать в уравнении (5.64), находится где-то между фактическим предельным статическим напряжением сдвига бурового раствора на рассматриваемой глубине и начальным предельным статическим напряжением сдвига бурового раствора, выходящего из скважины. Предельное статическое напряжение сдвига раствора в состоянии покоя лучше всего оценивать путем нагревания пробы раствора в закрытом контейнере в течение определенного времени при соответствующей

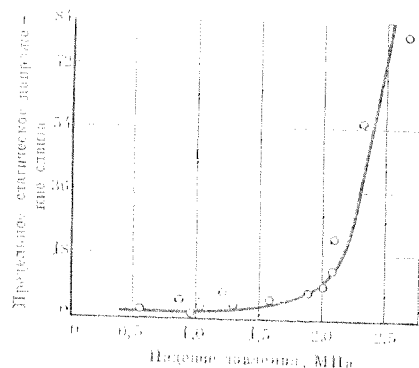


Рис. 5.68. Зависимость падения давления в результате проявления свабирующего эффекта при подъеме 178-мм обсадной колонны от предельного статического напряжения сдвига (в условных единицах)

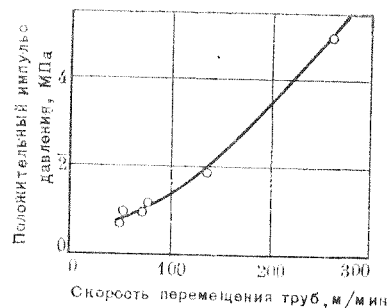


Рис. 5.69. Зависимость положительного импульса давления от скорости перемещения труб в средней части спускаемой свечи

щей температуре с последующим измерением предельного статического напряжения сдвига при помощи сдвигомера.

Отрицательные импульсы давления слабее положительных отчасти потому, что подъем колонны производится с меньшей скоростью, чем спуск, а отчасти из-за того, что в момент начала подъема из скважины  $t_0$  минимально. Тем не менее, промышленные исследования Кэннона показали, что предельное статическое напряжение сдвига сильнее влияет на отрицательные импульсы давления, чем вязкость (рис. 5.68).

Из уравнения (5.65) следует, что при турбулентном режиме течения свойства бурового раствора оказывают небольшое влияние на импульсы давления, которые зависят главным образом от скорости перемещения труб. На основании рис. 5.66 можно заключить, что при использовании обычного бурового раствора в нормальных скважинных условиях турбулентное течение начинается при скорости перемещения труб немного более 1 м/с. Это критическое значение скорости перемещения труб подтверждается результатами промышленных исследований Гоуинза, который выявил заметное увеличение положительных импульсов давления при скоростях движения труб более 1 м/с (рис. 5.69).

#### ВАЖНОСТЬ ПОДДЕРЖАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА

Главной целью инженера по бурению должно быть поддержание устойчивости ствола, так как ствол номинального диаметра можно очищать буровым раствором низкой вязкости, при

использовании которого скорость механического бурения бывает высокой, а осложнения минимальными. Если диаметр ствола становится больше номинального, что неизбежно происходит при разбуливании многих пластов, для удаления шлама приходится повышать вязкость и предельное статическое напряжение сдвига бурового раствора, а более высокие вязкости и прочные структуры геля приводят к снижению скоростей проходки и способствуют усилению отрицательных и положительных импульсов давления, газированию раствора и т. д. Противоречивые требования к реологическим свойствам раствора значительно легче выполнить, если использовать разжижающийся при сдвиге буровой раствор, в котором при прекращении циркуляции образуется структура, достаточно прочная для удержания во взвешенном состоянии шлама, однако при возникновении течения структура быстро разрушается и раствор снова приобретает низкую вязкость. Такой раствор характеризуется высоким значением отношения предельного динамического напряжения сдвига к пластической вязкости  $Y_P/PV$  и низким значением показателя нелинейности  $n$ .

Методика регулирования реологических свойств бурового раствора в промысловых условиях выходит за рамки настоящей главы, но можно сказать, что высокие значения отношения  $Y_P/PV$  лучше получать за счет снижения пластической вязкости, а не за счет повышения предельного динамического напряжения сдвига. Поэтому, как правило, следует поддерживать минимально возможную пластическую вязкость путем механического удаления выбуренной породы на поверхности, а предельное динамическое напряжение сдвига сохранять на уровне, при котором обеспечивается достаточная несущая способность раствора. Предельное динамическое напряжение сдвига регулируется добавлением понизителей вязкости или их удалением из раствора при разбуливании глинистых сланцев, образующих коллоидные растворы, и добавлением бентонита при бурении в других породах.

#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

$\overline{AV}$  — эффективная вязкость при частоте вращения ротационного вискозиметра  $600 \text{ мин}^{-1}$ ;

$D$  — диаметр;

$D_1$  — наружный диаметр бурильных труб или УБТ;

$D_2$  — диаметр ствола скважины или внутренний диаметр обсадной колонны;

$F$  — сила;

$f$  — коэффициент трения Фэннинга;

$g$  — ускорение свободного падения;

$h$  — скорректированная высота внутреннего цилиндра (боба) ротационного вискозиметра;

## Глава 6. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

- $K$  — показатель консистенции жидкости, подчиняющейся степенному закону;  
 $K'$  — обобщенный показатель консистенции;  
 $L$  — длина;  
 $M$  — средний гидравлический радиус;  
 $n$  — показатель нелинейности в степенной реологической модели;  
 $n'$  — обобщенный показатель нелинейности;  
 $Re$  — число Рейнольдса;  
 $Re'$  — обобщенное число Рейнольдса;  
 $p$  — давление;  
 $p_0$  — давление, необходимое для инициирования течения бингамовской вязкопластичной жидкости;  
 $\overline{PV}$  — пластическая вязкость, определенная в ротационном вискозиметре с двумя частотами вращения;  
 $Q$  — объемный расход;  
 $R$  — радиус;  
 $r$  — локальный радиус;  
 $R_a$  — радиус боба в ротационном вискозиметре;  
 $R_c$  — внутренний радиус ротора в ротационном вискозиметре;  
 $S$  — предельное статическое напряжение сдвига;  
 $T$  — вращающий момент;  
 $t$  — время;  
 $V$  — скорость течения;  
 $v$  — локальная скорость;  
 $v_t$  — конечная скорость твердой частицы в неподвижной жидкости;  
 $v_c$  — абсолютная скорость твердой частицы в восходящем потоке жидкости;  
 $v_s$  — скорость проскальзывания частицы шлама в восходящем потоке;  
 $\overline{YR}$  — предельное динамическое напряжение сдвига, определенное в ротационном вискозиметре с двумя частотами вращения;  
 $\gamma$  — скорость сдвига;  
 $\gamma_w$  — скорость сдвига у стенки трубы;  
 $\theta$  — показания шкалы ротационного вискозиметра;  
 $\mu$  — вязкость ньютоновской жидкости;  
 $\mu_p$  — пластическая вязкость бингамовской вязкопластичной жидкости;  
 $\mu_e$  — эффективная вязкость неньютоновской жидкости;  
 $\rho$  — плотность;  
 $\tau$  — напряжение сдвига;  
 $\tau_0$  — напряжение сдвига в момент прекращения течения;  
 $\tau_w$  — напряжение сдвига у стенки трубы;  
 $\Phi$  — объемная доля твердой фазы в суспензии;  
 $\omega$  — угловая скорость, рад/с;  
 $\omega$  — частота вращения, мин<sup>-1</sup>.

Для предотвращения притока пластовых флюидов в ствол скважины гидростатическое давление столба бурового раствора должно превышать давление флюидов в порах породы. Поэтому буровой раствор имеет тенденцию вторгаться в проницаемые пласты. Сильных поглощений бурового раствора в пласт обычно не происходит благодаря тому, что его твердая фаза проникает в поры и трещины на стенке ствола скважины, образуя глинистую корку сравнительно низкой проницаемости, через которую может проходить только фильтрат. Буровой раствор приходится обрабатывать с целью обеспечения как можно меньшей проницаемости глинистой корки, чтобы поддержать устойчивость ствола скважины и снизить до минимума внедрение фильтрата бурового раствора в потенциально продуктивные горизонты, что вызывает ухудшение коллекторских свойств. При высокой проницаемости глинистой корки она становится толстой, что уменьшает эффективный диаметр ствола и вызывает различные осложнения, например чрезмерный момент при вращении буровой колонны, затяжки при ее подъеме, а также высокое давление при свабировании и значительные положительные импульсы давления. Толстая корка может вызвать захват буровой колонны под действием перепада давления, что приводит к дорогостоящим ловильным работам.

При бурении нефтяной скважины проявляются два вида *фильтрации*: *статическая*, протекающая при отсутствии циркуляции, когда буровой раствор не мешает росту фильтрационной корки, и *динамическая*, происходящая в условиях, когда буровой раствор циркулирует, а рост фильтрационной корки ограничен из-за эрозионного действия потока бурового раствора. Скорость динамической фильтрации значительно выше статической, и большая часть фильтрата бурового раствора проникает в пласты, вскрытые скважиной, в динамических условиях. Фильтрационные свойства буровых растворов обычно оцениваются и регулируются на основании испытания на фильтрационные потери по методике АНИ. Оно проводится в статических условиях и поэтому не является надежным средством определения фильтрации в скважине, если не установлена зависимость между статической и динамической фильтрациями, в соответствии с которой интерпретируются результаты этого испытания.