

$K$  — 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;  
 $PV$  — пластическая вязкость, определенная в ротационном вискозиметре с двумя частотами вращения;  
 $Q$  — объемный расход;  
 $R$  — радиус;  
 $r$  — локальный радиус;  
 $R_o$  — радиус боба в ротационном вискозиметре;  
 $R_r$  — внутренний радиус ротора в ротационном вискозиметре;  
 $S$  — предельное статическое напряжение сдвига;  
 $T$  — вращающий момент;  
 $t$  — время;  
 $V$  — скорость течения;  
 $v$  — локальная скорость;  
 $v_l$  — 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;  
 $YR$  — 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;  
 $\varphi$  — объемная доля твердой фазы в суспензии;  
 $\omega$  — угловая скорость, рад/с;  
 $\omega$  — частота вращения, мин<sup>-1</sup>.

## Глава 6.

### ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

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.

В этой главе рассматриваются основы статической и динамической фильтрации и наилучшие способы их корреляции. В главе не анализируется влияние фильтрационных свойств на различные осложнения при бурении и добыче, поскольку они определяются и другими факторами, такое влияние будет описано в главах, касающихся этих конкретных осложнений.

## СТАТИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ

### Теория статической фильтрации

Если единичный объем устойчивой суспензии твердого вещества фильтруется через проницаемый фильтр и если объемную долю фильтрата обозначить через  $x$ , то объемная доля корки, отложившейся на фильтре и содержащей твердую и жидкую фазы, составит  $(1-x)$ . Поэтому, если  $Q_c$  — объем корки, а  $Q_w$  — объем фильтрата, то

$$Q_c/Q_w = (1-x)/x, \quad (6.1)$$

а толщина корки  $h$ , образующейся на единичной поверхности в единицу времени,

$$h = Q_w(1-x)/x. \quad (6.2)$$

По закону Дарси

$$dq/dt = kp/(\mu h), \quad (6.3)$$

где  $k$  — проницаемость, Д;  $p$  — перепад давления, кгс/см<sup>2</sup>;  $\mu$  — вязкость фильтрата, сП;  $h$  — толщина, см;  $q$  — объем фильтрата, см<sup>3</sup>;  $t$  — время, с.

Следовательно,

$$\frac{dq}{dt} = \frac{kp}{\mu Q_w} \frac{x}{1-x}.$$

После интегрирования получим

$$Q_w^2 = \frac{2kp}{\mu} \frac{x}{1-x} t. \quad (6.4)$$

Из уравнений (6.1) и (6.4) имеем

$$Q_w^2 = (2kp/\mu) (Q_w/Q_c). \quad (6.5)$$

Если площадь фильтрационной корки равна  $A$ ,

$$Q_w^2 = (2kpA^2/\mu) (Q_w/Q_c) t. \quad (6.6)$$

Это фундаментальное уравнение, определяющее фильтрацию при статических условиях.

## Зависимость объема фильтрата от времени

Ларсен установил, что при фильтрации бурового раствора через бумагу в условиях постоянных температуры и давления  $Q_w$  пропорционален  $t^{0.5}$ , если пренебречь небольшой ошибкой при значениях, близких к нулю. Отсюда следует, что для данного бурового раствора  $Q_w/Q_c$  и  $k$  в уравнении (6.6) от времени не зависят. Хотя этот вывод и не может быть распространен на все буровые растворы, он вполне приемлем для практических целей и может служить основой для объяснения механизма статической фильтрации.

На рис. 6.1 показан типичный график зависимости суммарного объема фильтрата от времени в минутах, причем на оси абсцисс отложены значения, соответствующие корню квадратному из указанного времени. Пересечение графика со шкалой ординат определяет ошибку при значениях времени, близких к нулю. Эту ошибку обычно называют *мгновенной фильтрацией бурового раствора*. Она вызывается главным образом способностью мельчайших частиц бурового раствора проходить через фильтровальную бумагу, прежде чем произойдет закупоривание ее пор. После этого через бумагу проникает только фильтрат и зависимость становится прямолинейной. Для большинства буровых растворов ошибка при значениях, близких к нулю, мала, и ею часто пренебрегают; однако эта ошибка может быть существенной, если фильтрация происходит в пористые породы.

Эксперименты Ларсена показали, что для определенного давления уравнение (6.6) можно представить в следующем виде:

$$Q_w - q_0 = A \sqrt{Ct}, \quad (6.7)$$

где  $q_0$  — ошибка при значениях, близких к нулю;  $C$  — константа.

$$C = 2kpQ_w/(\mu Q_c). \quad (6.8)$$

Таким образом, фильтрационные свойства различных буровых растворов можно оценивать по суммарному объему фильтрата за определенное время при стандартных условиях. АНИ рекомендовал следующие условия: продолжительность измерений 30 мин; давление 0,7 МПа; поверхность образующейся корки примерно 45 см<sup>2</sup>.

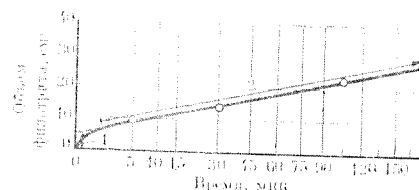


Рис. 6.1. График изменения объема фильтрата во времени:  
1 — постоянная ошибка, или мгновенная фильтрация; 2 — чистый фильтрат

Объем фильтрата за 30 мин можно оценить по объему  $Q_w$  за время  $t_1$  из следующего уравнения:

$$Q_{w30} - q_0 = (Q_{w1} - q_0) \sqrt{t_{30}} / \sqrt{t_1}.$$

Например, объем фильтрата за 30 мин иногда определяют по удвоенному значению этого параметра для 7,5 мин, так как  $\sqrt{30} / \sqrt{7,5} = 2$ .

### Зависимость объема фильтрата от давления

Согласно уравнению (6.6),  $Q_w$  должно быть пропорционально  $p^{0,5}$  и зависимость  $Q_w$  от  $p$  в двойном логарифмическом масштабе должна выражаться прямой линией с тангенсом угла наклона 0,5, если принять, что все прочие параметры неизменны. Это условие в действительности никогда не выполняется, так как образующаяся глинистая корка в какой-то мере сжимаема, поэтому проницаемость ее непостоянна и уменьшается с повышением давления. Следовательно,

$$Q_w \approx p^x,$$

где экспонента  $x$  для каждого раствора имеет разное значение, но всегда менее 0,5 (рис. 6.2).

Значение экспоненты  $x$  зависит главным образом от размера и формы частиц, образующих корку. Корка из бентонитовых частиц, например, имеет такую сжимаемость, что  $x=0$ , а  $Q_w$  постоянна по отношению к  $p$ . Причина такого поведения заключается в том, что бентонит почти полностью состоит из

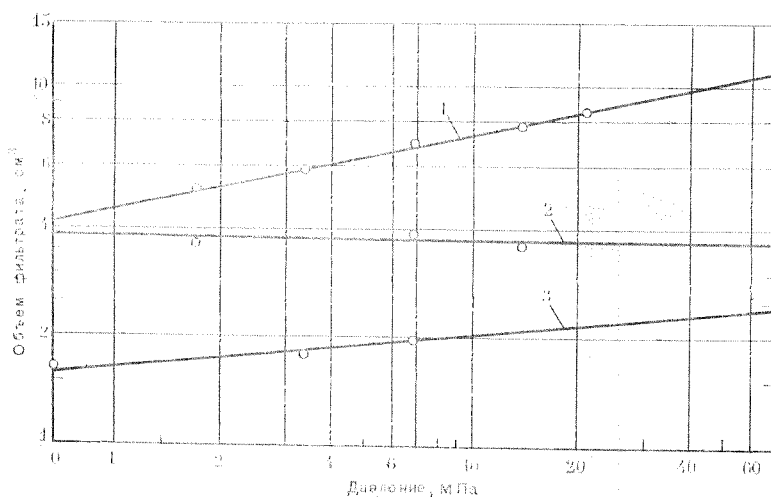


Рис. 6.2. Влияние давления на объем фильтрата:

1 — глинистый раствор, угловой коэффициент 0,205; 2 — бентонитовый раствор, угловой коэффициент 0,0; 3 — сланцевый раствор, угловой коэффициент 0,034

мельчайших пластинок монтмориллонита, которые при повышении давления обычно располагаются почти параллельно поверхности проницаемой породы. В результате проницаемость глинистой корки снижается в значительно большей мере, чем можно ожидать, если бы глинистая корка состояла, например, из жестких сфер. Экспериментально установлено, что при содержании в буровых растворах других глинистых частиц экспонента  $x$  изменяется от нуля примерно до 0,2; это означает, что скорость фильтрации сравнительно нечувствительна к изменениям давления.

Аутмэнз вывел уравнение, которое может быть использовано для прогнозирования объема фильтрата в зависимости от давления фильтрации, если сжимаемость глинистой корки известна. На практике обычно проще провести испытание на фильтрацию при конкретном давлении.

Когда используются растворы на углеводородной основе, начинает действовать другой фактор — повышение вязкости фильтрата (обычно дизельного топлива) с ростом абсолютного давления, что способствует снижению фильтрационных потерь в соответствии с уравнением

$$Q_{w1} = Q_{w2} \sqrt{\mu_1 / \mu_2}, \quad (6.9)$$

где  $\mu_1$  и  $\mu_2$  — вязкости при давлениях фильтрации в испытаниях с целью определения  $Q_{w1}$  и  $Q_{w2}$  соответственно.

### Зависимость объема фильтрата от температуры

Повышение температуры может привести к увеличению объема фильтрата по нескольким причинам. С ростом температуры вязкость фильтрата снижается, в результате его объем увеличивается в соответствии с уравнением (6.9). В табл. 6.1 приведены вязкости воды и 6 %-ного солевого раствора в определенном диапазоне температур, а на рис. 6.3 показана зависимость вязкости воды от температуры. Совершенно ясно, что температура может оказывать существенное влияние на

Таблица 6.1  
ВЯЗКОСТИ ВОДЫ И 6 %-НОГО РАСТВОРА ХЛОРИДА НАТРИЯ  
ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Температура, °С	Вязкость, мПа·с		Температура, °С	Вязкость, мПа·с	
	воды	солевого раствора		воды	солевого раствора
0	1,792	—	40	0,656	0,733
10	1,308	—	60	0,469	0,531
20,2	1,000	1,100	80	0,356	0,408
30	0,801	0,888	100	0,284	—

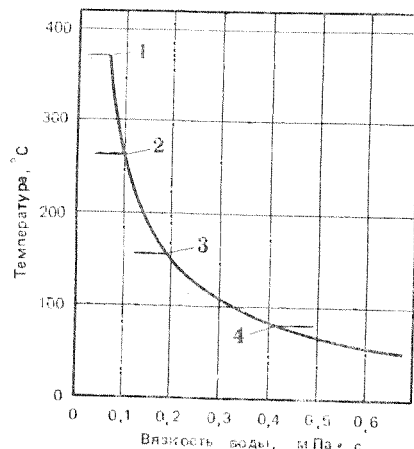


Рис. 6.3. Вязкость воды при различных температурах:  
1 — критическая температура воды, 374 °С; 2 — успешные лабораторные испытания раствора; 3 — испытания высококачественного бурового раствора; 4 — испытания при нормальной выдержке

объем фильтрата вследствие изменений его вязкости. Например, при температуре 100 °С объем фильтрата должен быть в  $(1/0,284)^{0,5}$ , или в 1,88 раза больше, чем при температуре 20 °С.

Изменения в температуре могут повлиять также на объем фильтрата из-за нарушения электрохимического равновесия, которое определяет степень флокуляции и агрегации и, следовательно, проницаемости фильтрационной корки. В результате этого объем фильтрата обычно бывает больше, чем дают расчеты по уравнению (6.9). Например, изучая шесть различных буровых растворов, Бик установил, что для трех растворов фильтрационные потери при 70 °С на 8—58 % превышают оценки по уравнению (6.9) при изменении вязкости раствора в результате нагрева с 21 до 70 °С. Соответственно возрастала и проницаемость глинистых корок, причем максимальное увеличение было более чем двукратным (с 2,2 до 4,5  $\text{нм}^2$ ). Фильтрационные потери для трех других буровых растворов отличались от прогнозных на  $\pm 5$  %, а проницаемость глинистых корок оставалась практически неизменной. В результате более всесторонних исследований Шремп и Джонсон пришли к заключению, что невозможно надежно прогнозировать фильтрационные потери при высоких температурах на основании данных их измерения при низких температурах. Поэтому каждый буровой раствор необходимо испытывать при интересующих температурах в высокотемпературном фильтр-прессе.

Кроме того, высокие температуры могут вызывать химическое разложение одного или нескольких компонентов бурового раствора. Многие органические понизители фильтрации начинают сильно разрушаться при температурах около 100 °С, причем скорость разложения возрастает с дальнейшим повышением температуры, если не удастся обеспечить необходимое

поддержание фильтрационных свойств. Дальнейший анализ этой проблемы дается в разделе, посвященном высокотемпературным буровым раствором, главы 9.

## ФИЛЬТРАЦИОННАЯ КОРКА

### Толщина фильтрационной корки

Хотя толщина глинистой корки является определяющим фактором при возникновении осложнений, связанных с уменьшением диаметра ствола, чрезмерным вращающим моментом, затяжками и прихватом из-за перепада давлений, этому вопросу в литературе уделялось очень мало внимания. Считается, что толщина глинистой корки пропорциональна фильтрационным потерям, поэтому необходимо лишь определять эти потери. В действительности, хотя толщина глинистой корки и связана с фильтрационными потерями, реальная зависимость специфична для каждого раствора, так как величина  $Q_w/Q_c$  в уравнении (6.6) зависит от содержания твердой фазы в растворе и количества воды, удерживающейся в глинистой корке. Фильтрационные потери снижаются с повышением содержания твердой фазы, а объем глинистой корки возрастает (рис. 6.4). Если

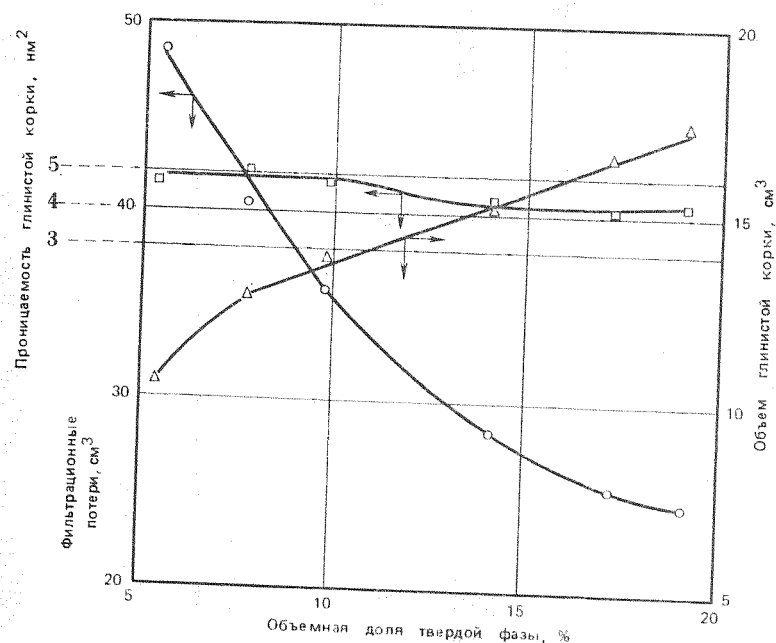


Рис. 6.4. Изменение объема фильтрата, объема глинистой корки и ее проницаемости в зависимости от объемной доли твердой фазы в суспензии глины альвармбюхен



Таблица 6.2

ОБЪЕМНЫЕ ДОЛИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ (В %) В ИСПЫТАНИЯХ  
НА НАБУХАЕМОСТЬ СУХОЙ ГЛИНЫ И НА ФИЛЬТРАЦИЮ

Тип глины	В набухшей глине	Испытания на фильтрацию		
		В суспензии	В глинистой корке при давлении 0,7 МПа	В глинистой корке при давлении 7 МПа
Бентонит	14,4	3,17 4,53 6,80	16,5 15,0 15,2	16,7
Глина Моевской пустыни	62,0	23,4 30,2 39,6	64,5 64,8 65,4	64,5
Западнотехасская глина	40,7	24,2	45,1	53

буровик вводит в буровой раствор дополнительный объем глины для снижения фильтрационных потерь, он может полагать, что при этом происходит снижение толщины глинистой корки, хотя на самом деле все бывает наоборот.

Объем воды в глинистых корках, которые образуют различные буровые растворы, зависит от набухаемости глинистых минералов, входящих в состав глин. Bentonит, например, характеризуется сильной набухаемостью, благодаря чему образующаяся корка обладает сравнительно высоким соотношением воды и твердой фазы, поэтому отношение  $Q_w/Q_c$  невелико. В табл. 6.2 приведены данные, позволяющие сопоставить относительные объемы воды в глинистых корках, образуемых тремя растворами, с адсорбированными сухими глинами объемами воды во время испытания на набухаемость. Следует отметить, что содержание воды в глинистых корках лишь немного меньше, чем в набухших глинах, и практически не зависит от объемной доли твердой фазы в суспензии. Понятно, что объемная доля воды в глинистой корке вполне может служить мерой набухаемости глины, из которой готовится раствор.

В меньшей степени толщина глинистой корки зависит от размера и гранулометрического состава частиц. От этих параметров зависит пористость корки и отношение ее суммарного объема к объему зерен. Важность этих эффектов была подтверждена Бо, который измерял пористость фильтрационных корок, образованных смешиванием стеклянных шариков девяти размеров. В результате этих исследований было установлено следующее.

1. Минимальную пористость получали при равномерной градации частиц по размерам (т. е. для линейной кривой распределения размеров частиц, как показано на рис. 6.5), так как самые мелкие частицы плотно закупоривали поры между более крупными частицами.

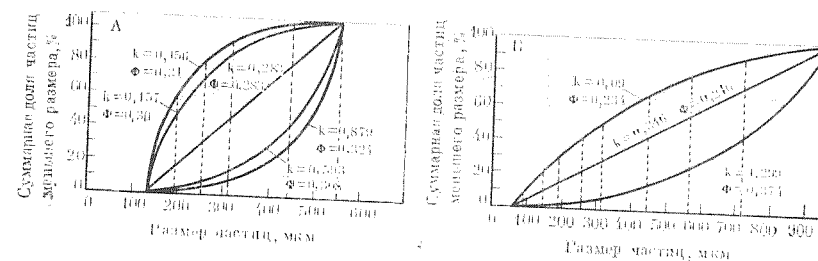


Рис. 6.5. Проницаемость и пористость фильтрационных корок из стеклянных шариков при их распределении по различным кривым ( $k$  — проницаемость,  $\text{м}^2$ ;  $\Phi$  — пористость, %):  
А — диапазон размеров шариков 140–550 мкм; Б — диапазон размеров шариков 70–950 мкм

2. Смеси с расширенным диапазоном линейного распределения частиц по размерам обеспечивали наименьшую пористость.

3. Избыток мелких частиц приводил к меньшей пористости, чем избыток крупных частиц.

Можно ожидать, что инертные твердые частицы, которые по форме приближаются к сферическим, в буровых растворах ведут себя примерно так же. Поведение коллоидной фракции больше зависит от формы частиц и электростатических сил.

Толщину фильтрационной корки точно измерить очень трудно, поскольку четко разграничить буровой раствор и наружную поверхность глинистой корки невозможно. Эта проблема возникает в связи с тем, что корка уплотняется под действием гидравлического сопротивления движению фильтрата через ее поры. Гидравлическое сопротивление возрастает с увеличением расстояния от поверхности корки, а локальное поровое давление снижается от максимального значения, соответствующего давлению бурового раствора у поверхности корки, до нуля у ее основания. Давление уплотнения (и результирующее межзерновое напряжение) в любой точке равно давлению бурового раствора минус поровое давление; таким образом, оно равно нулю в поверхностном слое и давлению бурового раствора у основания глинистой корки. Распределения межзернового напряжения и пористости как функции расстояния от поверхности фильтра показаны на рис. 6.6 для теоретических и экспериментально определенных значений при фильтрации суспензии измельченного карбоната кальция. Следует отметить, что эти распределения не меняются с увеличением толщины корки, а это говорит о том, что средняя пористость корки остается постоянной во времени.

Когда требуется точно определить толщину глинистой корки, образуемой в статических условиях, рекомендуется использовать метод, разработанный Энгельгартом и Шиндевольфом. Этот метод заключается в следующем: в фильтрационную камеру заливается небольшой объем бурового раствора; фильтра-

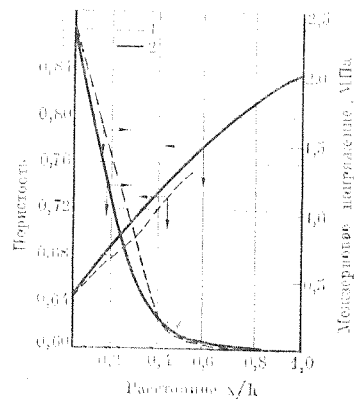


Рис. 6.6. Распределение пористости и эффективного межзернового напряжения в фильтрационной корке, образованной суспензией мела (давление фильтрации 2,41 МПа): 1 — измеренное; 2 — теоретическое

### Проницаемость фильтрационной корки

Проницаемость фильтрационной корки является основным параметром, от которого зависит как статическая, так и динамическая фильтрация. Она более точно отражает механизм фильтрации в скважине, чем любой другой параметр. В качестве параметра для оценки фильтрационных свойств буровых растворов с различной объемной долей твердой фазы, проницаемость фильтрационной корки обладает существенным преимуществом над объемом фильтрата, поскольку, как следует из рис. 6.4, она не зависит от объемной доли твердой фазы (небольшое увеличение проницаемости при низкой объемной доле твердой фазы, показанное на рис. 6.4, связано с осаждением крупных частиц). Более того, проницаемость корки позволяет получить полезную информацию об электрохимических условиях, преобладающих в буровом растворе.

Уильямс и Кэннон при оценке проницаемости фильтрационной корки получили значения от 0,2 до 0,6 нм<sup>2</sup> при давлении 0,8 МПа для буровых растворов, используемых в районах северного побережья Мексиканского залива, и 72 нм<sup>2</sup> для раствора, применявшегося в Западном Техасе. Бик измерил проницаемость корки, образующейся при давлении 3,3 МПа из растворов, применяемых в шт. Калифорния, и получил значения от 0,46 до 7,42 нм<sup>2</sup>. Измеряя проницаемость кернов (она изменялась от 0,01 до 14 мкм<sup>2</sup>), Бик показал, что скорость фильтра-

ция прекращается в тот момент, когда отфильтруется весь раствор, так что в камере остается только фильтрационная корка. Критический момент прекращения фильтрации определяют путем наблюдения за объемом фильтрата через короткие промежутки времени и построения графической зависимости этого объема от корня квадратного продолжительности таких промежутков времени. Фильтрацию прекращают сразу же после того, как график становится нелинейным. Общий объем отфильтрованного бурового раствора рассчитывается по суммарной массе фильтрата и корки, деленной на плотность исходного бурового раствора. Затем по разности объемов отфильтрованного раствора и фильтрата определяют объем корки.

ции зависит только от проницаемости корки, которая по крайней мере на несколько порядков ниже проницаемости горных пород. Гейтс и Боуи определили проницаемость корки для 20 промысловых и 40 лабораторных буровых растворов, она изменялась от 0,31 до 250 нм<sup>2</sup> при давлении 0,7 МПа.

Упомянутые исследователи измеряли проницаемость корки по ее толщине и скорости фильтрации в конце испытания. Гейтс и Боуи [12] отмечали трудности точного измерения толщины корки. Этих трудностей можно избежать, если для оценки объема корки воспользоваться методом Энгельгарта и Шиндewolfа. Затем проницаемость глинистой корки рассчитывается по уравнению (6.6), приведенному к следующему виду:

$$k = Q_w Q_c \mu / (2 p A^2). \quad (6.10)$$

Если  $Q_w$  и  $Q_c$  выражены в кубических сантиметрах,  $t$  — в секундах,  $p$  — в килограммах на квадратный сантиметр,  $A$  — в квадратных сантиметрах,  $\mu$  — в миллипаскалях-секундах, то уравнение (6.10) примет вид, характерный для испытаний по методике АНИ.

$$k = 1,99 Q_w Q_c \mu, \quad (6.11)$$

где  $k$  — проницаемость, нм<sup>2</sup>.

Этот метод используется для изучения статической фильтрации в лабораторных условиях. На буровой, где точность определений не имеет решающего значения, толщину фильтрационной корки удобно измерять вручную, после чего расчеты производят по уравнению (6.6), приведенному к следующему виду:

$$k = Q_w h \mu / (2 t p A). \quad (6.12)$$

Если  $h$  выразить в миллиметрах, то

$$k = 8,95 Q_w h \mu, \quad (6.13)$$

где  $k$  — проницаемость, нм<sup>2</sup>.

### Влияние размера и формы твердых частиц на проницаемость фильтрационной корки

Крумбейн и Монк исследовали проницаемости фильтров из речного песка; для этого песок разделили на десять фракций, из которых готовили две группы смесей. В одной группе смеси состояли из частиц, средний диаметр которых возрастал, но во всех смесях присутствовали частицы одного и того же диапазона размеров, определяемого по относительной шкале (рис. 6.7). В другой группе все смеси состояли из частиц, которые имели одинаковый средний диаметр, а диапазон размеров увеличивался от смеси к смеси. Исследования показали, что проницаемость фильтра снижается с уменьшением среднего диаметра частиц и с увеличением диапазона размеров частиц (рис. 6.8).

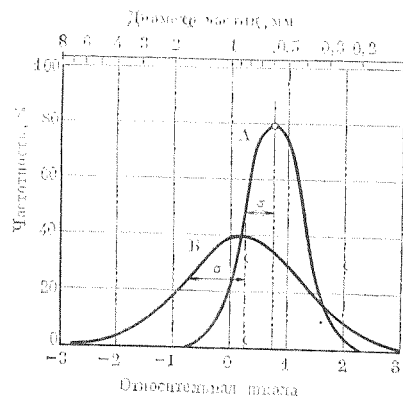


Рис. 6.7. Примеры узкого (кривая A) и широкого (кривая B) диапазона размеров частиц в исследованных Крумбейна и Монка

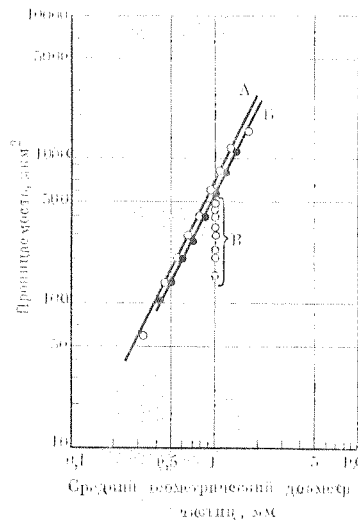


Рис. 6.8. Зависимость проницаемости фильтра из речного песка от среднего диаметра и диапазона размеров частиц:

A — фракции одного размера; B — смеси фракций, имеющие одинаковый диапазон размеров частиц, средний диаметр которых возрастает от смеси к смеси; B' — смеси фракций одного среднего диаметра

При равномерной градации частиц можно ожидать минимальной проницаемости фильтрационной корки. Однако эксперименты Боу, о которых уже говорилось, показали, что минимальные проницаемости достигались при избытке мельчайших частиц, а не при линейном распределении частиц по размерам (см. рис. 6.5). Поэтому можно предположить, что равномерная градация частиц по размерам имеет второстепенное значение. В фильтрационной корке, очевидно, не должно быть значительных пустот, иначе мелкие частицы будут проходить через поры между крупными частицами.

Крумбейн и Монк показали, что проницаемость фильтрационной корки резко снижается с уменьшением размера частиц. Буровые растворы содержат множество коллоидных частиц, размер которых может не превышать 10 мкм. Неудивительно поэтому, что проницаемость образуемых ими фильтрационных корок почти полностью определяется содержанием и свойствами коллоидной фракции. Хотя данные, полученные Гейтсом и Боуи, свидетельствовали лишь об общей корреляции размера частиц и проницаемости (так как ими не была учтена различная степень флокуляции частиц), группа буровых растворов с наиболее крупной коллоидной фракцией (рис. 6.9, A) образовывала фильтрационные корки проницаемостью от 0,31 до 1,5  $\text{м}^2$ , в то время как группа растворов, не содержащая коллоидных частиц (рис. 6.9, B), образовывала фильтрационные корки на-

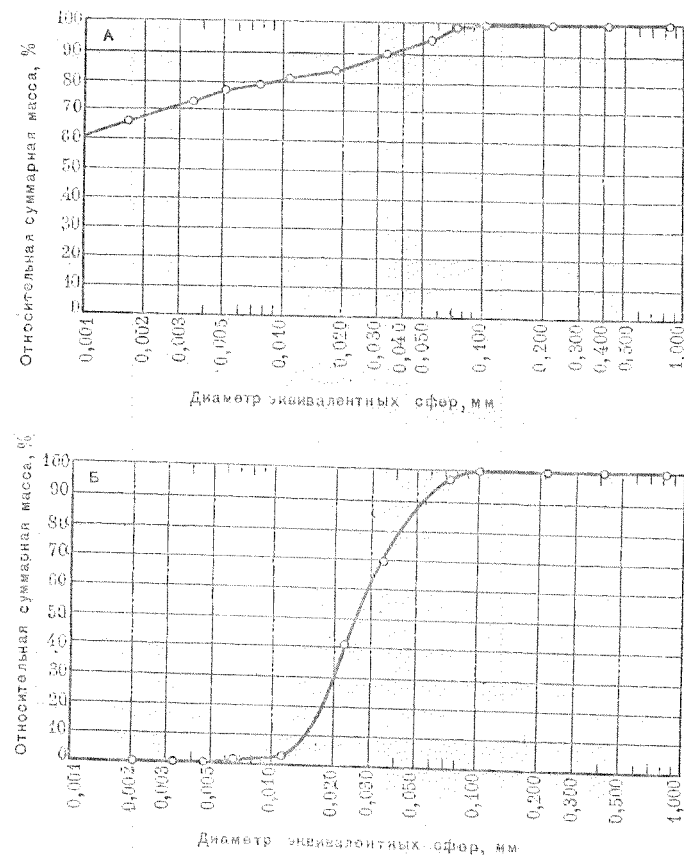


Рис. 6.9. Распределение частиц по размерам в буровых растворах, обладающих скоростью фильтрации менее 20  $\text{см}^3/\text{ч}$  (A) и более 115  $\text{см}^3/\text{ч}$  (B)

столько высокой проницаемости, что ее невозможно было измерить.

На проницаемость корки, конечно, влияет вид коллоидных частиц, а также их число и размер. Так, фильтрационные корки, образуемые из бентонитовых суспензий в пресной воде, имеют исключительно низкие проницаемости вследствие пластинчатой структуры глинистых частиц, благодаря которой они плотно размещаются перпендикулярно к направлению потока. Органические макромолекулы крахмала, например, обязаны своим эффективным действием деформации гидролизованных ядер, а также их малому размеру. Полиэлектролиты, например карбоксиметилцеллюлоза, частично адсорбируются на глинистых частицах, а частично застревают в порах; тем самым они препятствуют движению суспензии в результате физического

закупоривания, а также за счет проявления вязкостного эффекта и действия электрического заряда частиц (см. главу 4).

При использовании битумных буровых растворов регулировать фильтрацию можно только в том случае, если битум находится в коллоидном состоянии. Фильтрация становится неконтролируемой, если содержание ароматической фракции в углеводородной фазе суспензии слишком мало (анилиновая точка выше 65 °С), поскольку происходит коагуляция битума, а также если это содержание слишком высоко (анилиновая точка ниже 32 °С), так как в этом случае битум переходит в истинный раствор. При использовании других видов буровых растворов на углеводородной основе регулирование фильтрации достигается благодаря образованию тонкодиспергированных эмульсий воды в углеводородной фазе при добавлении эффективных органических эмульгаторов. Мельчайшие, весьма устойчивые капельки воды ведут себя как деформируемые частицы твердой фазы, обеспечивая низкую проницаемость фильтрационных корок.

#### Влияние флокуляции и агрегации на проницаемость фильтрационной корки

В главе 4 было показано, что при флокуляции буровых растворов происходит ассоциация твердых частиц с образованием рыхлой решетчатой структуры. Эта структура частично сохраняется в фильтрационных корках, способствуя значительному увеличению проницаемости. Чем выше перепад давления при фильтрации, тем сильнее уплотняется образующаяся структура, благодаря чему снижаются как пористость, так и проницаемость корки. С увеличением степени флокуляции становятся более значительными силы притяжения между частицами, поэтому структура упрочняется и ее сопротивление давлению повышается (рис. 6.10). Структура делается еще более прочной, если флокуляция сопровождается агрегацией, поскольку в этом случае структура создается из утолщенных пакетов глинистых пластинок. Например, в фильтрате суспензии 1 (см. рис. 6.10) содержалось лишь 0,4 г/л хлорида, достаточного только для того, чтобы вызвать образование слабой хлопьевидной структуры. Суспензия 2 была получена добавлением в суспензию 1 хлорида натрия (35 г/л); этого оказалось достаточно, чтобы вызвать сильную флокуляцию и агрегацию. Следовательно, проницаемость и пористость фильтрационной корки, получаемой из суспензии 2, были значительно выше, чем для корки из суспензии 1, даже при высоких перепадах давления при фильтрации.

И наоборот, пептизация бурового раствора в результате добавления понизителя вязкости вызывает уменьшение проницаемости фильтрационной корки. Кроме того, большинство понизителей вязкости являются солями натрия, а ион натрия может вытеснить поливалентные катионы из обменных позиций на

глинистых частицах, что приводит к диспергированию агрегатов глин и дополнительному снижению проницаемости корки.

Таким образом, преобладающие в буровом растворе электрохимические условия являются решающим фактором, определяющим проницаемость фильтрационной корки. В заключение следует отметить, что проницаемость фильтрационных корок при использовании флокулированных буровых растворов имеет порядок 1 нм<sup>2</sup>, а для растворов, обработанных понизителями вязкости, — 0,1 нм<sup>2</sup>.

#### Процесс закупоривания

Как уже отмечалось при измерении фильтрации бурового раствора в стандартных условиях (через бумажный фильтр), до образования фильтрационной корки наблюдается мгновенная фильтрация. После этого объем фильтрата становится пропорциональным квадратному корню из времени. При бурении скважины мгновенная фильтрация может быть весьма значительной, если порода имеет высокую проницаемость, а буровой раствор не содержит частиц такого размера, который необходим для закупоривания порового пространства породы в результате образования перемычки, на которой отлагается фильтрационная корка. Перемычки способны образовывать только частицы, размер которых находится в определенном соотношении с размером пор. Частицы, которые по размеру больше порового отверстия, не могут войти в поры и уносятся потоком бурового раствора; частицы значительно меньшего размера, чем это отверстие, беспрепятственно проникают в породу. Однако частицы определенного критического размера застревают в сужениях поровых каналов и образуют сводовые перемычки непосредственно у поверхности пористого пласта. После образования такой перемычки начинают удерживаться частицы все меньшего размера вплоть до мельчайших коллоидных частиц, в результате в пласт проникает только фильтрат бурового раствора. Период мгновенной фильтрации весьма непродолжителен — максимум 1—2 с.

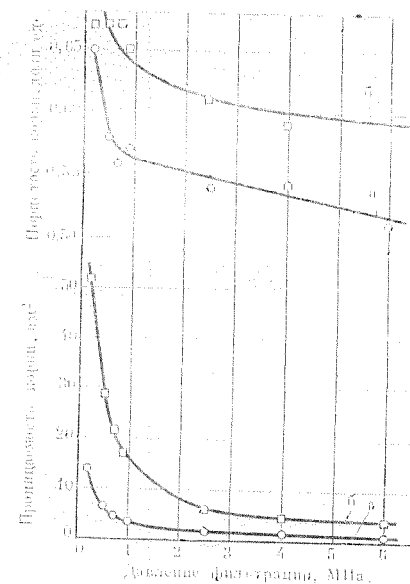


Рис. 6.10. Зависимость пористости и проницаемости корки от давления фильтрации продолжительностью 60 мин:

а — суспензия 1 (0,3004 г глины альвармбюен на 1 г суспензии); б — суспензия 2 (0,2836 г глины альвармбюен на 1 г суспензии плюс 35 г/л NaCl)

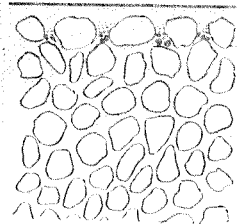


Рис. 6.11. Схема проникновения твердой фазы бурового раствора в пористую породу:

1 — поток бурового раствора в стволе скважины; 2 — внешняя фильтрационная корка; 3 — зона образования сводовой перемычки; 4 — зона проникновения твердой фазы при мгновенной фильтрации; 5 — незагрязненная зона пласта

В результате проявления описанного процесса на поверхности и внутри пористой породы образуются три зоны, занимаемые частицами бурового раствора (рис. 6.11): внешняя фильтрационная корка на стенке ствола скважины; внутренняя фильтрационная корка, протяженность которой составляет приблизительно два диаметра зерен; пространство, занимаемое мельчайшими частицами, протяженностью приблизительно 2,5 мм от поверхности пласта. Результаты экспериментов, о которых сообщали Крюгер и Фогель, позволили сделать предположение, что такие мельчайшие частицы сначала не вызывают заметного снижения проницаемости, но после фильтрации, продолжающейся несколько часов, проницаемость становится очень низкой, вероятно, в результате миграции частиц с последующим блокированием пор.

При отсутствии в растворе частиц, необходимых для образования сводовых перемычек, испытания на фильтрацию по методике АНИ могут дать совершенно ошибочные результаты. Буровой раствор может обладать слабой фильтрацией через фильтровальную бумагу и весьма значительной в пористую породу, вскрытую в скважине. Это обстоятельство было подтверждено экспериментально Бисоном и Райтом, результаты их исследований приведены в табл. 6.3. Следует обратить внимание на то, что расхождение общих потерь при фильтрации через фильтровальную бумагу и в пористую среду было значительнее, когда последней служил нецементированный песок, даже если ее проницаемость была ниже, чем проницаемость цементованных пород. Необходимо также отметить, что несоответствие потерь в основной период фильтрации через фильтровальную бумагу и пористую среду становится более значительным с увеличением потерь при мгновенной фильтрации. Мгновенная фильтрация, очевидно, приводит к такой закупорке пор в керне, что перепад давления в нем становится довольно высоким, тем самым уменьшается перепад давления на фильтрационной корке и ее уплотнение ослабляется.

Критический размер частиц, необходимый для образования сводовой перемычки, изучал Коберли. Он установил, что частицы, размер которых не превышает одной трети диаметра

Таблица 6.3

ВЛИЯНИЕ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПОТЕРИ В  $\text{см}^3$

Фильтрационные потери	Фильтровальная бумага «Ватман 50»	Несцементированный песок проницаемостью 0,219—0,299 $\text{мкм}^2$	Сцементированная порода проницаемостью 0,520 $\text{мкм}^2$	Сцементированная порода проницаемостью 0,090 $\text{мкм}^2$
-----------------------	-----------------------------------	--	---	---

Бентонитовый раствор плотностью 1,04  $\text{г/см}^3$

При мгновенной фильтрации	—	29	5,6	3
В основной период	11,5	24	17,8	12,3
Общие	11,5	53	23,4	15,3

Раствор из местной глины плотностью 1,15  $\text{г/см}^3$

При мгновенной фильтрации	—	6	—	—
В основной период	11,5	11,0	—	—
Общие	11,5	17,0	—	—

Раствор на углеводородной основе плотностью 0,93  $\text{г/см}^3$

При мгновенной фильтрации	0	9,6	—	—
В основной период	0	2,7	—	—
Общие	0	12,3	—	—

круглого отверстия сита, способны образовывать сводовую перемычку у такого отверстия. Абрэмз показал, что частицы, средний диаметр которых составляет около одной трети среднего размера пор в уплотненном песке проницаемостью 5  $\text{мкм}^2$ , могут закупорить этот песок. Поэтому для создания эффективной основы фильтрационной корки буровой раствор должен содержать основные сводообразующие частицы, размер которых колеблется от несколько меньшего самых крупных пор в пласте до одной трети этого размера. В буровом растворе должны содержаться также частицы меньшего размера (вплоть до коллоидных) для закупоривания мелких пор в пласте и в образовавшейся сводовой перемычке.

Размер основных сводообразующих частиц лучше всего определять методом проб и ошибок в исследованиях на кернах из породы, которую предполагается вскрыть. Когда это невозможно, общие указания о выборе таких частиц можно найти в опубликованных данных, которые связывают размер сводообразующих частиц с проницаемостью пород. Из этих данных следует, что частицы диаметром менее 2  $\text{мкм}$  обеспечивают закупоривание пород проницаемостью, не превышающей 0,1  $\text{мкм}^2$ , частицы диаметром 10  $\text{мкм}$  — цементованных пород проницаемостью 0,1—1,0  $\text{мкм}^2$ , а частицы диаметром 74  $\text{мкм}$  — песков проницаемостью до 10  $\text{мкм}^2$ . Буровой раствор, содержа-



щий набор частиц размером до 74 мкм, должен образовывать сводовую переемычку и фильтрационную корку на поверхности всех пластов, за исключением отложений с макроканалами, например гравийных слоев, и пластов с открытыми трещинами, которые рассматриваются в главе 9.

Чем выше концентрация сводообразующих частиц, тем быстрее происходит закупоривание и тем меньше бывает мгновенная фильтрация. В цементированных породах проницаемостью 0,1—1,0 мкм<sup>2</sup> для предотвращения мгновенной фильтрации на глубину более 25 мм концентрация сводообразующих частиц должна составлять примерно 2,8 кг/м<sup>3</sup>. В нецементированных песках эта концентрация может достигать 14—28 кг/м<sup>3</sup>.

Сводообразующие частицы указанных размеров и в необходимых концентрациях обычно присутствуют в любом буровом растворе, на котором пробурили хотя бы несколько метров. Исключение составляет буровой раствор, из которого крупные частицы удаляются в песко- и илоотделителях, во время бурения в нецементированных песках. В растворы, используемые при ремонтных работах в эксплуатационных скважинах, рекомендуется добавлять сводообразующие частицы (см. главу 10).

#### ДИНАМИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ

В условиях динамической фильтрации рост фильтрационной корки ограничен эрозийным действием потока бурового раствора. В момент вскрытия пласта скорость фильтрации очень высока и фильтрационная корка растет быстро. Однако со временем ее рост замедляется. После того как скорость роста корки становится равной скорости ее эрозии, толщина корки остается постоянной. Следовательно, в равновесных динамических условиях скорость фильтрации зависит от толщины и проницаемости корки и подчиняется закону Дарси (уравнение 6.3), в то время как в статических условиях толщина корки растет неопределенно долго, а скорость фильтрации определяется уравнением (6.6). Фильтрационные корки, образующиеся в динамических

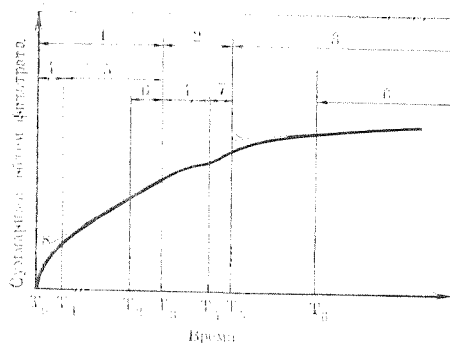


Рис. 6.12. Сопоставление статической и динамической фильтрации в стволе скважины:

1 — толщина корки, образующейся в динамических условиях; 2 — толщина корки, образующейся в статических условиях; 3 — толщина комбинированной корки постоянна; 4 — увеличивается; 5 — постоянная; 6 — скорость фильтрации постоянна; 7 — снижается; 8 — асимптота

ческих и статических условиях, различаются тем, что в первых отсутствуют мягкие поверхностные слои. Это обусловлено эрозией поверхности фильтрационной корки, определяемой отношением сдвигающего усилия, развиваемого потоком бурового раствора, к сдвиговой прочности верхних слоев корки.

На рис. 6.12 показаны различные стадии динамической фильтрации. Во временном интервале  $T_0—T_1$  скорость фильтрации снижается, а толщина корки возрастает. В интервале  $T_1—T_2$  толщина корки остается постоянной, а скорость фильтрации все еще снижается, поскольку, согласно данным Аутмэнза [4], фильтрационная корка продолжает уплотняться (вероятно поэтому скорости роста и уплотнения корки равны). Другое объяснение дал Прокоп, предположивший, что проницаемость корки уменьшается из-за сортирующего действия потока бурового раствора, который способствует эрозии корки и повторному отложению частиц на ее поверхности. К моменту  $T_2$  достигаются условия равновесия, поэтому скорость фильтрации и толщина корки становятся постоянными. Скорость фильтрации в этом случае определяется уравнением

$$Q = k_1 (\tau/f)^{-v+1} / [\mu \delta (-v+1)], \quad (6.14)$$

где  $k_1$  — проницаемость корки при давлении 7 кПа;  $\tau$  — касательное напряжение, создаваемое потоком бурового раствора;  $f$  — коэффициент внутреннего трения в поверхностном слое фильтрационной корки (определение этого параметра см. в главе 9);  $\delta$  — толщина корки, подвергавшейся эрозии;  $(-v+1)$  — функция сжимаемости корки.

Прокоп измерил скорость динамической фильтрации на лабораторном стенде, в котором буровой раствор циркулировал по концентричному каналу в искусственном керне цилиндрической формы. В табл. 6.4 показана толщина фильтрационной корки, полученная на этом стенде в условиях равновесия при

Таблица 6.4  
ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ  
В РАВНОВЕСНЫХ УСЛОВИЯХ

Основной материал бурового раствора*	Фильтрационные потери по методике АНИ за 30 мин, см <sup>3</sup>	Толщина фильтрационной корки, мм	Скорость бурового раствора, м/мин
Бентонит	19	0,8	38
Кальцевый бентонит и барит	8	2,4	15
Кальцевый бентонит	10	4,7	22
Аттапульгит и бентонит	85	15,1	67
Аттапульгит и бентонит	148	16,6	161

\* Все растворы обработаны известью, каустической содой и квебрахо.

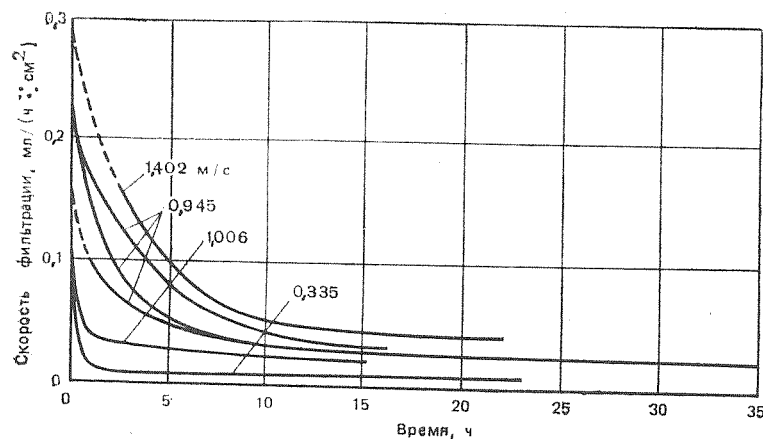


Рис. 6.13. Динамическая фильтрация бурового раствора на углеводородной основе при различных значениях линейной скорости течения в кольцевом пространстве между 108-мм УБТ и 143-мм стволом. Характеристики раствора и условия исследований: фильтрационные потери за 30 мин по методике АНИ 0 см<sup>3</sup>; условная вязкость по вискозиметру Марша 150 с; вязкость по вискозиметру Стомера 80 мПа·с; плотность 1,12 г/см<sup>3</sup>; во всех опытах давление фильтрации 2,76 МПа (кроме опыта при скорости течения 1,006 м/с, в котором давление фильтрации 1,38 МПа); частота вращения буровой колонны 90 мин<sup>-1</sup>

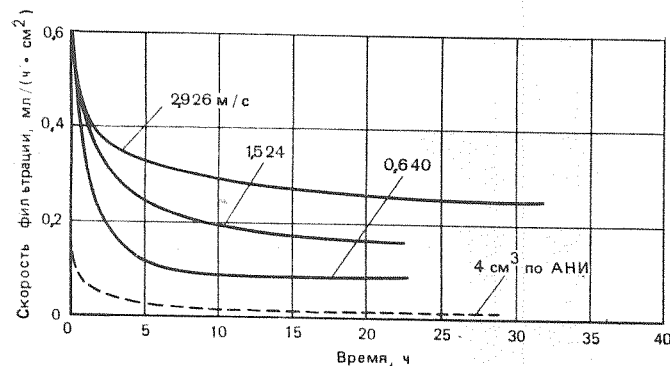


Рис. 6.14. Динамическая фильтрация эмульсионного бурового раствора при различных значениях линейной скорости течения в кольцевом пространстве между 108-мм УБТ и 140-мм стволом. Характеристики раствора и условия исследований: фильтрационные потери за 30 мин по методике АНИ 4 см<sup>3</sup>; условная вязкость по вискозиметру Марша 45 с; вязкость по вискозиметру Стомера 17 мПа·с; плотность 1,12 г/см<sup>3</sup>; давление фильтрации 2,76 МПа; частота вращения буровой колонны 90 мин<sup>-1</sup>

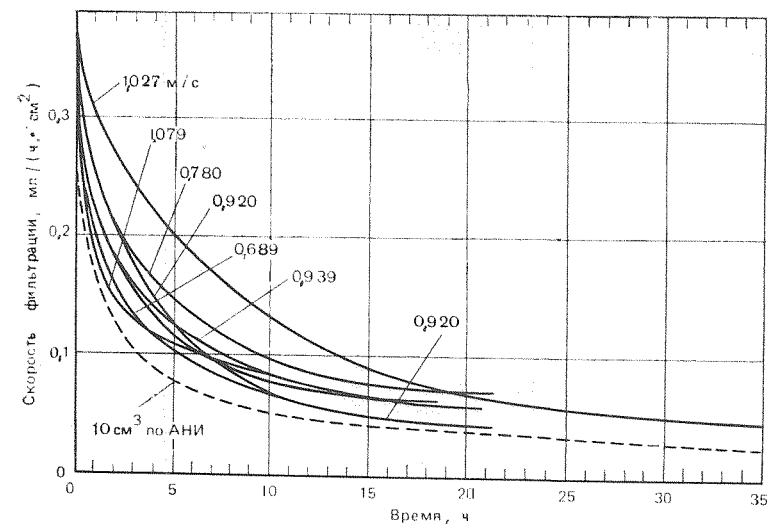


Рис. 6.15. Динамическая фильтрация бентонитового раствора при различных значениях линейной скорости течения в кольцевом пространстве между 108-мм УБТ и 146-мм стволом. Характеристики раствора и условия исследований: фильтрационные потери за 30 мин по методике АНИ 10 см<sup>3</sup>; условная вязкость по вискозиметру Марша 43 с; плотность 1,17 г/см<sup>3</sup>; давление фильтрации 2,76 МПа; частота вращения буровой колонны 45 мин<sup>-1</sup>

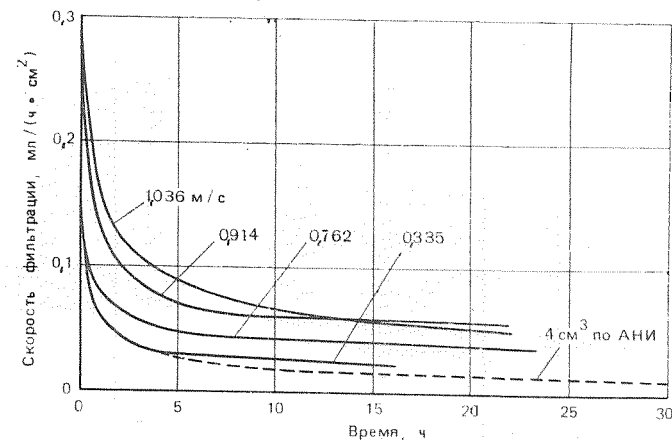


Рис. 6.16. Динамическая фильтрация известкового раствора, обработанного крахмалом, при различных значениях линейной скорости течения в кольцевом пространстве между 108-мм УБТ и 146-мм стволом. Характеристики раствора и условия исследований: фильтрационные потери за 30 мин по методике АНИ 4 см<sup>3</sup>; условная вязкость по вискозиметру Марша 50 с; вязкость по вискозиметру Стомера 25 мПа·с; плотность 1,20 г/см<sup>3</sup>; давление фильтрации 1,38 МПа; частота вращения буровой колонны 90 мин<sup>-1</sup>



Фильтрационный цикл при бурении скважины

При бурении скважины фильтрация протекает в динамических условиях, пока буровой раствор циркулирует, и в статических условиях, когда циркуляцию прекращают для наращивания колонны, смены долота и т. д. Таким образом, в статических условиях твердые частицы откладываются поверх корки, образовавшейся в динамических условиях, поэтому скорость фильтрации снижается, а толщина фильтрационной корки увеличивается, как это видно на рис. 6.12 (временной промежуток  $T_3-T_4$ ). Объем фильтрата, проникающего в пласт в этих условиях, можно приблизительно рассчитать по уравнению (6.6), если предположить, что вся корка образовалась в статических условиях, и на основании испытаний в статических условиях получить значения  $Q_w$  и  $t$ , соответствующие толщине корки, отложившейся в динамических условиях. Такие расчеты показывают, что количество фильтрата, проникающего в пласт в статических условиях, сравнительно мало даже при продолжительной остановке насосов (рис. 6.18).

При возобновлении циркуляции мягкие верхние слои корки, отложившиеся при статической фильтрации, смываются и толщина корки убывает (см. рис. 6.12, интервал  $T_4-T_5$ ), но

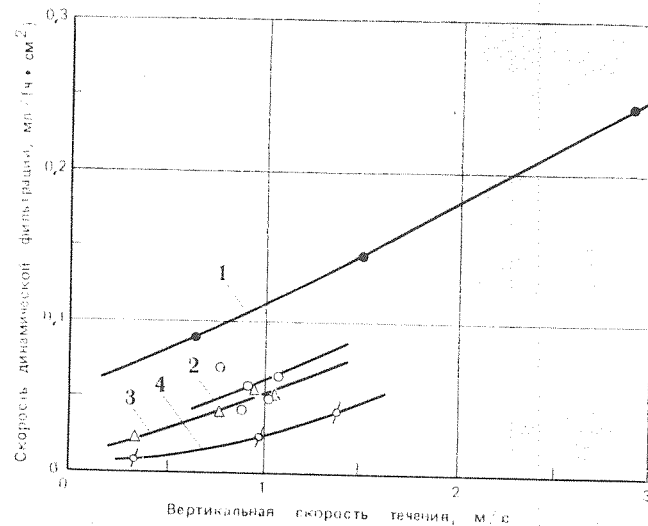


Рис. 6.17. Зависимость скорости динамической фильтрации в условиях равновесия от скорости потока бурового раствора при температуре 24 °С: 1 — эмульсионный буровой раствор на талловом масле,  $Q_w=4$  см³; 2 — бентонитовый буровой раствор на водной основе,  $Q_w=10$  см³; 3 — известковый буровой раствор, обработанный крахмалом,  $Q_w=4$  см³; 4 — буровой раствор на углеводородной основе,  $Q_w=0$

испытании ряда растворов, приготовленных в лаборатории. Растворы циркулировали в 51-мм стволе в сцементированном песчанике; режим течения турбулентный, давление фильтрации 2,4 МПа.

Фергюсон и Клотц получили данные о скоростях фильтрации в динамических условиях на модели, воспроизводящей геометрию реальной скважины. Стволы бурили в блоках искусственного песчаника долотами диаметром 133 и 136 мм. На рисунках 6.13—6.16 показаны изменения скоростей фильтрации в динамических условиях для четырех буровых растворов при различных скоростях циркуляции. На графиках показаны также экстраполированные фильтрационные потери, определенные по методике АНИ. Следует отметить, что скорости фильтрации в динамических условиях были намного выше, чем в статических. Последние определяли путем экстраполяции результатов испытаний на фильтрационные потери по методике АНИ. Время, необходимое для получения постоянных скоростей динамической фильтрации, изменялось от 2 до 25 ч в зависимости от типа раствора и скорости его течения. На рис. 6.17 иллюстрируется повышение скорости фильтрации с увеличением скорости течения раствора. Чтобы показать расхождения в значениях скоростей динамической и статической фильтрации на рис. 6.17 приведены значения суммарного объема фильтрата, определенного по методике АНИ для соответствующих растворов.

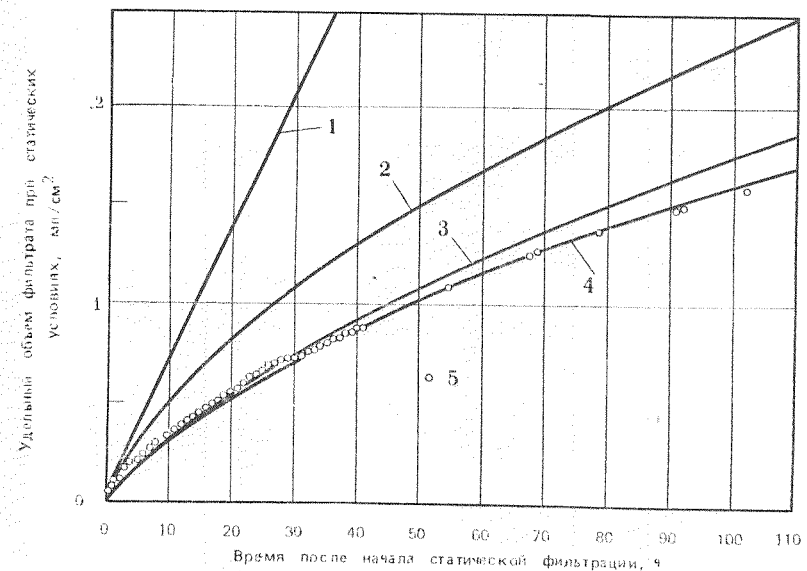


Рис. 6.18. Статическая фильтрация бентонитового раствора: 1 — скорость динамической фильтрации 0,068 см³/(см²·2 ч); 2 — водосодержащая по методике АНИ 9,1 см³; 3 — кривая А; 4 — кривая А с поправкой на цилиндрический фильтр; 5 — экспериментальные данные, полученные на модели скважины

большая часть корки, образовавшейся в статических условиях, сохраняется. В период  $T_5$ — $T_6$  толщина корки снова остается постоянной, а скорость фильтрации снижается до нового равновесного значения. Таким образом, на каждом цикле фильтрации (динамическая плюс статическая) толщина корки возрастает, но абсолютное значение этого прироста мало.

Рост фильтрационной корки ограничивается также в результате механического износа при вращении бурильной колонны и абразивного износа при подъеме или спуске колонны, однако количественно оценить эти эффекты не представляется возможным.

### Фильтрация ниже долота

На забое скважины за счет действия высокоэрозионных струй бурового раствора, а также вследствие обнажения свежей поверхности породы при каждом ударе зуба долота образуется очень тонкая фильтрационная корка. Когда-то считали, что проникновение фильтрата самое значительное ниже долота, однако ряд последующих исследований показал, что фильтрацию в породы под долотом существенно ограничивает образующаяся внутренняя глинистая корка. Действительно, даже в том случае, когда в качестве бурового раствора используется вода,

Т а б л и ц а 6.5  
ПРОГРАММА БУРЕНИЯ И ПРОНИКНОВЕНИЕ ФИЛЬТРАТА В ПЛАСТ

Буровые операции	Время, ч	Объем фильтрата, мл/см <sup>2</sup>	Радиус проникновения фильтрата в пласт, см	Толщина зоны проникновения фильтрата, см
Разбуривание зоны со скоростью 1,524 м/ч	—	—	18,54	8,89
Бурение ниже зоны со скоростью 1,524 м/ч	50	18,6	46,74	37,08
Спуско-подъемные операции для смены долота	8	0,54	46,74	37,59
Бурение ниже зоны со скоростью 1,524 м/ч	50	9,53	53,59	43,94
Подъем колонны, каротаж, спуск колонны	12	0,45	54,10	44,45
Подготовка ствола к спуску обсадной колонны:				
промывка ствола	2	0,45	54,61	44,96
подъем бурильной колонны	4	—	—	—
спуск обсадной колонны, ее цементирование	12	0,45	55,12	45,47
Суммарная фильтрация раствора	138	29,76	55,12	45,47

фильтрация ограничена (хотя и в меньшей степени), так как поры забиваются частицами выбуренной породы.

Фергюсон и Клотц оценили объем фильтрата, проникающего на различных этапах бурения и заканчивания гипотетической скважины, в пласт, вскрываемый на глубине 2100 м, при проектной ее глубине 2250 м. Результаты расчетов (табл. 6.5) свидетельствуют о том, что около 95 % фильтрата внедряется в пласт при динамических условиях фильтрации (во время бурения) и только 5 % — при статических условиях (во время спуско-подъемных операций и заканчивания скважины).

Хавенаар вывел следующее уравнение для фильтрации на забое скважины в процессе бурения:

$$Q = (\pi D^2/4) \sqrt{nm/C}, \quad (6.15)$$

где  $Q$  — скорость фильтрации, см<sup>3</sup>/с;  $n$  — число шарошек в долоте, работающем с частотой вращения  $m$  с<sup>-1</sup>;  $C$  — константа, определяемая из уравнения (6.8) с использованием результатов испытания на фильтрацию по методике АНИ.

В табл. 6.6 сравниваются скорости фильтрации, рассчитанные по уравнению (6.15), с экспериментальными данными Фергюсона и Клотца. Значительное расхождение данных для фильтрации раствора на углеводородной основе, вероятно, обусловлено тем, что образующаяся корка легко подвергается эрозии, а в уравнении (6.15) эрозия корки струями бурового раствора не учитывается.

Исходя из данных, приведенных на рис. 6.17, можно было ожидать, что скорость фильтрации ниже долота ничего общего не имеет с фильтрационными потерями, определяемыми по методике АНИ. Отсутствие какой-либо корреляции между этими величинами было отчетливо продемонстрировано Хорнером, измерившим скорости динамической фильтрации во время

Т а б л и ц а 6.6  
РАСЧЕТНЫЕ И ИЗМЕРЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ПУТЕМ СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ НА ЗАБОЕ

Буровой раствор	$V_{\text{зб}}$ , см <sup>3</sup>	$C$ , с/см <sup>2</sup>	Скорость бурения, м/ч	Скорость фильтрации на забое $Q$ , см <sup>3</sup> /с	
				расчетная	измеренная
Промысловый	10,1	$7,2 \cdot 10^4$	3,44	1,6	3,7
Бентонитовый	10,5	$6,7 \cdot 10^4$	3,54	1,6	3,6
»	10,5	$6,7 \cdot 10^4$	1,89	1,6	2,5
На углеводородной основе	0,2	$1,8 \cdot 10^8$	9,75	0,04	0,52
Известковый, обработанный крахмалом	4,1	$4,4 \cdot 10^5$	5,79	0,73	0,60
То же	4,1	$4,1 \cdot 10^5$	13,11	0,73	0,6—4

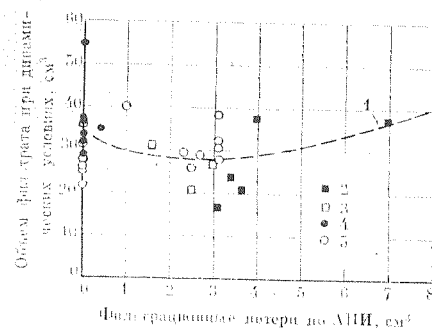


Рис. 6.19. Корреляция динамической фильтрации ниже долота с фильтрационными потерями, определяемыми за 30 мин по методике АНИ:

1 — кривая второго порядка; 2 — растворы на водной основе; 3 — эмульсии (нефти в воде); 4 — инвертные эмульсии; 5 — растворы на углеводородной основе

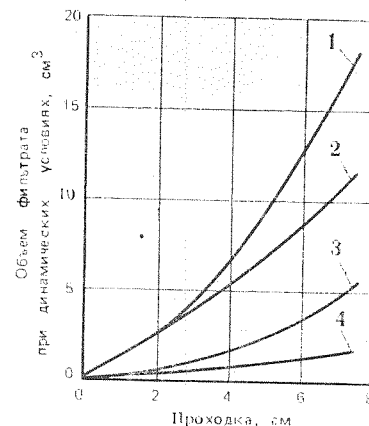


Рис. 6.20. Влияние проницаемости породы на динамическую фильтрацию ниже долота. Условия испытаний: скорость бурения 0,46—0,61 м/ч; расход бурового раствора 0,38 л/с; противодавление 34,5 кПа; жидкость, насыщающая породу, — дистиллированная вода:

1 — песчаник торнедо,  $k=1,5-2,1$  мкм²; 2 — песчаник бандера,  $k=0,2-0,3$  мкм²; 3 — песчаник бардесвила,  $k=0,01-0,05$  мкм²; 4 — песчаник береа,  $k=0,006-0,008$  мкм²

испытаний на микродолотном буровом стенде в условиях, когда почти весь фильтрат поступал из-под долота (рис. 6.19). Результаты этих исследований показали, что на скорости фильтрации ниже долота (в отличие от скоростей фильтрации на стенке скважины) влияет проницаемость пласта (рис. 6.20). Испытания на микродолотном буровом стенде, проведенные Лохомом, также подтвердили отсутствие какой-либо корреляции с фильтрационными потерями, измеряемыми по методике АНИ.

### Оценка скоростей фильтрации в скважине

Отсутствие корреляции между фильтрационными потерями и скоростью динамической фильтрации, показанной на рис. 6.17, вызывает сомнения в пригодности испытаний по методике АНИ для оценки скоростей фильтрации в скважине. Эти сомнения подкрепляются экспериментальными работами Крюгера. Крюгер добавлял во все возрастающих количествах различные реагенты, широко применяемые для снижения фильтрации, к пробам стандартного глинистого раствора и измерял изменения в скоростях динамической фильтрации в условиях равновесия, которые сопоставлял с фильтрационными потерями, измеренными по методике АНИ. В ходе динамических исследований буровой раствор циркулировал вдоль поверхности кернов песчаника, смонтированных в цилиндрической камере с концентри-

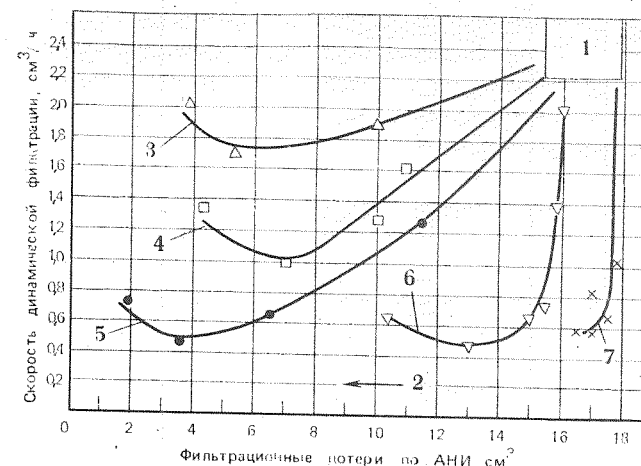


Рис. 6.21. Корреляция скорости динамической фильтрации в керны песчаника диаметром 25 мм с фильтрационными потерями за 30 мин при температуре 24 °С по методике АНИ. Исходный бентонитовый буровой раствор обрабатывается различными реагентами; равновесная фильтрационная корка образуется в динамических условиях:

1 — исходный буровой раствор; 2 — увеличение концентрации добавок. Добавки: 3 — полиакрилат; 4 — КМЦ; 5 — крахмал; 6 — феррохромлиносульфат; 7 — квебрахо

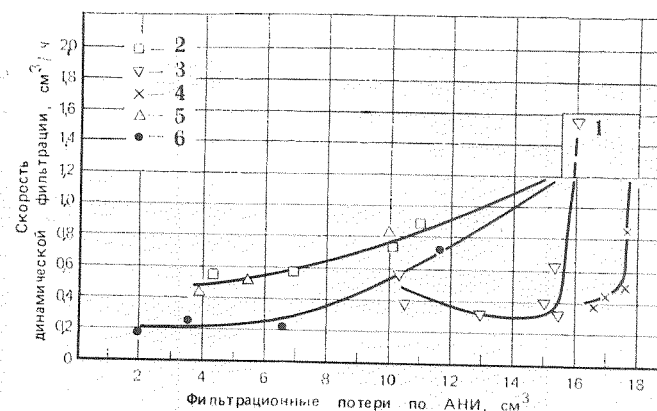


Рис. 6.22. Корреляция скорости динамической фильтрации в керны песчаника диаметром 25 мм с фильтрационными потерями за 30 мин при температуре 24 °С по методике АНИ. Исходный бентонитовый буровой раствор обрабатывается различными добавками; фильтрационная корка образуется в статических условиях на уже образовавшуюся корку в динамических условиях:

1 — исходный буровой раствор; 2 — КМЦ; 3 — феррохромлиносульфат; 4 — квебрахо; 5 — полиакрилат; 6 — крахмал

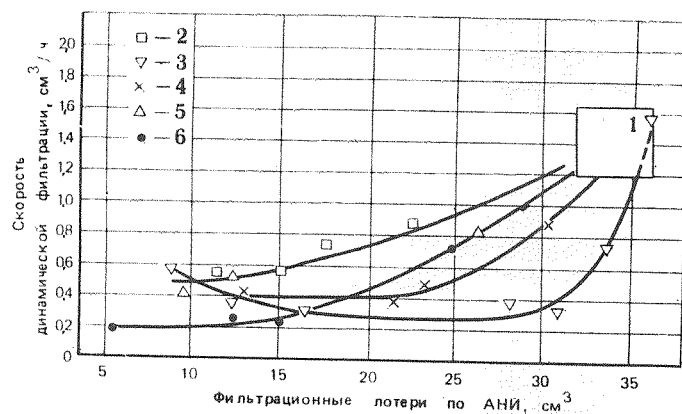


Рис. 23. Корреляция скорости динамической фильтрации в керны песчаника диаметром 25 мм с фильтрационными потерями за 30 мин по методике АНИ при давлении 3,5 МПа и температуре 77 °С. Бентонитовый буровой раствор обрабатывается различными добавками; фильтрационная корка отлагается в статических условиях на уже образовавшуюся корку в динамических условиях:

1—6 — см. рис. 6.22

ной втулкой. Давление фильтрации составляло 3,5 МПа, температура 77 °С, а скорость течения раствора 33 м/мин. Исследования показали, что каждому реагенту соответствовала своя собственная зависимость между скоростью динамической фильтрации и фильтрационными потерями по методике АНИ (рис. 6.21). Более того, фильтрационные потери, определяемые по методике АНИ, непрерывно снижались по мере увеличения концентрации крахмала, КМЦ и полиакрилата, а скорости динамической фильтрации снижались до минимума, а затем повышались. И наоборот, фильтрационные потери по методике АНИ снижались незначительно с повышением концентрации лигносульфоната и квебрахо, а скорости динамической фильтрации были почти такими же низкими, как получаемые при использовании крахмала, и значительно ниже тех, которые обеспечивались при использовании КМЦ и полиакрилата. Примерно такие же зависимости были получены, когда скорости динамической фильтрации измеряли после отложения корки в статических условиях (рис. 6.22), а также когда скорости динамической фильтрации сравнивали с фильтрационными потерями по методике АНИ при температуре 77 °С и давлении 3,5 МПа (рис. 6.23). Крюгер установил также, что введение в раствор дизельного топлива с одновременным его эмульгированием заметно снижало фильтрационные потери по методике АНИ, но резко повышало скорость динамической фильтрации.

При оценке рассмотренных результатов следует иметь в виду, что реагенты добавляли только к одному исходному

глинистому раствору. Проведенные исследования не следует рассматривать как оценку эффективности этих реагентов.

Почти полное отсутствие корреляции между фильтрационными потерями по методике АНИ и скоростями динамической фильтрации, возможно, вызвано двумя причинами.

1. Различиями в эродируемости фильтрационных корок. Во всех испытаниях растворов на углеводородной основе наблюдали сравнительно высокие скорости динамической фильтрации; причем фильтрационные корки, получаемые из таких растворов, были рыхлыми, т. е. коэффициент  $f$  в уравнении (6.14) должен быть низким. Тем не менее при испытании буровых растворов, содержащих лигносульфонаты и квебрахо, наблюдали сравнительно низкие скорости динамической фильтрации. Как уже отмечалось в главе 4, эти добавки активно адсорбируются на глинистых частицах.

2. Различиями в соотношении объема фильтрата и фильтрационной корки, которое влияет на фильтрационные потери по методике АНИ [см. уравнение (6.6)] и не влияет на скорость динамической фильтрации. Единственными связанными с буровым раствором переменными параметрами, от которых зависит скорость динамической фильтрации, являются проницаемость и толщина фильтрационной корки, причем при заданной проницаемости на толщину корки в состоянии равновесия влияет только эрозия корки. Например, если концентрация глинистых частиц в суспензии повышается, фильтрационные потери по методике АНИ снижаются, а скорость динамической фильтрации остается неизменной.

Аутмэнз предположил, что причиной плохой корреляции может быть также вязкость, которая влияет на касательное напряжение  $\tau$  в уравнении (6.14), создаваемое потоком бурового раствора на поверхности корки. Однако ни Прокоп, ни Хорнер не обнаружили какой-либо заметной связи между вязкостью и скоростью динамической фильтрации.

Совершенно ясно, что нельзя полагаться на оценки фильтрационных потерь по методике АНИ, как основу для определения скоростей динамической фильтрации в стволе скважины. Реагент, рекомендуемый на основании результатов испытаний по методике АНИ, может привести к более высоким скоростям динамической фильтрации в стволе, чем другой реагент, вызывающий высокие фильтрационные потери в исследованиях по методике АНИ. И что еще хуже, реагент, который снижает потери согласно исследованиям по методике АНИ, может увеличить скорость фильтрации в скважине.

Несмотря на недостатки, статические исследования по методике АНИ (и аналогичные им) являются единственным практическим методом контроля фильтрации на буровой. Их результаты следует интерпретировать с учетом корреляций, получаемых в лаборатории, между фильтрационными потерями по методике АНИ и скоростью динамической фильтрации; тем не

менее в лабораторных условиях необходимо испытывать местные буровые растворы и реагенты. Значительную помощь в интерпретации этих данных может оказать определение проницаемости корки, которую можно легко рассчитать по фильтрационным потерям (оцениваемым по методике АНИ), толщине корки и уравнению (6.13). При измерении толщины корки необходимо удалить мягкие поверхностные слои, так как в корке, образующейся при динамической фильтрации, они отсутствуют. Естественно, в скважине нельзя точно определить толщину корки, но можно было бы получать некоторые сравнительные данные, если бы удалось разработать какую-то стандартную методику измерений. Одним из способов получения подобных данных могли бы стать измерения толщины корки специальным прибором, масса поршня которого должна быть такой, чтобы он внедрялся в слои только определенной консистенции. Необходимую степень внедрения можно было бы установить в лаборатории путем сопоставления толщин корок, образованных в статических и динамических условиях. Оценки проницаемостей корок носили бы лишь качественный характер, но они могут стать более надежной основой для определения скоростей динамической фильтрации в стволе скважины, чем фильтрационные потери, определяемые по методике АНИ. Необходимо все же помнить, что толщина корки, образующейся в статических условиях, является наилучшим критерием при решении таких проблем, как сужение ствола скважины, прихват под воздействием перепада давления и т. д. Большинство таких осложнений происходит в то время, когда буровой раствор не циркулирует; в этом случае следует измерять суммарную толщину корки, включая мягкие поверхностные слои.

#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- $A$  — площадь фильтра;
- $C$  — константа, определяемая из уравнения (6.8);
- $f$  — коэффициент внутреннего трения;
- $h$  — толщина фильтрационной корки;
- $k$  — проницаемость;
- $p$  — давление фильтрации;
- $Q$  — скорость фильтрации;
- $Q_c$  — объем фильтрационной корки;
- $Q_w$  — суммарный объем фильтра;
- $q_0$  — объем мгновенной фильтрации;
- $t$  — время;
- $\delta$  — толщина фильтрационной корки, подвергающейся эрозии;
- $\mu$  — вязкость фильтра;
- $\tau$  — гидродинамическое касательное напряжение.

## Глава 7. ХИМИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО СЛОЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Ранее рассматривалось влияние, которое оказывают поверхностные силы на поведение глинистых суспензий. От поверхностных сил зависит также проявление многочисленных осложнений в процессе бурения скважины, таких как появление эмульсий и пен, образование сальников из пластичных глин на долотах, загрязнение продуктивных пластов фильтрами буровых растворов. В связи с этим в данной главе рассматриваются основы химии поверхностного слоя.

### ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

Граница раздела между жидкостью и газом ведет себя как растянутая эластичная мембрана. Сила, сжимающая эту воображаемую мембрану, известна под названием *поверхностного натяжения*. Поверхностное натяжение проявляется также на границах между твердым телом и газом, твердым телом и жидкостью, а также между несмешивающимися жидкостями. В последнем случае говорят о *межфазном натяжении*.

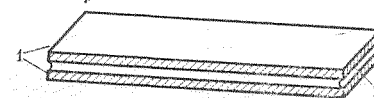
На рис. 7.1 иллюстрируется действие сил поверхностного натяжения в пространстве между двумя стеклянными пластинами, разделенными тонким слоем воды. Чтобы разъединить эти две пластины, необходимо приложить некоторое усилие, так как по всему периметру пластин образовался вогнутый мениск.

### Измерение поверхностного натяжения

Поверхностное натяжение определяют как силу, действующую перпендикулярно к границе поверхностного слоя единичной длины, и выражают в динах на сантиметр или в ньютонах на метр. Абсолютное значение поверхностного натяжения должно измеряться в вакууме, но удобнее измерять его в атмосфере паров жидкости или в воздухе. Бикерман детально

Рис. 7.1. Иллюстрация капиллярных эффектов. Пластины удерживаются вместе под действием силы на вогнутом мениске по всему периметру пластин:

1 — две стеклянные пластины; 2 — вогнутый мениск пленки воды





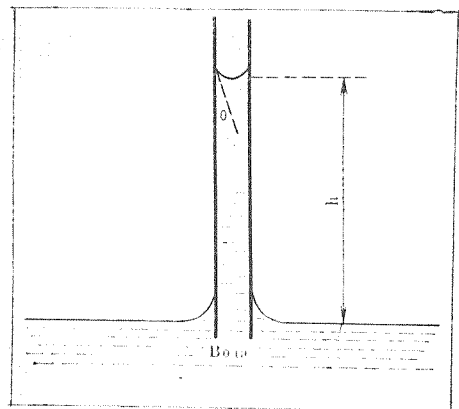


Рис. 7.2. Подъем жидкости в капиллярной трубке

описал различные методы измерения поверхностного натяжения. Наиболее широко распространен метод измерения с помощью тензометра Дю Нуйя, в которой измеряется усилие, необходимое для протягивания кольца вдоль поверхности жидкости. Другой метод заключается в измерении высоты, на которую самопроизвольно поднимается жидкость в капиллярной трубке (рис. 7.2). При равновесии сжимающее усилие на мениске (сила поверхностного натяжения) уравнивает силу тяжести, действующую на столбик жидкости, поэтому

$$\pi r^2 g h \rho = 2 \pi r \sigma \cos \theta, \quad (7.1)$$

где  $g$  — ускорение свободного падения;  $h$  — высота столбика в состоянии равновесия;  $\rho$  — плотность жидкости;  $\sigma$  — поверхностное натяжение;  $\theta$  — краевой угол;  $r$  — радиус капилляра.

Таблица 7.1  
ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ  
НА ПОВЕРХНОСТИ РАЗДЕЛА С ВОЗДУХОМ

Вещество	Температура, °C	Поверхностное натяжение, мН/м	Вещество	Температура, °C	Поверхностное натяжение, мН/м
Вода	0	75,6	Олеиновая кислота	20	32,5
	20	72,7			
	50	67,9			
Этиловый спирт	100	58,9	Эфир ангидросорбита	25	40,0
	20	22,3			
	20	18,4			
н-Гексан	20	18,4	Алюминий	700	840,0
Толуол	20	28,4	Цинк	590	708,0
Ртуть	15	487,0	Тефлон *	—	18,5
Насыщенный раствор хлорида натрия	20	83,0	Полиэтилен *	—	31,0
			Эпоксидная смола *	—	47,0

\* Критическое поверхностное натяжение при смачивании.

Поверхностное натяжение определяется выражением

$$\sigma = g h \rho r / (2 \cos \theta). \quad (7.2)$$

Значения поверхностного натяжения для различных веществ приведены в табл. 7.1.

Уравнение (7.1) можно записать в следующем виде:

$$g h \rho = 2 \sigma \cos \theta / r, \quad (7.3)$$

где  $g h \rho$  определяет усилие, поднимающее жидкость по капилляру, и называется *капиллярным давлением*.

### СМАЧИВАЕМОСТЬ

Когда на какую-либо поверхность твердого тела помещают каплю жидкости, последняя может растекаться или не растекаться по этой поверхности (т. е. смачивать или не смачивать ее) в зависимости от соотношения сил, действующих на каплю (рис. 7.3). Вода смачивает стекло, поскольку

$$\sigma_{1,3} > \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} \cos \theta, \quad (7.4)$$

где  $\sigma_{1,3}$  — поверхностное натяжение на границе раздела воздух — стекло;  $\sigma_{1,2}$  — поверхностное натяжение на границе раздела вода — стекло;  $\sigma_{2,3}$  — поверхностное натяжение на границе раздела воздух — вода;  $\theta$  — краевой угол смачивания между поверхностью раздела воздух — вода и стеклом. Ртуть не смачивает стекло, потому что ее поверхностное натяжение слишком велико, а вода не смачивает тефлон, так как ее поверхностное натяжение с тефлоном очень низко (рис. 7.4). В обоих случаях

$$\sigma_{1,3} + \sigma_{2,3} \cos \theta < \sigma_{1,2}. \quad (7.5)$$

Следует обратить внимание на то, что когда жидкость не смачивает твердое тело  $\theta > 90^\circ$ , следовательно,  $\cos \theta$  отрицателен.

Если две несмешивающиеся жидкости (например, нефть и вода) располагаются рядом на какой-либо твердой поверхности, одна из них лучше смачивает эту поверхность, что определяется относительными натяжениями между жидкостями и

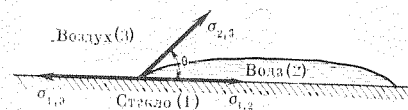


Рис. 7.3. Силы, действующие на границе раздела воздух—вода—стекло. Вода растекается на стекле, поскольку  $\sigma_{1,3} > \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} \cos \theta$

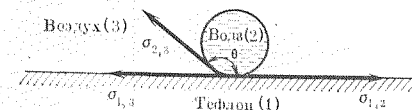


Рис. 7.4. Силы, действующие на границе раздела воздух—вода—тефлон. Вода не растекается, поскольку  $\sigma_{1,3} + \sigma_{2,3} \cos \theta < \sigma_{1,2}$ . Это неравенство применимо и к капле ртути на поверхности стекла

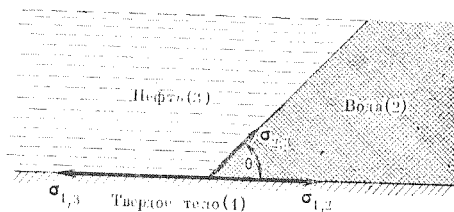


Рис. 7.5. Предпочтительная смачиваемость.  $\theta < 90^\circ$ , поэтому твердое тело смачивается водой

твердым телом и натяжением на поверхности раздела жидкостей. В этом случае применимо уравнение (7.4), причем  $\sigma_{1,3}$  и  $\sigma_{1,2}$  — соответствующие натяжения между жидкостями и твердым телом, а  $\sigma_{2,3}$  — натяжение на поверхности раздела жидкостей. Угол  $\theta$  определяет предпочтительно смачивающую жидкость. Степень смачивания твердого тела водой уменьшается по мере увеличения  $\theta$  от  $0$  до  $90^\circ$  (рис. 7.5), при  $\theta = 90^\circ$  смачиваемости твердого тела водой и нефтью одинаковы, а при  $\theta$ , возрастающем от  $90$  до  $180^\circ$ , твердое тело все сильнее смачивается нефтью.

### Капиллярность и смачиваемость

Вода самопроизвольно поднимается в стеклянном капилляре, поскольку в присутствии воздуха стекло смачивается водой. Жидкости, подобные ртути, не смачивают стекло, и потому в стеклянном капилляре самопроизвольно не поднимаются; для их подъема необходимо приложить давление. Иными словами, капиллярное давление в этом случае отрицательно.

Аналогично, стекло предпочтительно смачивается водой по сравнению с большинством нефтей. Вода будет самопроизвольно вытеснять нефть из стеклянного капилляра, в то время как для вытеснения воды нефтью необходимо приложить определенное давление. Как будет показано в главе 10, эти явления оказывают значительное влияние на относительные проницаемости коллекторов нефти и газа и на ухудшение продуктивности скважин под воздействием фильтрата буровых растворов.

### СВОБОДНАЯ ПОВЕРХНОСТНАЯ ЭНЕРГИЯ

Поверхностные явления можно также рассматривать с точки зрения изменений свободной поверхностной энергии. Поверхностная энергия существует на любой границе раздела фаз в связи с отсутствием равновесия зарядов вокруг молекул в пограничном слое. Если жидкость смачивает поверхность, свободная поверхностная энергия самопроизвольно снижается, в результате чего выполняется определенная работа (например, происходит подъем воды в стеклянном капилляре). Создание новых поверхностей сопровождается увеличением свободной поверхностной энергии. Например, когда твердое тело разруша-

ется, химические связи разрываются и благодаря этому возникает электростатический поверхностный заряд. Поэтому для разрушения твердого тела или создания новых поверхностей другими способами необходимо совершить определенную работу.

Удельная свободная поверхностная энергия — это работа, выполняемая при образовании единицы новой поверхности раздела фаз. Как и поверхностное натяжение, она выражается в динах на сантиметр или в ньютонах на метр, и значения этих величин численно равны.

### АДГЕЗИЯ

Жидкость будет прилипать к твердому телу, если притяжение ее молекул к поверхности этого тела больше, чем притяжение между молекулами жидкости. Иными словами, для этого необходимо, чтобы работа адгезии была больше работы когезии. Термодинамически этот критерий можно выразить следующим образом:

$$W_{adh} = F_s + F_l - F_{sl}, \quad (7.6)$$

где  $W_{adh}$  — работа адгезии;  $F_s$  — свободная поверхностная энергия твердого тела;  $F_l$  — свободная поверхностная энергия жидкости;  $F_{sl}$  — свободная поверхностная энергия на вновь образованной границе раздела. Работа когезии — это работа растекающейся жидкости; как следует из уравнения (7.6), она должна быть равна  $2F_l$ .

Поэтому критерием адгезии является выражение

$$W_{adh} - W_{coh} = F_s - F_l - F_{sl}, \quad (7.7)$$

где  $W_{coh}$  — работа когезии.

Следовательно, жидкость прилипает, когда

$$F_s > F_l + F_{sl}. \quad (7.8)$$

Силы притяжения действуют и между поверхностями двух твердых тел, но они не слипаются, когда их прижимают друг к другу, так как эти силы проявляются на весьма небольшом расстоянии (составляющем несколько десятых нанометра), а площадь плотного контакта очень мала. Даже две гладкие, хорошо отполированные поверхности имеют микронеровности и контактируют только по микровыступам, как показано на рис. 7.6.

Клей связывает твердые поверхности, поскольку в жидком состоянии заполняет микронеровности, а затем, при высыхании или схватывании, развивает достаточную прочность сцепления. Твердые тела также могут соединиться друг с другом, если они обладают достаточной пластичностью, чтобы образовался плотный контакт под воздействием внешней нагрузки. Например, два раскаленных стальных прутка с помощью молота можно



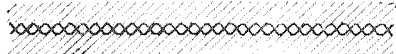


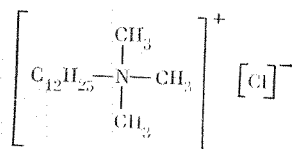
Рис. 7.6. Схема контактирования поверхности двух твердых тел

соединить. По той же причине на долото или утяжеленные буровые трубы налипают глинистые сланцы, если они достаточно пластичны, чтобы под действием веса буровой колонны образовался плотный контакт (см. раздел главы 9, посвященный сальникообразованию на долоте).

### ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА

ПАВ — это общепринятое сокращение термина «поверхностно-активное вещество». Свое название такие вещества получили в связи с их способностью адсорбироваться на поверхности твердых тел и на границе раздела фаз, в результате чего происходит снижение свободной поверхностной энергии. ПАВ используются в буровых растворах в качестве эмульгаторов, смачивающих агентов, пенообразователей, пеногасителей, а также для снижения гидратации поверхности глинистых частиц.

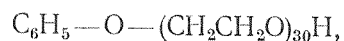
ПАВ бывают катионоактивными, анионоактивными и неионогенными. Катионоактивные ПАВ диссоциируют на крупные органические катионы и простые неорганические анионы. Обычно — это соли жирных аминов или полнаминов, например, триметилдодециламмонийхлорид:



Анионоактивные ПАВ диссоциируют на крупные органические анионы и простые неорганические катионы. Классическим примером может служить мыло, например олеат натрия:



Неионогенные ПАВ представляют собой полимеры с длинными цепями, которые не диссоциируют; например, фенол этиленоксид



который в буровой практике известен как DMS.

Поскольку поверхности глинистых минералов и большинства горных пород заряжены отрицательно, электростатическое притяжение усиливает адсорбцию катионоактивных ПАВ на этих поверхностях. Анионоактивные ПАВ адсорбируются на положительно заряженных участках (у концов кристаллических ре-

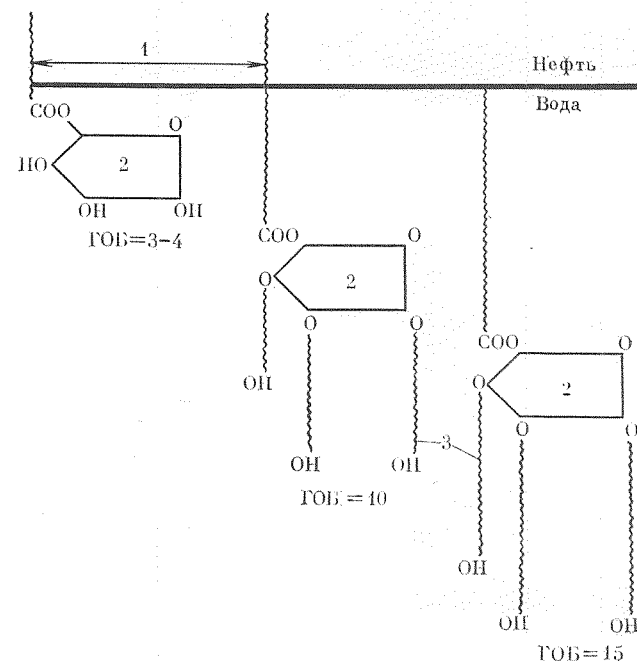


Рис. 7.7. Влияние соотношения гидрофильной и олеофильной частей молекул на растворение полиоксэтилированных сорбитанмоноолеатов: 1 — углеводородная цепь; 2 — сорбитан; 3 — полиоксиэтиленовая цепь

шеток) глинистых частиц и на поверхностях раздела нефть — вода. Неионогенные ПАВ, такие как DMS, конкурируют с водой в адсорбции на базальных поверхностях кристаллов глинистых частиц, ограничивая тем самым разбухание глинистых частиц, например бентонита.

Другие неионогенные ПАВ адсорбируются на границе раздела нефть — вода. Эти соединения состоят из нефтераствормой (олеофильной) цепочки атомов, связанной с водорастворимой (гидрофильной) цепочкой. Олеофильная часть соединения растворяется в углеводородной фазе на границе раздела, а гидрофильная — в воде. Из ангидридов многоатомных спиртов и полиоксиэтилена можно синтезировать бесконечное множество соединений, находящихся различного рода применения. Чтобы определить, подходит ли данное соединение для конкретного применения, используют два показателя: химическое сродство цепочек и число ГОВ (гидрофильно-олеофильный баланс). ГОВ определяется как массовое соотношение гидрофильной и олеофильной частей молекулы неионогенного ПАВ; чем выше значение ГОВ, тем более растворима в воде эта молекула. На рис. 7.7 можно видеть, как молекула все больше приобретает сродство к водной фазе по мере увеличения длины полиоксиэтиленовых

цепей и, следовательно, числа ГОБ. Следует отметить, что на основании этих двух показателей производится лишь предварительный выбор неионогенного ПАВ. Окончательный выбор базируется на результатах экспериментальных исследований.

Многие ПАВ выполняют двойную функцию; например, они могут действовать как эмульгаторы и как смачивающие агенты. Кроме того, для достижения нескольких целей можно использовать смеси совместимых ПАВ.

### ЭМУЛЬСИИ

Поверхностное натяжение на границе раздела нефть — вода очень высокое. Поэтому смесь этих жидкостей сразу начинает разделяться, как только прекращают механическое перемешивание, чтобы произошло уменьшение площади поверхности раздела. Снижение поверхностного натяжения на границе раздела с помощью ПАВ способствует образованию устойчивой дисперсии мельчайших капелек одной жидкости в другой. Чем ниже поверхностное натяжение на границе раздела фаз, тем мельче эти капельки и тем более устойчива образующаяся эмульсия. Поверхностное натяжение на границе раздела нефть — вода составляет около 50 мН/м, а эффективный эмульгатор снижает его примерно до 10 мН/м.

В большинстве эмульсий нефть является *дисперсной фазой*, а вода — *дисперсионной средой* (рис. 7.8), однако с помощью подходящего эмульгатора можно приготовить «инвертную эмульсию», в которой дисперсной фазой является вода.

Помимо снижения поверхностного натяжения на границе раздела, эмульгатор стабилизирует эмульсию, так как его молекулы адсорбируются на границе раздела нефти и воды, образуя поверхностную пленку вокруг капелек (рис. 7.9). Эта пленка действует как физический барьер, препятствующий слиянию капелек при их соприкосновении.

Капельки эмульсии могут нести небольшой электростатический заряд. Возникающее в результате этого взаимное отталкивание способствует устойчивости эмульсии, но этот заряд может сохраняться только при низкой минерализации (т. е. слабой электрической проводимости) воды.

Устойчивость эмульсии возрастает с повышением вязкости дисперсионной среды, так как при этом уменьшается число столкновений между капельками. Устойчивость эмульсии снижается с повышением температуры в связи с увеличением числа таких столкновений.

Вязкость эмульсии возрастает с увеличением содержания дисперсной фазы, но заметное изменение вязкости происходит лишь тогда, когда объемная доля дисперсной фазы превысит 40 %. Например, эмульсия нефти в воде имела вязкость 12 мПа·с при объемной доле нефти 40 %, 30 мПа·с при доле нефти 60 % и 59 мПа·с, когда она достигла 70 %.

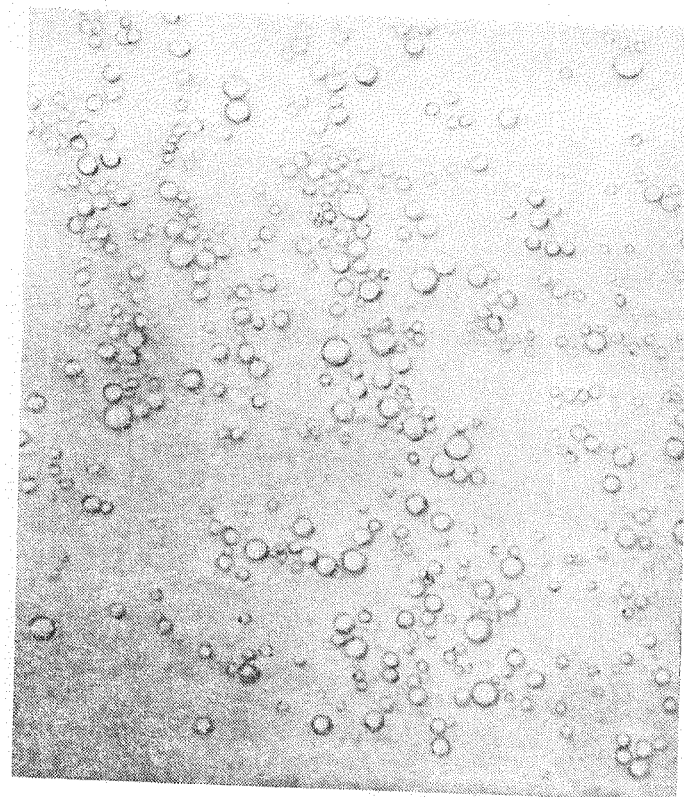


Рис. 7.8. 2 %-ная эмульсия нефти в воде при 900-кратном увеличении

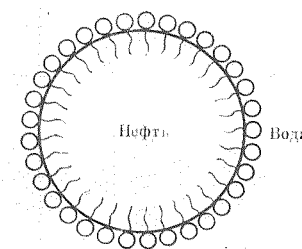


Рис. 7.9. Защитная поверхностная пленка из молекул ПАВ на капельке нефти

Хотя максимальная плотность упаковки сфер одинакового диаметра составляет 74 % общего объема, содержание дисперсной фазы может превысить этот предел, так как капельки отличаются по размеру и могут деформироваться. Однако, когда объемная доля дисперсной фазы превысит 75 %, обеспечить устойчивость эмульсии становится трудно.

Поскольку создание новых поверхностей требует определенной работы, для образования эмульсии необходимо механическое перемешивание; однако чем ниже поверхностное натяжение на границе раздела фаз, тем меньшую работу нужно

выполнить. В некоторых случаях эмульгатор настолько снижает поверхностное натяжение на границе раздела, что даже при совместном сливе фаз в резервуар обеспечивается перемешивание, достаточное для образования эмульсии. В других случаях требуется большая затрата энергии. Самым главным требованием к смесителю является обеспечение высокой скорости сдвига. Для этого следует использовать ротор с большой частотой вращения при малом зазоре между лопатками и корпусом или подавать в смеситель компоненты эмульсии под давлением через небольшую диафрагму.

Тип образующейся эмульсии, т. е. «нефть в воде» (Н/В) или «вода в нефти» (В/Н или «инвертная»), определяется относительной растворимостью эмульгатора в обеих фазах. Таким образом, ПАВ, преимущественно растворяющийся в воде (например, олеат натрия), образует эмульсию Н/В, так как он повышает поверхностное натяжение на водной стороне границы раздела нефти и воды и эта граница раздела изгибается в сторону фазы с более высоким поверхностным натяжением; в результате образуется капелька нефти, заключенная в водную оболочку. Олеаты кальция и магния растворимы в нефти, поэтому образуют эмульсии В/Н. Неионогенное ПАВ с большой гидрофильной группой (ГОВ=10—12) преимущественно растворяется в водной фазе, поэтому образует эмульсию Н/В, в то время как неионогенное ПАВ с большой олеофильной группой (ГОВ  $\approx$  4) образует эмульсию В/Н.

Типичными Н/В-эмульгаторами, используемыми в буровых растворах на пресной воде, являются алкиларилсульфонаты и алкиларилсульфаты, полиоксиэтилированные жирные кислоты, сложные и простые эфиры. Полиоксиэтиленсорбитанэфир таллового масла, который имеет несколько торговых знаков, используют в минерализованных эмульсиях Н/В, а производное этиленоксида и ионилфенола  $C_9H_{19}C_6H_4(CH_2-CH_2-O)_{30}H$ , известное под названием DME, используют в кальциевых буровых растворах. Мыла жирных кислот, полиамины, амиды или их смеси используют для приготовления эмульсий В/Н.

Эмульсию Н/В можно разрушить добавлением небольшого объема В/Н-эмульгатора, и наоборот. В любом случае прямая эмульсия превращается в инвертную, а инвертная в прямую, если добавить очень большой объем противоположного эмульгатора.

Распознать тип эмульсии (Н/В или В/Н) не представляет никакого труда; для этого необходимо добавить немного имеющейся эмульсии в химический стакан с водой. Эмульсия Н/В, в которой дисперсионной средой (или непрерывной фазой) является вода, легко диспергируется в воде, а эмульсия В/Н останется в виде отдельной фазы.

Стойкие эмульсии могут образовываться без ПАВ в результате адсорбции мелкодисперсной твердой фазы, такой как глинистые частицы, КМЦ, крахмал и другие коллоидные материалы,

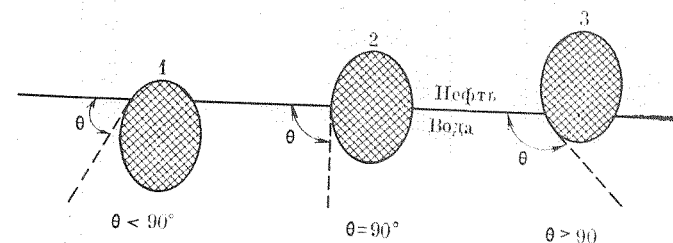


Рис. 7.10. Идеализированная схема образования стойкой эмульсии под воздействием механического эмульгатора:  
1 — частица в основном погружена в воду; 2 — частица наполовину погружена в воду; 3 — частица в основном находится в нефти

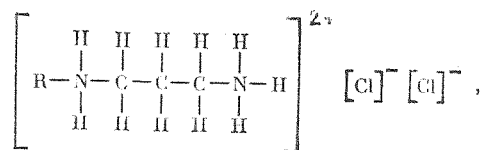
на границе раздела нефти и воды. При этом вокруг диспергированных капелек образуются пленки из твердых частиц, которые предотвращают их слияние. Поскольку такие частицы не вызывают существенного снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз, они известны под названием *механических эмульгаторов*.

Гидрофильные частицы будут целиком оставаться в водной фазе, а гидрофобные — в нефтяной фазе, поэтому ни в одном из этих случаев они не будут действовать как механические эмульгаторы. Чтобы образовалась стойкая эмульсия эти частицы должны иметь промежуточную смачиваемость, благодаря чему они способны частично оставаться в каждой фазе (рис. 7.10). Идеально наиболее стойкие эмульсии образуются, когда краевой угол смачивания равен  $90^\circ$ .

Большинство водных буровых растворов содержит мелкодисперсные частицы, необходимые для образования механических эмульсий, а электрохимические условия в них способствуют адсорбции этих частиц на границах раздела нефти и воды. Диспергированные глинистые частицы и различные коллоидные добавки, особенно лигносульфонаты в щелочных растворах, действуют как механические эмульгирующие агенты. Поэтому довольно стойкие эмульсии Н/В образуются при простом добавлении нефти и достаточном механическом перемешивании. Однако, как правило, механические эмульсии менее устойчивы, чем химические. Эмульсию можно стабилизировать, если добавить небольшое количество подходящего химического эмульгатора.

### ГИДРОФОБИЗУЮЩИЕ АГЕНТЫ

В качестве гидрофобизирующих агентов чаще всего используют азотистые соединения с длинными углеводородными цепями. Типичным таким соединением является N-алкилтриметилендиаминхлорид. Эта соль диссоциирует в воде на органический катион и два хлоридных аниона



где R — алкильная цепь с 18 атомами углерода.

Диамин действует как Н/В-эмульгатор, а также как гидрофобизирующий агент. Неполарная часть цепи катиона растворяется в нефтяной фазе, а полярная азотистая часть цепи — в воде, придавая капельке нефти положительный заряд. Поскольку большинство металлов и минералов несут отрицательный поверхностный заряд, капельки нефти притягиваются к этим поверхностям, где разрушаются с образованием пленки нефти, как показано на рис. 7.11. В качестве комбинированного гидрофобизирующего агента и эмульгатора могут быть использованы многие другие азотсодержащие углеводородные соединения, в углеводородной цепи которых имеется более 10 атомов углерода. Должна быть обеспечена сбалансированность гидрофобизирующего и эмульгирующего действий, так как при очень сильном эмульгирующем действии не будет достигнута смачиваемость нефтью, а при очень сильном гидрофобизирующем действии будут большие потери нефти. Относительная эффективность обоих действий зависит от различных условий, таких как природа поверхности, которую необходимо покрыть пленкой нефти, электрохимические свойства водной фазы, pH, температура и т. д. В соответствии с этими условиями и должно подбираться ПАВ. Например, если гидрофобизирующее действие

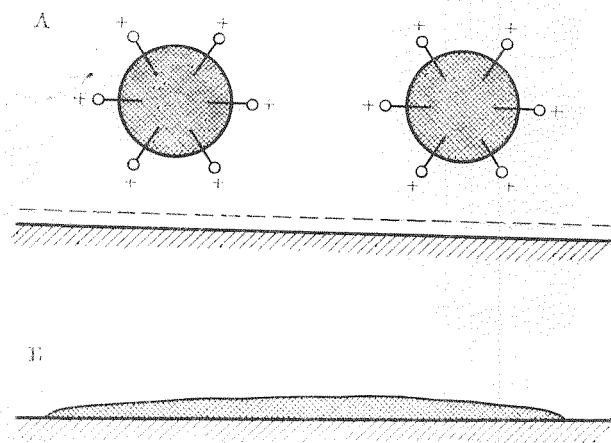


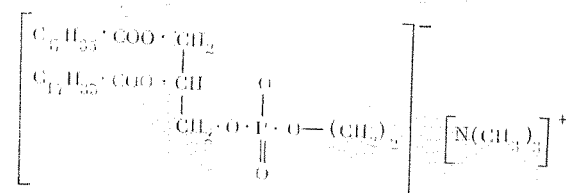
Рис. 7.11. Механизм смачивания твердой поверхности нефтью под действием эмульсии нефти в воде:

А — положительно заряженные капельки эмульсии притягиваются к отрицательно заряженной поверхности; Б — при контакте с отрицательно заряженной поверхностью эмульсия разрушается с образованием на ней пленки нефти.

слишком сильное, нужно использовать один из оксиэтилированных диаминов, которые ослабляют смачивание нефтью пропорционально количеству добавляемого оксида этилена. В качестве альтернативы можно применить дополнительный эмульгатор (катионоактивный либо неионогенного типа). Недостаточное смачивание нефтью можно усилить добавлением нефтерастворимого понизителя поверхностного натяжения, такого как соль жирной кислоты и полнамин.

Гидрофобизирующие агенты иногда добавляют в нефтеэмульсионные буровые растворы, чтобы обеспечить смачиваемость нефтью буровой колонны и благодаря этому снизить вращающий момент, предотвратить образование сальников на долоте и защитить металл от коррозии. При этом, правда, нефть образует также пленку на твердой фазе бурового раствора и, если в нем присутствуют значительные объемы мелкодисперсных глинистых частиц, потери нефти будут весьма значительными.

Гидрофобизирующие агенты добавляют во все растворы на углеродной основе для предотвращения смачивания водой барита и выбуренной породы. Для этой цели эффективно используют лецитин.



Фосфатная группа несет отрицательный заряд, а четвертичный амин — положительный. Неполарная разветвленная углеводородная часть цепи растворяется в углеродной фазе, а полярная основная часть цепи — в водной фазе. При добавлении избыточного количества лецитина поверхностное натяжение на границе раздела фаз снижается.

Продукты взаимодействия глинистых частиц и гидрофобизирующих агентов используются для приготовления диспергируемых добавок для буровых растворов на углеродной основе. Глины, которые используются в буровых растворах на водной основе, такие как бентонит и аттапульгит, можно сделать диспергируемыми в нефти при помощи ионообменных реакций с ониевой солью. При диссоциации ониева соль образует



Неорганические катионы на поверхности глинистых частиц замещаются органическими катионами ониевой соли, делая глины диспергируемыми в нефти. При добавлении к раствору на углеводородной основе подобных органофильных глин

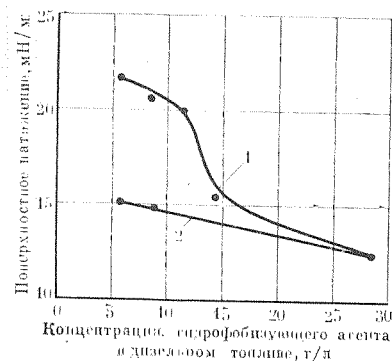


Рис. 7.12. Влияние адсорбции частицами глинистого сланца гидрофобизирующего агента из углеводородной фазы на изменение поверхностного натяжения дизельного топлива на границе с водой:  
1 — 85,6 г/л глинистого сланца глен роуз;  
2 — глинистый сланец отсутствует

несущая способность раствора значительно улучшается (рис. 7.12). Этим же способом можно сделать диспергируемым в нефти лигнит, после чего он используется для снижения фильтрации растворов на углеводородной основе.

Гидрофобизирующие агенты могут применяться для приготовления механических инвертных эмульсий с мелкоизмельченным мелом. Частицы мела обычно смачиваются водой, но при добавлении небольшого количества фракции таллового масла, преимущественно состоящей из олеиновой и линолевой кислот, эти частицы могут стать частично смачиваемыми нефтью. При активном перемешивании эти частицы адсорбируются на границах раздела нефти и воды (вокруг капелек воды), создавая механическую эмульсию, непрерывной фазой которой является нефть.

## ПЕНЫ

Когда при бурении с продувкой забоя воздухом или газом встречается вода, чтобы облегчить ее удаление, к воздуху добавляют пенообразующие агенты. Механизм образования пены весьма прост. Для того чтобы произошло образование пены в поток воздуха необходимо ввести ПАВ, которое значительно снижает поверхностное натяжение воды. Однако такие пены обычно разрушаются довольно быстро, так как при их образовании свободная поверхностная энергия системы уменьшается. При выборе пенообразователя необходимо учитывать долговечность образуемой им пены.

## Пены и туманы

Пены и туманы представляют собой коллоидные системы, состоящие из двух фаз — газа и жидкости. Распределение этих фаз зависит от их количественного соотношения. Это соотношение обычно выражается через объемную долю газа (ОДГ) или через объемную долю жидкости (ОДЖ). При ОДГ от 0 до

примерно 0,54 пена представляет собой пузырьки газа, диспергированные в жидкости (рис. 7.13). При ОДГ от 0,54 до 0,96 система напоминает эмульсию, в которой жидкость является дисперсной фазой, а газ — дисперсионной средой. При ОДГ > 0,96 система состоит из сверхмикроскопических капелек воды, диспергированных в газе, и называется туманом, или аэрозолем.

Факторы, которые определяют образование и устойчивость пен, до конца не ясны. Поскольку пенообразование связано с громадным увеличением площади поверхности, важное значение, очевидно, имеет снижение поверхностного натяжения путем добавления ПАВ. Однако снижение поверхностного натяжения не является единственным определяющим фактором. По-видимому, молекулярная структура ПАВ также играет существенную роль. Согласно одной теории анионы ориентированы перпендикулярно к поверхности пленки, а катионы распределены в растворе между стенками пузырька. Таким образом, эти стенки несут электростатический заряд, и отталкивание зарядов мешает слиянию пузырьков. В связи с отсутствием фундаментальной теории пенообразующие агенты должны оцениваться опытным путем (см. главу 3).

В буровой практике пены используются для трех целей: 1) для удаления пластовых вод, поступающих в ствол скважины в процессе бурения с продувкой забоя воздухом; 2) в качестве флюида низкой плотности для удаления выбуренной породы и других твердых частиц при заканчивании или капитальном ремонте скважин, в которых вскрыты истощенные пласты, и 3) в качестве изолирующей среды для скважин в арктических условиях.

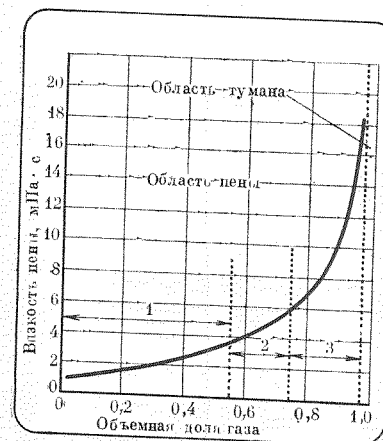


Рис. 7.13. Зависимость вязкости пены от объемной доли газа:  
1 — диспергированные пузырьки газа;  
2 — интерференция пузырьков; 3 — деформация пузырьков

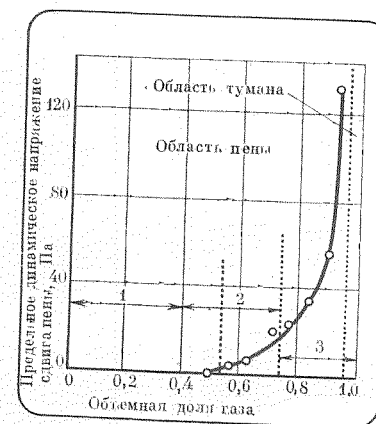


Рис. 7.14. Зависимость предельного динамического напряжения сдвига пены от объемной доли газа:  
1—3 — см. рис. 7.13



Если при бурении с продувкой забоя воздухом встречается водоносный горизонт, поступающая в ствол вода скапливается на забое, в результате создается противодействие, которое увеличивает потребный объем воздуха и снижает скорость проходки. Кроме того, вода вызывает образование сальников и налипание шлама на долото и бурильную колонну. Благодаря вводу в поток воздуха подходящего пенообразователя образуется пена, обеспечивающая вынос воды и шлама из скважины. Максимальная эффективность достигается, когда вся вода при поступлении в ствол скважины сразу же превращается в пену, которая остается устойчивой столько времени, сколько необходимо для ее подъема на поверхность. Выбор ПАВ зависит от минерализации воды и от присутствия в ней нефти. Подходящие ПАВ включают в себя анионоактивные мыла, неионогенные соединения алкилполиоксиэтилена и катионоактивные производные амина. Все эти ПАВ имеются в продаже.

Способность пены выносить буровой шлам зависит от квадрата скорости ее движения в кольцевом пространстве и реологических свойств пены. Последние зависят главным образом от вязкости воздуха и жидкости и от ОДГ в пене (рис. 7.14). При ОДГ в диапазоне 0,60—0,96 пена ведет себя как бингамовская вязкопластичная жидкость. Для определения зависимости между давлением и скоростью течения можно воспользоваться уравнением Бакингема (см. уравнение (5.12) в главе 5) с учетом поправок на проскальзывание у стенки трубы и на изменение в соотношении воздуха и воды (следовательно, и вязкости) при различных давлениях. Бейер получил зависимости между проскальзыванием, напряжением сдвига у стенки и ОДЖ, а также между вязкостью пены и ОДЖ на основании стендовых экспериментов. На базе этих зависимостей и уравнения Бакингема они разработали математическую модель, которая описывает течение пены в вертикальных трубах и кольцевом пространстве. Для определения оптимальных расходов и давлений газа и жидкости, времени циркуляции и несущей способности пены в планируемых работах по капитальному ремонту скважин могут быть использованы программы для ЭВМ, основанные на этой модели течения. Всякий раз, когда такие работы проводят на новых месторождениях или при иных условиях, необходимо заново выполнять тщательные расчеты.

Реологические свойства пены при нормальном бурении с продувкой забоя воздухом не имеют особого значения, так как достижения скорости потока в кольцевом пространстве, достаточных для очистки ствола, экономически вполне возможно. Однако высокие скорости течения в кольцевом пространстве нежелательны при заканчивании скважин на легко эродируемые породы, когда на забое необходимо поддерживать минимальные давления, а также в стволах повышенного диаметра. В этих условиях используется заранее приготовленная загущенная пена, содержащая ПАВ и бентонит или полимер.

## ПЕНОГАСИТЕЛИ

Действие пеногасителей также изучено недостаточно, и их тоже следует подбирать эмпирическим путем. В качестве пеногасителей обычно используют высокомолекулярные спирты и стеарат алюминия.

Буровые растворы, содержащие газ, можно считать пенами, но в этом случае их образование происходит чисто механически. Пузырьки газа удерживаются в структурированном растворе, но могут удаляться из него при разрушении структуры в результате перемешивания или путем добавления понизителя вязкости. Эффект выделения газа усиливается, если операция осуществляется при пониженном давлении.

## Влияние электрохимической среды на разрушение горной породы

Влияние изменений свободной поверхностной энергии на разрушение горных пород и, следовательно, на механическую скорость бурения исследовано в лабораторных условиях, но результаты этих исследований еще не нашли применения в практике бурения скважин. Тем не менее эта тема заслуживает обсуждения.

Теория Гриффита (см. главу 9) о хрупком разрушении пород постулирует существование микротрещин и молекулярных разрывов во всех кристаллических веществах. Под воздействием нагрузки разрушение начинается с концентрации напряжений на концах этих трещин. Во время бурения скважины при ударах зубьев долота о горную породу образуются новые трещины. Рост имеющихся трещин или образование новых ведет к созданию дополнительных поверхностей и увеличению свободной поверхностной энергии. Поэтому в качестве постулата Ребиндер выдвинул положение о том, что жидкость, адсорбируемая на поверхности трещин, снижает твердость породы за счет уменьшения поверхностной энергии образующихся трещин и, следовательно, повышает буримость породы.

Последующие исследования, однако, показали, что адсорбция ПАВ может повышать и понижать поверхностную твердость кристаллов в зависимости от природы и количества ПАВ, а также от свойств кристаллического тела. Более того, ПАВ, которые снижали твердость или объемный предел текучести только при пластическом разрыве, повышали механическую скорость бурения лопастными долотами, но снижали ее при использовании шарошечных и алмазных долот. Например, Робинсон установил, что когда пластовые жидкости в известняке индана содержали соли дикарбоновой кислоты с нечетным числом атомов углерода (такие, как азелат натрия), предел текучести в условиях пластического разрыва снижался с 110 (для воды) до 90 МПа, причем механическая скорость бурения двухшарошечным микродолотом немного снижалась (рис. 7.15),

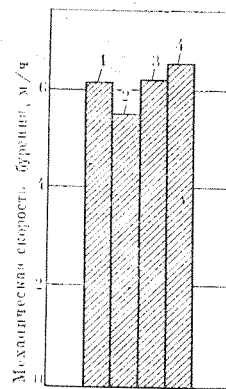


Рис. 7.15. Влияние различных химических реагентов в воде на механическую скорость бурения в известняке индана двухшарошечным микродолотом при частоте вращения 50 мин<sup>-1</sup> и нагрузке на долото 4,45 кН. Для всех флюидов (кроме воды) рН=10,3; скорость циркуляции 0,46 л/с; давление в МПа: геостатическое 15,2, забойное 13,8, пластовое 0:

1 — вода; 2 — 2 % азелата натрия; 3 — 2 % гидроксида натрия; 4 — 2 % адинината натрия

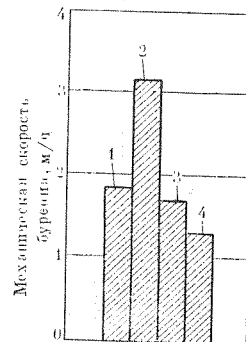


Рис. 7.16. Влияние различных химических реагентов в воде на механическую скорость бурения в известняке индана трехлопастным микродолотом при частоте вращения 50 мин<sup>-1</sup> и нагрузке на долото 2,22 кН. Для всех флюидов (кроме воды) рН=10,3; давления в МПа: геостатическое 15,2, забойное 13,8, пластовое 0:

1—4 — см. рис. 7.15.

а трехлопастным микродолотом значительно повышалась (рис. 7.16). Соли дикарбоновой кислоты с четным числом атомов углерода (такие, как адипинат натрия) слегка увеличивали предел текучести (с 110 до 116 МПа), снижали механическую скорость бурения лопастным микродолотом, но немного повышали ее при использовании шарошечного микродолота.

Другие исследователи для наблюдения за влиянием электрохимической среды на поверхностную твердость материала использовали склерометр. Этот прибор измеряет твердость по демпфированию колебаний маятника с алмазной иглой, которая царапает поверхность испытуемого материала. Электрохимическая среда имитировалась слоем жидкости, налитой на эту поверхность. Такие исследования показали, что поверхностная твердость многих материалов была максимальной, когда жидкость снижала  $\zeta$ -потенциал (см. раздел о двойном электрическом слое в главе 4) до нуля. В табл. 7.2 можно видеть влияние растворов хлорида алюминия и олеинатаммонийацетата на демпфирование колебаний маятника. Следует отметить, что при использовании обоих растворов максимальное демпфирование имело место, когда  $\zeta$ -потенциал был приблизительно равен нулю. В исследованиях Джексона максимальная твердость при нулевом  $\zeta$ -потенциале совпадала с максимальной механической

Таблица 7.2  
 $\zeta$ -ПОТЕНЦИАЛ И УДЕЛЬНОЕ ДЕМПФИРОВАНИЕ КОЛЕБАНИЙ МАЯТНИКА В ФУНКЦИИ КОНЦЕНТРАЦИИ РЕАГЕНТА

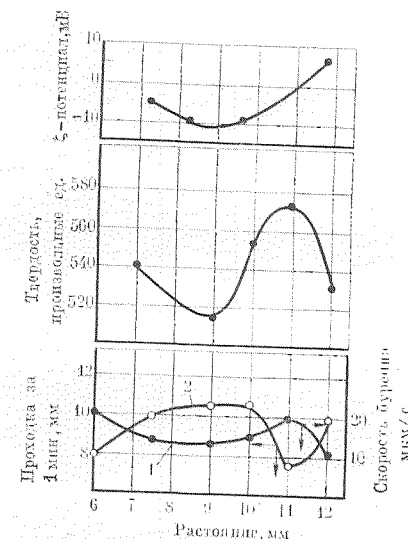
Молярная концентрация реагента, моль/л	$\zeta$ -потенциал, мВ	Удельное демпфирование $\lambda^{-1}$ , относительные единицы	Стандартное отклонение среднего значения $\lambda^{-1}$
<b>Хлорид алюминия</b>			
$10^{-6}$	-35,0	652,3	37,0
$3 \times 10^{-6}$	+5,9	438,4	34,90
$10^{-5}$	+26,0	608,1	34,74
$3 \times 10^{-5}$	+33,0	679,0	34,69
$10^{-4}$	+33,6	768,1	28,93
<b>Олеинатаммонийацетат</b>			
$10^{-6}$	-30,6	677,6	18,12
$3 \times 10^{-6}$	-10,8	500,8	36,13
$10^{-5}$	-4,6	467,6	46,52
$3 \times 10^{-5}$	+16,0	519,7	48,08
$10^{-4}$	+35,4	748,0	14,60
<b>Дистиллированная вода</b>			
—	-10,7	804,7	41,53

скоростью бурения полусферическим алмазным долотом и минимальной механической скоростью бурения лопастным долотом, армированным карбидом вольфрама (рис. 7.17). Они зарегистрировали резкое увеличение скорости проходки при использовании алмазной бурильной коронки, когда  $\zeta$ -потенциал водного раствора, содержащего  $10^{-3}$  моль/л додецилтри-метиламмонийный бромид (ДТАБ) (рис. 7.18 и 7.19).

Причины изменений твердости и буримости пород до конца еще не поняты. По-видимому, их нельзя объяснить изменениями свободной поверхностной энергии, как вначале предлагалось Ребинде-

Рис. 7.17. Зависимость  $\zeta$ -потенциала; твердости, измеренной с помощью маятника, и механической скорости бурения от глубины проходки в кальците. (Скорость проходки лопастным долотом рассчитана по общей проходке за первые 60 с):

1 — полусферическое долото; 2 — лопастное долото, армированное карбидом вольфрама





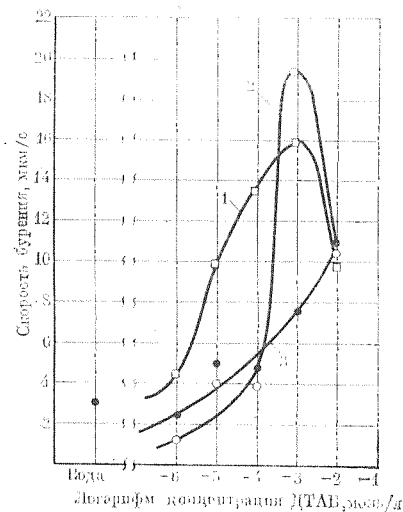


Рис. 7.18. Изменение скорости бурения в различных породах алмазной бурильной коронкой при использовании водных растворов ДТАБ:  
1 — гранит уэстерли; 2 — кварц; 3 — микроклинит

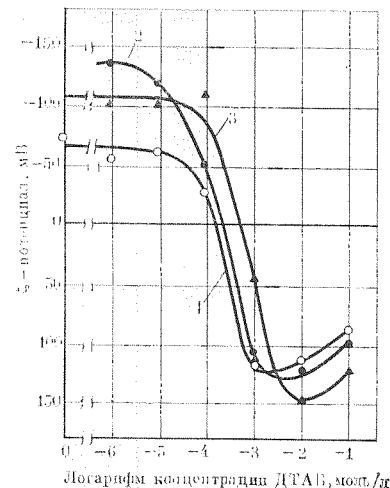


Рис. 7.19. Изменение  $\xi$ -потенциала различных пород в водных растворах ДТАБ [26]:  
1 — 3 — см. рис. 7.18

ром. Джексон полагает, что эти изменения проявляются под влиянием электрохимической среды на образование шлама долотами различных типов. Применительно к лопастному долоту они обосновывают свои выводы тем, что для снятия напряжений под долотом необходимо создать зону пластической деформации. Алмазные долота разрушают породу в результате слияния отдельных бороздок, которому мешает пластичное поведение породы. Аналогичное объяснение, по их мнению, справедливо и для шарошечных долот.

#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- $F_s$  — свободная поверхностная энергия твердого тела;
- $F_l$  — свободная поверхностная энергия жидкости;
- $F_{sl}$  — свободная поверхностная энергия на границе раздела твердого тела и жидкости;
- $g$  — ускорение свободного падения;
- $h$  — высота подъема жидкости в капилляре;
- $r$  — радиус капилляра;
- $W_{coh}$  — работа когезии;
- $W_{adh}$  — работа адгезии;
- $\sigma$  — поверхностное натяжение;
- $\rho$  — плотность;
- $\theta$  — краевой угол смачивания.

## Глава 8 УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА

Поддержание устойчивости стенок скважины является одной из основных задач, которые приходится решать при бурении нефтяных скважин. Если вести бурение в необсаженном стволе невозможно, то спускают обсадную колонну; причем совершенно ясно, что число обсадных колонн, которое может быть спущено в скважину, ограничено.

Неустойчивость ствола скважины может проявляться по-разному: мягкие пластичные породы выдавливаются в ствол скважины; твердые хрупкие породы разрушаются под действием нагрузок, а глинистые сланцы осыпаются и обваливаются (последнее происходит наиболее часто). Все это приводит к увеличению поперечного размера ствола, образованию пробок из обвалившейся породы и заполнению отдельных интервалов ствола породой во время спуско-подъемных операций. Эти осложнения сильно влияют на продолжительность и стоимость бурения, они могут вызвать прихват бурильной колонны и необходимость зарезания в скважине нового бокового ствола.

В этой главе будут рассмотрены два основных аспекта устойчивости ствола скважины. Во-первых, механическая устойчивость, зависящая от усилий и давлений, действующих на стенки ствола, и способность пород сопротивляться этим нагрузкам и, во-вторых, неустойчивость, являющаяся следствием физико-химических взаимодействий бурового раствора с глинистым сланцем, вскрытым в скважине. Разрушение ствола под действием растягивающих нагрузок, т. е. искусственное трещинообразование, рассматривается в разделе главы 9, посвященном поглощениям.

### МЕХАНИКА УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

#### Геологические и геофизические особенности осадочных бассейнов

Осадочные бассейны, в которых обнаружено подавляющее большинство коллекторов нефти, образованы в результате отложения речных осадков. Пески осаждаются близ морского побережья, илы — на более удаленных от берега участках дна, а глины — в глубоководных морских районах. Первоначально осадки мягки и характеризуются значительным содержанием воды. По мере накопления осадков из нижних слоев за счет их уплотнения вода выжимается. На небольших глубинах уплотнение оказывает прямо противоположное действие — керны

и буровой шлам, поступающие на поверхность, могут довольно легко диспергироваться на отдельные зерна. Такие осадки называют *нелитифицированными*. На больших глубинах осадки постепенно становятся *литифицированными* в результате уплотнения и диагенеза. (Под диагенезом понимаются минералогические и химические изменения, которые происходят вследствие воздействия подземных температур и давлений, а также электрохимического воздействия окружающей среды). В конце концов зерна цементируются друг с другом благодаря заполнению пустот минералами из силикатных и известковистых пластовых вод с образованием песчаников, отвердевших глинистых сланцев и аргиллитов. Если в результате этих процессов осадки окажутся полностью литифицированными, образовавшиеся горные породы невозможно диспергировать никаким другим способом, кроме прямого механического воздействия, например размалывания.

Породы, состоящие главным образом из песков и илов, называют *песчанистыми*, а породы, в которые преимущественно входят глины и смеси глин и илов, называют *глинистыми*.

Быстрое отложение осадков характерно для геосинклинальных условий, т. е. районов, где происходит медленное погружение земной поверхности (в настоящее время это отмечается в районе северного побережья Мексиканского залива). В результате проявления в земной коре тектонических сил поверхность может циклически подниматься и опускаться. Поэтому одни старые осадочные бассейны могут оказаться над уровнем моря, а другие перекрываться или переслаиваться осадками иных типов, такими как карбонаты, сульфаты и каменная соль, которые отлагаются в результате испарения насыщенных растворов в лагунах и внутренних водоемах.

### Градиент горного давления

Осадочная порода, находящаяся на определенной глубине, должна выдерживать вес формаций, залегающих над ней. Общее напряжение  $S$ , создаваемое перекрывающими породами (твердые вещества и вода), называется *геостатическим* (либо литостатическим) или *горным давлением* и определяется по уравнению

$$S = \rho_v g H, \quad (8.1)$$

где  $\rho_v$  — объемная плотность осадочных пород;  $g$  — ускорение свободного падения;  $H$  — глубина.

Значение  $\rho_v$  обычно принимается 2,3 г/см<sup>3</sup>, поэтому градиент геостатического давления  $S/H = 22,6$  кПа/м. Однако в осадочных бассейнах, образовавшихся сравнительно недавно, объемная плотность пород у поверхности мала и увеличивается с глубиной. На рис. 8.1 показана зависимость среднего градиента

горного давления от глубины для северного побережья Мексиканского залива.

### Градиенты пластового давления

После того как осадочная порода уплотнится в достаточной мере, чтобы образовался контакт между ее зернами, горное давление воспринимается независимо твердым скелетом и флюидом, находящимся в порах, поэтому

$$S = \sigma + p_f, \quad (8.2)$$

где  $\sigma$  — межзерновое напряжение;  $p_f$  — давление, создаваемое столбом флюида, находящегося в порах (обычно его называют *пластовым* или *порovým*).

Поскольку  $p_f$  возрастает с глубиной и плотностью флюида,

$$p_f = \rho_f g H, \quad (8.3)$$

где  $\rho_f$  — плотность флюида в поровом пространстве.

В среднеконтинентальном районе США поры заняты пресной водой, поэтому  $p_f/H = 9,8$  кПа/м. В районе северного побережья Мексиканского залива минерализация поровой воды составляет около 80 мг/л, так что  $p_f/H = 10,5$  кПа/м. В Уиллистонском бассейне, шт. Северная Дакота, минерализация поровой воды достигает 366 мг/л и  $p_f/H = 11,6$  кПа/м.

### Аномальные градиенты пластового давления

Когда жидкости, выжимаемые из осадков при их уплотнении, не могут свободно мигрировать к поверхности, возникают аномально высокие давления. Такие условия обычно характерны для толстых глинистых свит, так как глины при уплотнении приобретают очень низкую проницаемость. Например, бентонит имеет проницаемость около  $2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> при давлении уплотнения 60 МПа, которое соответствует глубине залегания 2600 м. Проницаемости глинистых сланцев имеют примерно такие же значения. Проницаемость песчаников изменяется от 0,001 до 1 мкм<sup>2</sup>.

Когда глинистая порода находится в контакте с песчаным пластом, который служит путем миграции флюида к поверхности, первоначально вода свободно выжимается из глины по мере ее уплотнения. Однако по соседству с этим песчаным пластом образуется пропласток уплотненной глины низкой прони-

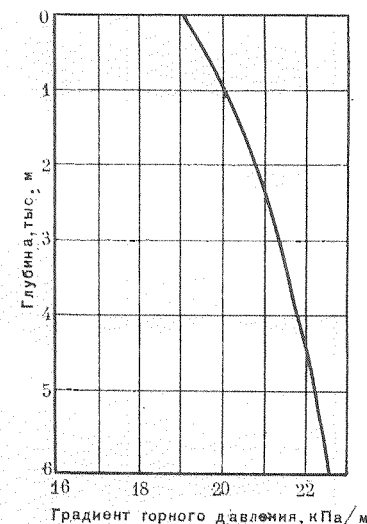


Рис. 8.1. Распределение градиента горного давления с глубиной для всех нормально уплотненных горных пород в районе северного побережья Мексиканского залива

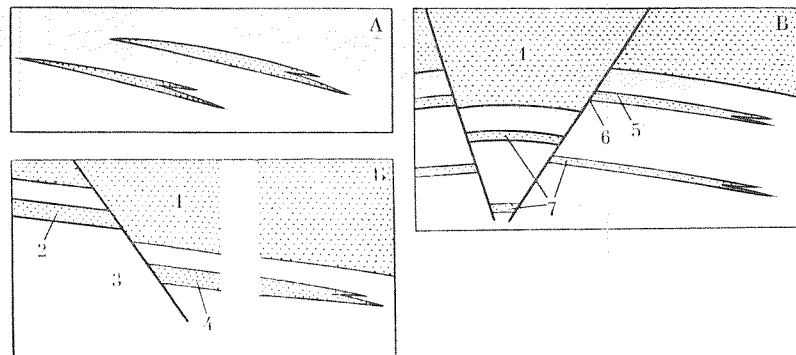


Рис. 8.2. Типы запечатывания коллекторов с аномально высоким давлением: А — линзовидные коллекторы; В — крупный коллектор, вверх по восстанию изолированный сбросом, а вниз по падению запечатанный в результате региональных фациальных изменений; В — относительное положение ловушек, экранированных сбросами, в приподнятом и опущенном блоках; 1 — основная серия песков с нормальным гидростатическим давлением; 2 — пласт с нормальным давлением; 3 — основная серия глинистых сланцев; 4 — пласт повышенного давления; 5 — пласт с нормальным давлением; 6 — потери давления в основную серию песков; 7 — песчаные пласты с аномально высоким давлением

цаемости, ограничивающий отток воды из остальной части глинистой формации. Таким образом, в толще глин скорость удаления воды отстает от скорости уплотнения, поэтому поровое давление оказывается выше уровня, который можно считать нормальным для данной глубины залегания осадочных пород. Эти породы называют глинистыми сланцами с *аномально высоким давлением*. Любая песчаная зона, которая присутствует в толще глин в виде отдельного пропластка или прилегает к ней, также находится под аномально высоким давлением, если эта зона изолирована от поверхности за счет выклинивания или сброса (рис. 8.2). Повышенные пластовые давления в ходе геологического развития постепенно снижаются до нормального уровня; однако чем толще свита глинистых сланцев, тем медленнее это происходит.

Аномально высокие давления могут иметь любые значения вплоть до величины, определяемой суммарным весом перекрывающих горных пород, соответственно необходимо увеличивать и плотность используемого бурового раствора. Таким образом, для контроля пластовых флюидов (нефти, газа или воды) в зонах аномально высокого давления могут потребоваться буровые растворы плотностью, превышающей 2,3 г/см<sup>3</sup>.

Типичные для северного побережья Мексиканского залива кривые изменения горного и пластовых давлений показаны на рис. 8.3.

В связи с повышенным содержанием воды в глинистых сланцах с аномально высоким давлением график зависимости объемной плотности пород от глубины позволяет выявить зоны

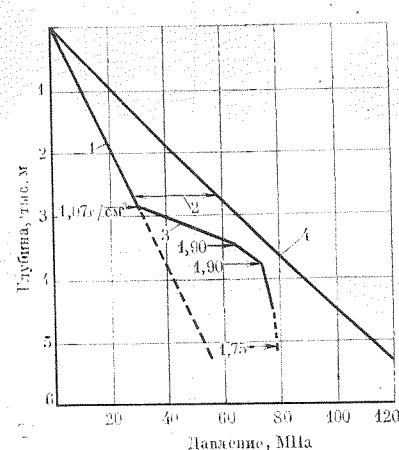


Рис. 8.3. Изменение горного и пластового давлений с глубиной в типичной скважине в районе северного побережья Мексиканского залива. Цифры у кривой пластового давления соответствуют эквивалентным плотностям бурового раствора:

1 — нормальное гидростатическое давление  $p_f$ ; 2 — вертикальное эффективное напряжение  $(S - p_f)$ ; 3 — аномально высокое давление; 4 — горное давление

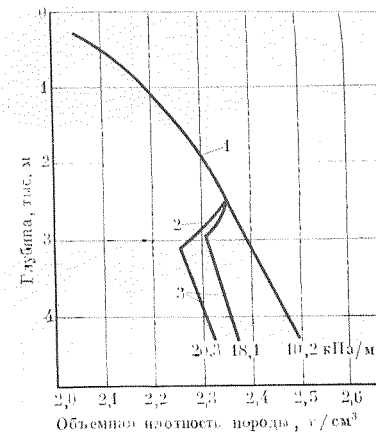


Рис. 8.4. Изменение средней объемной плотности осадочных пород с глубиной на шельфе шт. Луизиана:

1 — нормальное пластовое давление; 2 — переходная зона; 3 — аномально высокое пластовое давление

с аномально высоким пластовым давлением и абсолютное значение этого давления (рис. 8.4).

Аномально высокие давления могут встретиться на сравнительно малых глубинах, например на месторождении Фортиз в Северном море на глубине 1200 м. Однако пласты с чрезвычайно высокими давлениями встречаются только на больших глубинах, и образование зон с аномально высоким давлением обычно связано с диагенезом монтмориллонита в иллит. Иллит содержит значительно меньше гидратной воды, чем монтмориллонит, поэтому диагенез сопровождается выделением воды из кристаллов глины, за счет чего и происходит повышение пластового давления. Нет никаких сомнений, что аномально высокие пластовые давления в районе северного побережья Мексиканского залива на глубинах около 3000 м обусловлены диагенезом. Известно, что превращение монтмориллонита в иллит происходит под давлением при температуре приблизительно 90 °С, если этому способствует электрохимическая среда. В районе северного побережья Мексиканского залива на глубинах более 3000 м имеются все необходимые условия. В со- суде высокого давления была проведена серия экспериментов по искусственному диагенезу осадочных пород, полученных из скважин в районе северного побережья Мексиканского залива.

Эти породы нагревали вместе с морской водой. Полученные данные хорошо совпали с промысловыми данными. Установлено, что монтмориллонит является глинистым минералом, доминирующим в кернах, отбираемых на глубинах до 3000 м, однако на больших глубинах его содержание начинает убывать и на глубине 4300 м присутствует в основном только иллит.

### Поведение горных пород под напряжением

Поведение горных пород под напряжением можно изучать в камере, позволяющей создавать трехмерные нагрузки на керн (рис. 8.5). Цилиндрический образец помещается в эластичный кожух, осевая нагрузка создается поршнем, давление обжима развивается жидкостью, окружающей кожух. В образце может быть создано необходимое поровое давление.

В ходе исследования при неизменных давлении обжима и поровом давлении повышается осевая нагрузка и измеряется результирующая осевая деформация.

Исследования показали, что деформация горной породы зависит от нагрузки на ее скелет и не зависит от порового давления. Таким образом, *эффективное* или *межзерновое напряжение* равно развиваемому напряжению за вычетом порового давления. Разница между продольным и поперечным межзерновыми напряжениями определяет *напряжение сдвига* в образце.

На рис. 8.6 показаны зависимости между напряжением сдвига и деформацией для трех типов пород. Эта зависимость остается линейной (что указывает на упругую деформацию), пока не достигается предел упругости. Напряжение сдвига в этой точке называется *предельным напряжением сдвига*. За этой точкой могут проявляться два вида деформации:

1) хрупкое разрушение — горная порода разрушается внезапно. Этот вид разрушения характерен для твердых (отвердевших) пород, таких как песчаник (см. рис. 8.6, А);

Рис. 8.5. Испытательная камера для создания на образец горной породы трехмерных нагрузок:

1 — нижняя плита универсального испытательного стенда; 2 — керн; 3 — масло; 4 — рычаг дефлектометра; 5 — опорная плита; 6 — верхняя плита универсального испытательного стенда; 7 — подача флюида для создания порового давления; 8 — поршень; 9 — создание давления обжима; 10 — пластмассовый кожух; 11 — нижний упор

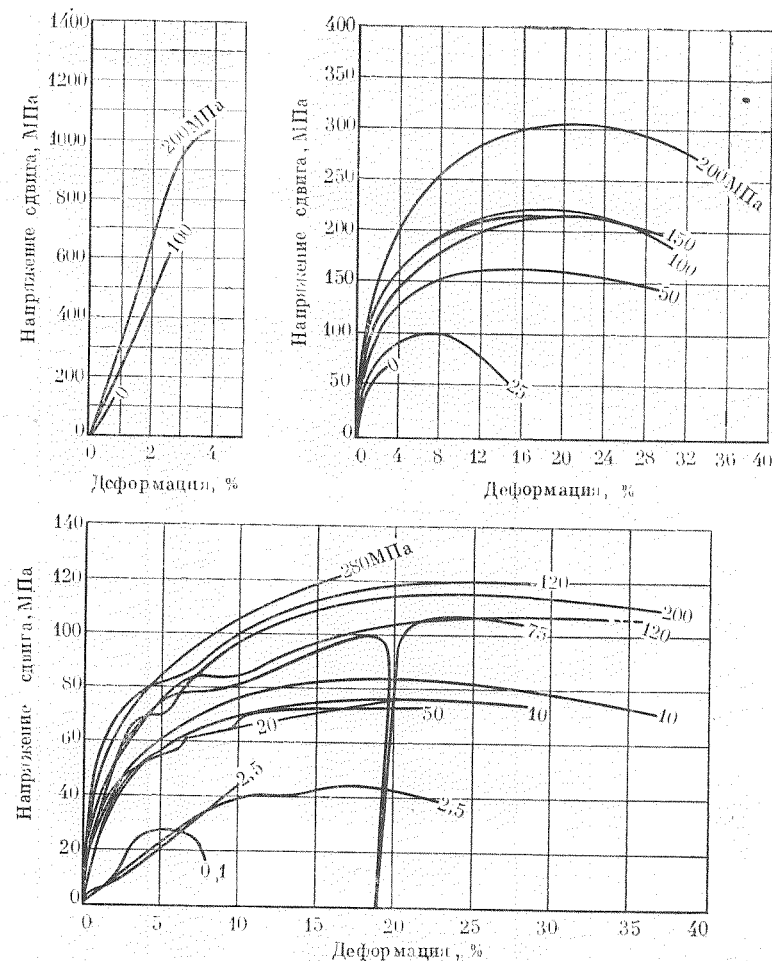
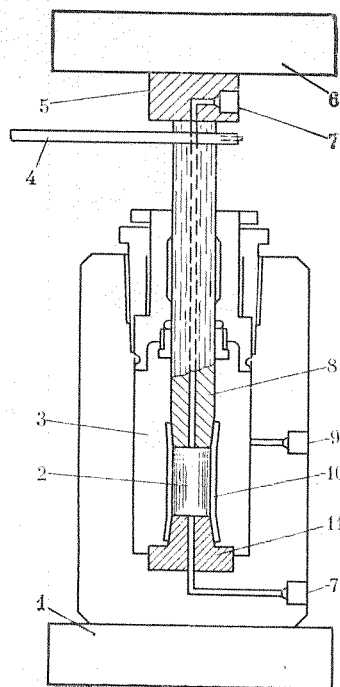


Рис. 8.6. Зависимости деформации от напряжения сдвига для песчаника ойл-крик (А), глинистого сланца грин-ривер (Б) и каменной соли хокли (В), полученные при исследованиях в испытательной камере (цифры у кривых характеризуют давление обжима, при котором происходит разрыв породы)

2) пластическая деформация — быстрое развитие деформации при небольшом увеличении напряжения (или его снижении), пока образец в конце концов не разрушится. Этот вид разрушения наблюдается в пластичных горных породах, таких как каменная соль и глинистые сланцы (см. рис. 8.6, Б и 8.6, В).

Следует обратить внимание на различия между *пределом прочности*, *предельной (критической) деформацией* и *разрушением*. Предел прочности определяют как максимальное напря-

жение на кривой «напряжение — деформация». Разрушение происходит, когда достигается критическая деформация и порода раскалывается. При хрупком разрушении предел прочности и критическая деформация достигаются практически при одном и том же напряжении. Для хрупких и пластичных горных пород предел прочности и пластичность возрастают с увеличением давления обжима. Поэтому прочность и пластичность горных пород в подземных условиях возрастают с глубиной.

### Поле напряжений горных пород

Как уже отмечалось, находящаяся на некоторой глубине горная порода должна выдерживать вес перекрывающих пород, т. е. твердого скелета пород и пластовых флюидов. Из уравнения (8.2) видно, что эффективный градиент напряжений, возникающий под действием этой нагрузки,

$$\sigma/H = (S - \rho_f)/H. \quad (8.4)$$

За исключением горных районов и массивов, прилегающих к соляным куполам, градиент геостатического давления действует в вертикальном направлении. Поскольку горные породы по своей природе вязкоупруги, вертикальные напряжения порождают горизонтальные составляющие. По мнению Итона, горизонтальные составляющие напряжения равномерно распределены и могут быть определены с помощью *коэффициента Пуассона*, который равен отношению относительной поперечной деформации к относительной продольной деформации. Однако это положение в своей основе несет допущение о том, что осадочные породы находятся в замкнутом жестком объеме, поэтому никакого бокового перемещения не происходит. На самом деле эти боковые перемещения все-таки происходят, что подтверждается обширными сбросами, наблюдаемыми в земной коре.

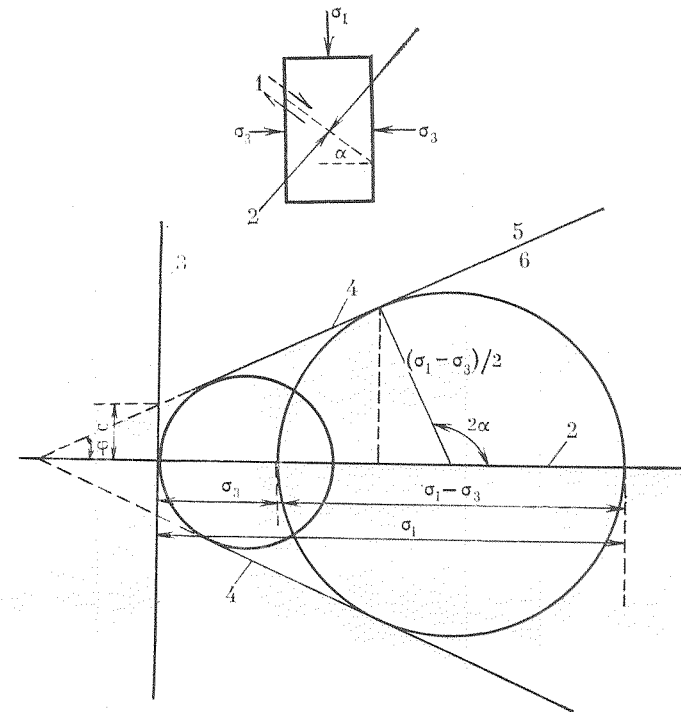
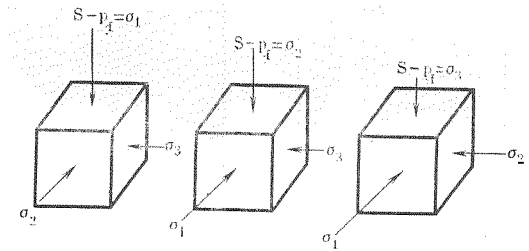
Хабберт и Уиллис показали, что горизонтальные напряжения видоизменяются под действием тектонических сил, которые действуют на протяжении всей геологической истории. Они сводят действительные напряжения в горных породах к трем неравным основным составляющим, которые действуют под прямыми углами друг к другу. В таком случае  $\sigma_1$  — наибольшее основное напряжение независимо от его направления,  $\sigma_2$  — промежуточное по амплитуде основное напряжение, а  $\sigma_3$  — наименьшее основное напряжение. Три возможные схемы действия этих напряжений показаны на рис. 8.7. Когда разность между  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  превышает прочность горной породы, происходит сброс и напряжение снимается, но затем постепенно возрастает вновь.

Условия возникновения сброса могут быть выявлены путем построения диаграммы Мора на основании результатов испытания образцов горных пород в камере при трехмерных на-

Рис. 8.7. Возможные схемы проявления главных напряжений в земной коре

Рис. 8.8. Диаграмма Мора для пластического разрушения:

1 — напряжение сдвига; 2 — нормальное напряжение; 3 — дифференциальное напряжение; 4 — линия разрушения; 5 — зона不устойчивости; 6 — зона устойчивости



грузках. Рассмотрим рис. 8.8, на котором значения продольного и поперечного напряжения ( $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  соответственно) при максимальном напряжении сдвига на кривой «деформация — напряжение» отложены на оси абсцисс, а через отрезок, соответствующий их разности, проведена окружность с центром на этой оси. Эта процедура повторяется для нескольких значений давления обжима. Площадь, ограниченная касательными к полученным окружностям, определяет условие устойчивости. Точка пересечения линии разрушения с осью ординат дает значение прочности сцепления с горной породой, а наклон  $\phi$  этой линии определяет угол внутреннего трения, который является мерой пластичности.



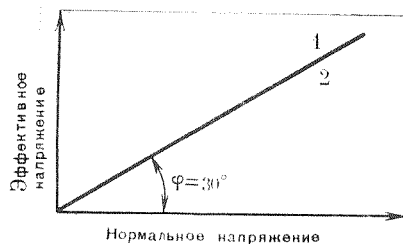
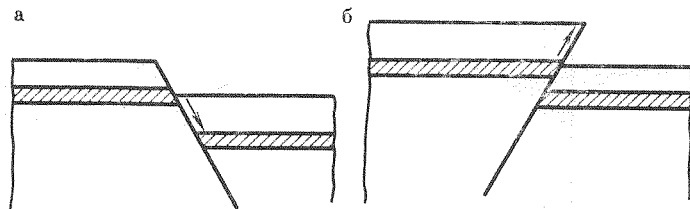


Рис. 8.9. Диаграмма Мора для нецементированного песка. Прочность сцепления равна нулю. Сброс происходит, когда  $\sigma_3 = \sigma_1/3$ : 1 — зона неустойчивости; 2 — зона устойчивости

Рис. 8.10. Проявление тектонических сил в земной коре:

а — нормальный сброс, растягивающие тектонические силы  $\sigma_1 = S - p_f$ ,  $\sigma_3 \geq 1/3 (S - p_f)$ ; б — падвиг, сжимающие тектонические силы  $\sigma_3 = S - p_f$ ,  $(S - p_f) < \sigma_1 < 3(S - p_f)$



С учетом геометрических соотношений на диаграмме Мора можно показать, что наименьшее главное напряжение при сбросе определяется выражением

$$\sigma_3 = \sigma_1 (1 - \sin \varphi) / (1 + \sin \varphi) - (2c \cos \varphi) / (1 + \sin \varphi). \quad (8.5)$$

Хабберт и Уиллис [2] показали, что для нецементированного песка  $c=0$ , а  $\varphi=30^\circ$  (рис. 8.9); в этом случае уравнение (8.5) принимает вид  $\sigma_3 = \sigma_1/3$ . Эта зависимость справедлива для песчаников и ангидрита. На основании этих исследований был сделан вывод о том, что в таких районах, как северное побережье Мексиканского залива, где тектонические силы ослаблены и преобладают сбросы растяжения (рис. 8.10, а),  $\sigma_3$ , по-видимому,



Рис. 8.11. Диаграмма Мора для нелигифицированной глины. Угол внутреннего трения  $\varphi$  равен нулю в сильно пластичном материале. Разрушение происходит, когда  $\sigma_1 - \sigma_3$  в 2 раза больше прочности сцепления  $c$ :

1 — зона неустойчивости; 2 — зона устойчивости

должно быть горизонтальным, а его значение должно колебаться от  $1/3\sigma_1$  до  $1/2\sigma_1$  в зависимости от истории развития напряжений. В районах, где действуют активные тектонические силы сжатия, о чем свидетельствует существование надвигов (рис. 8.10, б),  $\sigma_1$ , по-видимому, должно быть горизонтальным, а  $\sigma_3$  — вертикальным. В этом случае горизонтальное напряжение может втрое превышать вертикальное, в результате поверхность Земли будет подниматься.

Следует помнить, что зависимость между  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$ , предложенная Хаббертом и Уиллисом, справедлива только для приведенных значений  $c$  и  $\varphi$ . Для горных пород с существенно изменяющимися этими параметрами соотношение между  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  может быть выведено из уравнения (8.5). Например, для нелигифицированных глин  $\varphi=0$  (рис. 8.11), и уравнение (8.5) принимает вид

$$\sigma_3 = \sigma_1 - 2c. \quad (8.6)$$

### Напряжения вокруг ствола скважины

При бурении горизонтальные напряжения в горных породах у ствола скважины снимаются, в результате ствол скважины сужается до тех пор, пока напряжение на его стенке не станет равным перепаду давления на глинистой корке или нулю, если глинистая корка отсутствует. Если возникающая при этом деформация не превышает значения при пределе упругости горной породы, уменьшение диаметра ствола будет пренебрежимо малым. Но если эта деформация превысит значение при пределе упругости, начнется пластическое течение вследствие высоких всесторонних напряжений, преобладающих на значительных глубинах. Поэтому вокруг ствола скважины образуется кольцевая зона, в которой порода подвергается пластической деформации (рис. 8.12). Радиус ствола скважины уменьшается, а наружный радиус зоны пластических деформаций увеличивается до тех пор, пока радиальное напряжение у стенки сква-

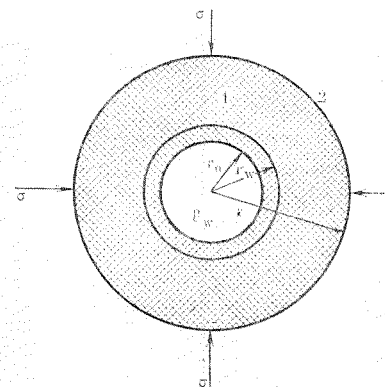


Рис. 8.12. Пластическая деформация ствола скважины:

$r_w$  — начальный радиус ствола;  $r_0$  — радиус ствола после деформации;  $r$  — наружный радиус зоны пластических деформаций;  $p_w$  — давление флюида в стволе скважины; 1 — зона пластических деформаций; 2 — зона упругих деформаций

Если при этом не превышает уровень критической деформации, ствол сохраняет устойчивость. Внутренний и наружный радиусы зоны пластических деформаций при сохранении устойчивости ствола зависят от пластичности горных пород, определяемой углом  $\varphi$  внутреннего трения; прочности сцепления  $c$  горной породы и распределения напряжений в зоне пластических упругих деформаций. Поскольку эти напряжения в обеих зонах возрастают с глубиной скважины, ширина зоны пластических деформаций, необходимая для поддержания устойчивости ствола, также возрастает с глубиной. Наружный радиус зоны пластических деформаций, при котором обеспечивается устойчивость ствола при конкретных (до проходки данного интервала) напряжениях, для трех типов пород показан на рис. 8.13. Если уровень критической деформации горной породы будет превышен до того, как ширина зоны пластических деформаций достигнет необходимого размера, ствол скважины начнет обрушаться.

Горизонтальная составляющая горного давления  $\sigma_r$  снижается от  $\sigma_0$  в удаленных от ствола частях массива до нуля на стенке скважины. Под действием давления в стволе скважины на стенке развивается центробежное растягивающее напряжение  $\sigma_\theta$ , которое максимально непосредственно на стенке скважины и снижается до  $\sigma_0$  в удаленных от скважины частях массива, т. е. оба напряжения влияют на устойчивость ствола. С точки зрения устойчивости ствола скважины  $\sigma_\theta$  является наибольшим основным напряжением, а  $\sigma_r$  — наименьшим. Устойчивость ствола, таким образом, зависит от разности этих напряжений и их распределения в горной породе вблизи скважины.

Бромз на основе теории Мора о пластическом течении и применении его при описанных выше условиях разработал метод определения напряжений, при которых ствол теряет устойчивость и начинается пластическая деформация. В табл. 8.1 приведены значения горизонтальных напряжений пород до их разбуривания и соответствующие глубины, на которых породы, отраженные на рис. 8.6, теряют устойчивость. Используя метод конечных элементов, Десаи и Риз для глинистых сланцев грин-ривер получили почти такие значения. В табл. 8.2 приведены напряжения, при которых может возникнуть критическая дефор-

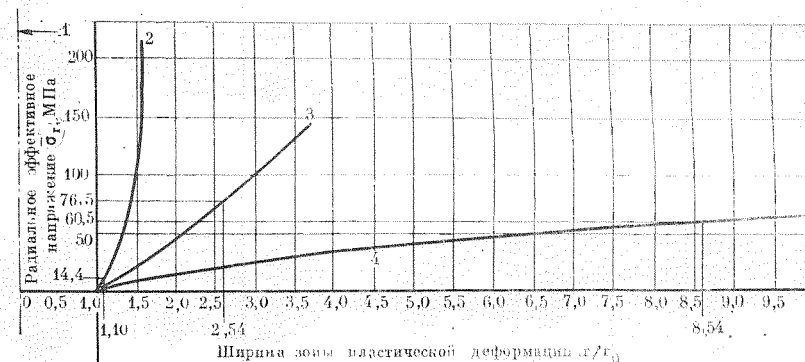


Рис. 8.13. Определение ширины зоны пластических деформаций, обеспечивающей устойчивость ствола скважины в различных породах. Параметры  $\phi$  и  $c$  определялись по диаграммам Мора с использованием данных, приведенных на рис. 8.6:

1 — ось скважины; 2 — песчаник ойл-крик,  $c \approx 24,2$  МПа,  $\varphi = 45^\circ$ ,  $\bar{\sigma}_0 = 165,5$  МПа; 3 — глинистый сланец грин-ривер,  $c = 17,2$  МПа,  $\varphi = 20^\circ$ ,  $\bar{\sigma}_0 = 165,5$  МПа; 4 — каменная соль хокли,  $c = 10,3$  МПа,  $\varphi = 5^\circ$ ,  $\bar{\sigma}_0 = 69,0$  МПа

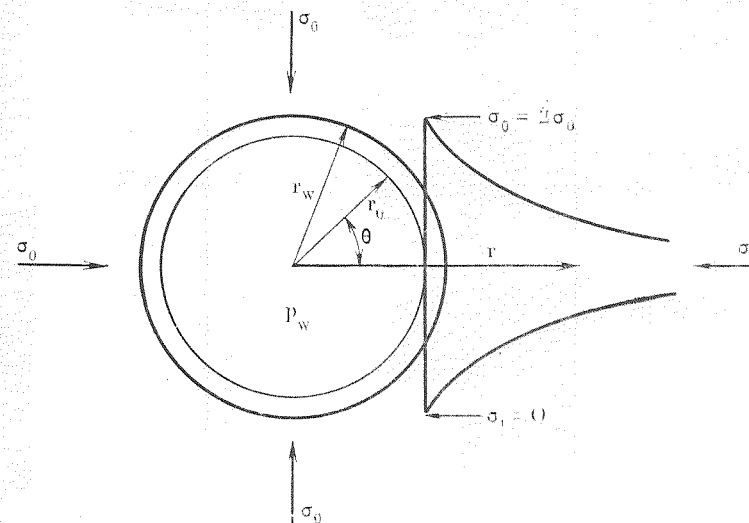


Рис. 8.14. Напряженные породы вокруг ствола скважины в отсутствие глинистой корки:

$r_w$  — номинальный радиус ствола;  $r_0$  — радиус ствола после деформации;  $\sigma_r$  — горизонтальное эффективное напряжение до вскрытия породы долотом при  $\sigma_z = \sigma_z$ ;  $\sigma_\theta$  — центробежное растягивающее напряжение на стенке скважины;  $\sigma_r$  — горизонтальное напряжение в породе на расстоянии  $r$  от оси скважины

**Таблица 8.1**  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ДО ВСКРЫТИЯ  
ПЛАСТА ДОЛОТОМ И ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ГЛУБИНЫ,  
СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ПРЕДЕЛУ УПРУГОСТИ ПОРОД  
НА СТЕНКЕ СКВАЖИНЫ

Горная порода	$\sigma_0$ , соответствующее пределу упругости, МПа	Эквивалентные глубины в м, когда горизонтальные напряжения равно	
		одной трети вертикального	трем вертикальным
Песчаник ойл-крик	117,2	28 600	3200
Глинистые сланцы грин-ривер	49	12 200	1340
Каменная соль хокли	5,6	1 390	150

Примечание. Предполагается, что градиент порового давления составляет 10,4 кПа/м; горизонтальные эффективные напряжения распределены равномерно; глинистая корка, движение флюидов и влияние температур отсутствуют; ствол скважины заполнен воздухом.

**Таблица 8.2**  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ДО ВСКРЫТИЯ  
ПЛАСТА ДОЛОТОМ И ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ГЛУБИНЫ, НА КОТОРЫХ  
ПРОИСХОДИТ РАЗРУШЕНИЕ СТенок СКВАЖИНЫ

Горная порода	Критическая деформация при нулевом поперечном давлении, %	$\sigma_0$ , МПа	Эквивалентные глубины в м, когда горизонтальные напряжения равно	
			одной трети вертикального	трем вертикальным
Песчаник ойл-крик	0,7	165,5	40 525	4510
Глинистые сланцы грин-ривер	8,3	165,5	40 525	4510
Каменная соль хокли	16,1	41,4	10 055	1127

Примечание. Предполагается, что градиент порового давления составляет 10,4 кПа/м; горизонтальные эффективные напряжения распределены равномерно; глинистая корка, движение флюидов и влияние температур отсутствуют; ствол скважины заполнен воздухом.

мация, за которой следует разрушение ствола скважины. Следует иметь в виду, что данные, приведенные в обеих таблицах, были получены на основе довольно нереалистичных допущений, поэтому на практике критические глубины могут значительно отличаться от указанных.

#### Влияние градиента гидродинамического давления на устойчивость ствола скважины

До сих пор влиянием флюида, поступающего из скважины в пласт (и наоборот), на поле напряжений вокруг ствола скважины пренебрегали. Однако теоретически и практически было

доказано, что создаваемый этим флюидом градиент гидродинамического давления может значительно влиять на устойчивость ствола.

Объемная скорость и направление течения в порах пласта определяются перепадом давления  $\Delta p$ , или разностью давления, создаваемого столбом бурового раствора  $p_w$ , и пластовым давлением, т. е.  $\Delta p = p_w - p_f$ .

В момент вскрытия пласта  $\Delta p$  действует на стенке скважины, но с течением времени градиент давления распространяется и на поровое пространство пласта. По достижении условий равновесия поровое давление  $p_r$  на любом радиальном расстоянии от оси скважины определяется с помощью хорошо известного уравнения радиального течения

$$p_r = \frac{\mu q}{2\pi k} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right), \quad (8.7)$$

где  $\mu$  — вязкость жидкости;  $q$  — расход на единицу толщины пласта;  $k$  — проницаемость пласта;  $r_w$  — радиус ствола скважины.

На стенке скважины  $\Delta p = -p_f$ , если бурение производится с продувкой воздухом. В породах высокой проницаемости приток жидкости будет весьма значительным, и бурение с продувкой воздухом придется прекратить. В породах низкой проницаемости расход поступающей в скважину жидкости может нахо-

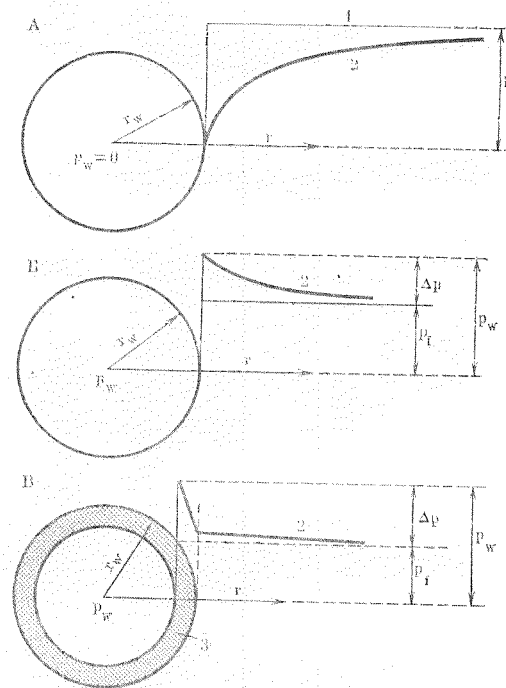


Рис. 8.15. Распределение поровых давлений при тчении флюида из ствола скважины в пласт (или наоборот) при бурении с продувкой забоя воздухом и промывкой чистой водой и буровым раствором:

А — ствол заполнен воздухом; В — ствол заполнен чистой водой, глинистая корка отсутствует; В — ствол заполнен буровым раствором, на его стенке имеется глинистая корка; 1 —  $p_f$  в момент вскрытия пласта; 2 —  $p_f$  в момент установления равновесных условий; 3 — глинистая корка

даться в допустимых пределах. Распределение порового давления  $p_r$  для двух интервалов времени показано на рис. 8.15, А. Под влиянием градиента гидродинамического давления в скважине градиент центробежного растягивающего напряжения на стенке скважины должен увеличиваться, следовательно, будет происходить нарушение устойчивости ствола. В скважинах, которые бурят с продувкой забоя воздухом, такие градиенты давления не приводят к серьезным последствиям, так как расход жидкости, поступающей из пласта, невелик. Однако если эти градиенты создаются в добывающих скважинах и при высоких расходах жидкости, поступающей в ствол, то они становятся важным фактором, влияющим на устойчивость ствола скважины.

При бурении скважин с промывкой буровым раствором плотность его обычно поддерживается на достаточно высоком уровне, чтобы  $p_w$  превосходило  $p_f$  на некоторое значение, обеспечивающее безопасность работ, в результате жидкость из ствола внедряется в пласт. Если на стенке скважины не образуется глинистой корки, как это происходит при бурении с промывкой солевыми растворами, градиент гидродинамического давления уменьшается с увеличением расстояния  $r$  (см. рис. 8.15, Б); следовательно, центробежное растягивающее напряжение снижается, а устойчивость ствола увеличивается. Стабилизирующее действие положительного перепада давления, развиваемого буровым раствором, намного сильнее, если в стволе скважины находится буровой раствор с регулирующими фильтрационными свойствами, так как проницаемость глинистой корки примерно в 3 раза меньше проницаемости любой породы (кроме глинистого сланца). В результате почти весь перепад давления  $\Delta p$  приходится на глинистую корку (см. рис. 8.15, В). В этом случае  $\Delta p$  действует как поперечное давление, упрочняющее горную породу.

Из сказанного следует, что сжимающие напряжения на стенке скважины могут быть уменьшены, а устойчивость ствола повышена путем увеличения плотности бурового раствора. Необходимо следить за тем, чтобы в результате увеличения плотности бурового раствора не произошло разрушение ствола скважины под действием растягивающих нагрузок с последующим поглощением бурового раствора (см. раздел главы 9 об искусственном образовании трещин). Гинрк разработал математическую модель, с помощью которой можно составить программу для ЭВМ по расчету плотности бурового раствора, необходимой для предотвращения пластического течения.

#### Возникновение пластического течения в промысловых условиях

Данные, приведенные в табл. 8.1, свидетельствуют о том, что вряд ли можно ожидать возникновения напряжений пластического течения в цементированных песках и глинистых сланцах

на больших глубинах, однако в каменной соли такое течение вполне возможно. Это положение полностью подтверждается промысловым опытом.

При разбуривании соленосных пластов на небольших глубинах особых затруднений не возникает, если не считать зон вблизи соляных куполов, где проявляются аномалии в поле напряжений земной коры. Даже в том случае, когда превышает предел текучести, скорость деформации невелика и удается поддерживать номинальный диаметр ствола с помощью расширителя. Расширение не оказывает значительного влияния на прочность ствола скважины, так как увеличение диаметра ствола мало по сравнению с шириной зоны пластических деформаций. В связи с высокой пластичностью соли медленная деформация (ползучесть) продолжается до тех пор, пока соленосные отложения не будут обсажены.

Значительно большие трудности возникают при разбуривании глубоко залегающих соленосных отложений. Как видно из рис. 8.6, предел прочности соли сравнительно мало возрастает с повышением давления обжима (или горного давления). Прочность соли заметно снижается, а пластичность повышается с увеличением температуры. На глубинах, превышающих 3000 м, влияние горного давления вполне компенсируется температурным эффектом, поэтому в действительности прочность соленосных отложений снижается с увеличением глубины. Вследствие высокой пластичности соль может полностью передавать вес вышележащих горных пород, поэтому для предотвращения ее пластического течения требуются буровые растворы плотностью, превышающей  $2,3 \text{ г/см}^3$  (рис. 8.16).

Соляные пласты можно разбуривать с промывкой насыщенными солевыми растворами или растворами на углеводородной основе. В первом случае возникают значительные трудности, так как насыщенный на поверхности солевой раствор при высоких температурах, преобладающих на больших глубинах, может стать недонасыщенным. Небольшая недонасыщенность полезна, поскольку обеспечивается возможность растворения некоторого количества соли на стенке скважины, тем самым оказывается противодействие ползучести. Однако если минерализация воды слишком мала, происходит значительное растворение соли, что приводит к сильному расширению ствола. Еще одна сложность обусловлена высоким содержанием в некоторых соляных пластах хлоридов калия, кальция и магния, которые растворяются в насыщенных растворах хлорида натрия. Эти соли присутствуют, например, в соляных пластах свиты цехштейн, которая встречается при бурении скважин в Северном море. Там эта проблема решена путем использования насыщенных солевых растворов, получаемых из скважин, законченных на свиту цехштейн.

Растворы на углеводородной основе, внутренней фазой которых является насыщенный солевой раствор, не растворяют

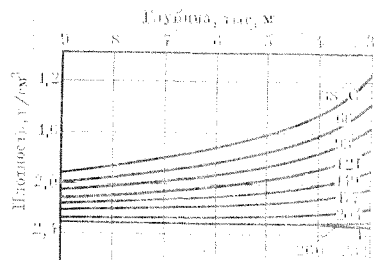


Рис. 8.16. Плотность бурового раствора, необходимая для предотвращения пластического течения соленосных отложений, при допустимой скорости ползучести 0,1 % в час

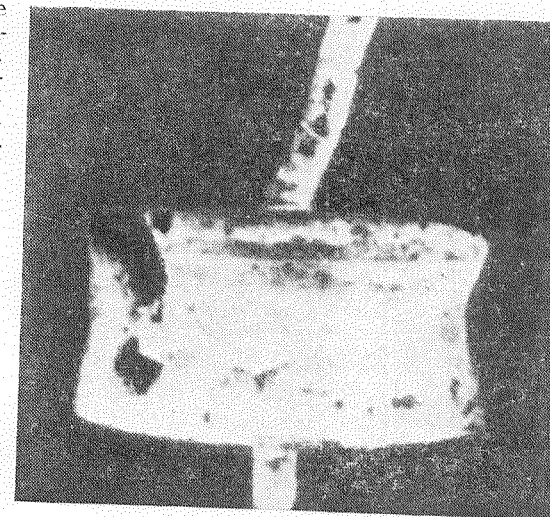
соли при проходке соленосных отложений и, следовательно, исключают возможность расширения ствола скважины. Тем не менее они повышают опасность прихвата бурильной колонны; правда, трубы обычно можно легко освободить путем промывки с закачкой 3 м³ пресной воды. При применении растворов на углеводородной основе иногда возникают трудности, связанные с флокуляцией барита и других компонентов бурового раствора, из-за плохой смачиваемости их поверхности углеводородной фазой (нефтью, дизельным топливом). В этих случаях применяют специальные гидрофобизирующие ПАВ и загущающие агенты.

Пластическое течение может также возникнуть во время бурения на небольших глубинах в нелитифицированных глинистых породах, встречающихся в районе северного побережья Мексиканского залива и в Северном море. Доминирующим глинистым минералом в этих отложениях является натриевый монтмориллонит, такие породы содержат большое количество воды. По консистенции они напоминают замазку, поэтому обычно их называют *вязкими глинами* (гумбо).

Угол внутреннего трения нелитифицированных глинистых сланцев равен нулю, и из диаграммы Мора следует, что они претерпевают пластическую деформацию, как только напряжение сдвига превысит их прочность сцепления (см. рис. 8.11). Пластическое течение такого типа иллюстрируется рис. 8.17. Показанный образец был получен путем уплотнения бурового шлама, отобранного при разбуривании пород миоценового возраста, до объемной плотности 2,0 г/см³. Этот образец подвергся деформации в модели ствола скважины, показанной на рис. 8.18, и начал течь при изотропном напряжении 11,7 МПа. Пластическое течение может происходить и в вязких глинах, даже если напряжение в них не превышает предела текучести. В этом случае впитывание воды из бурового раствора на пресной воде вызывает набухание глин и деформацию стенок скважины.

При бурении скважины пластическая деформация вязких глин приводит к образованию больших объемов шлама и обваливанию породы, в результате иногда происходит полное забивание сетки вибрационного сита. В некоторых случаях при подъеме в кольцевом пространстве за бурильной колонной эти

Рис. 8.17. Пластическое течение в моделируемом стволе скважины. Объемная плотность породы 2,0 г/см³, ствол заполнен воздухом, напряжение при разрушении 11,7 МПа



глины агломерируют, образуя шламовые пробки, способные перекрыть затрубное пространство. Для предупреждения прихвата колонны часто приходится прибегать к расширению ствола. Тенденция бурового шлама и обвалившейся породы набухать и диспергироваться значительно затрудняет регулирование реологических свойств раствора.

Вязкие глины можно проходить с очень высокой скоростью, однако скорости бурения ограничивают из-за соображений очистки ствола. Максимально допустимая скорость зависит от расхода бурового раствора. Время, в течение которого интервал таких глин может оставаться необсаженным, весьма непродол-

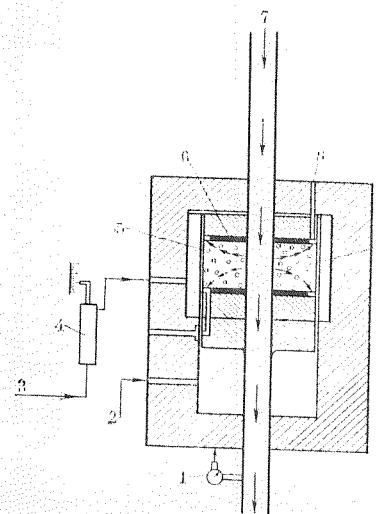


Рис. 8.18. Модель ствола скважины: 1 — микрометр; 2 — к гидравлическому поршню для создания вертикального напряжения; 3 — масло; 4 — расходомер; 5 — давление жидкости на резиновый кожух, обеспечивающее давление обжима; 6 — уплотнение; 7 — испытываемая жидкость под давлением; 8 — сброс порохового флюида; 9 — образец глинистого сланца



жительно, даже при использовании для промывки ингибированных буровых растворов.

Пластическое течение может возникать в глинистых сланцах с аномально высоким пластовым давлением. По определению, глинистые сланцы с аномально высоким пластовым давлением имеют повышенное содержание воды. Например, на рис. 8.4 видно, что объемная плотность глинистого сланца на глубине 3000 м при градиенте порового давления 20,3 кПа/м такая же, как и у сланца с нормальным поровым давлением, находящегося на глубине 1520 м. Глинистый сланец с аномально высоким пластовым давлением должен выдерживать давление 3000-м толщи пород, поэтому подвержен пластической деформации в ствол скважины. Обычно деформацию предотвращают путем повышения плотности бурового раствора для предупреждения притока в ствол пластовых флюидов из переслаивающихся с глинистыми сланцами песчаных пропластков. Благодаря повышению плотности бурового раствора предотвращается также течение глинистого сланца в ствол. Однако в отсутствие песчаных пропластков аномально высокое давление может остаться невыявленным и плотность бурового раствора повышена не будет, в результате глинистый сланец начнет выдавливаться в ствол скважины. Джилл и Грэгг утверждают, что в скважинах, которые бурят на Северном море, превышение пластового давления над давлением столба бурового раствора примерно на 1 МПа может привести к пластическому течению глинистых сланцев.

#### Хрупкое разрушение пород в стволах скважин при бурении с продувкой забоя воздухом

В работе Хабберта и Уиллиса было показано, что в районах активного горообразования горизонтальные усилия могут в 3 раза превышать вертикальную нагрузку от перекрывающих пород. Из табл. 8.1 следует, что в таких экстремальных условиях пластическое течение в ствол скважины, заполненный воздухом, может происходить на глубине 3200 м из песчаника, а на глубине 1340 м из глинистого сланца.

Неустойчивое состояние ствола может, конечно, иметь место на глубинах более 3000 м и в районах с активным горообразованием, например в предгорьях Скалистых гор в западной части Канады. Однако в этих районах обычно происходит скорее увеличение диаметра ствола, нежели его сокращение; обрушивающаяся порода состоит из угловатых обломков глинистого сланца, не имеющих никаких признаков пластической деформации. Это отклонение от теории является следствием допущения о том, что высокие горизонтальные составляющие горного давления, преобладающие на глубине, приводят к пластической деформации. Однако в скважине, которую бурят с продувкой забоя воздухом, развиваемое в затрубном пространстве давле-

ние составляет приблизительно 0,7 МПа, т. е. внутреннее давление на стенку скважины незначительно.

Из рис. 8.14 следует, что горизонтальная составляющая горного давления возрастает в радиальном направлении от нуля на стенке скважины до горизонтального эффективного напряжения в породе на большом расстоянии от ствола скважины. В этих условиях можно ожидать, что когда центробежные растягивающие напряжения превышают предел текучести, вокруг ствола скважины образуется зона хрупкого разрушения, за которой находится зона пластических деформаций. Такое поведение пород было подтверждено экспериментально на модели ствола скважины (см. рис. 8.18). Образцы литифицированного глинистого сланца (природного и искусственного) с воздухом в заранее высверленном канале подвергались действию трехмерных нагрузок. Когда напряжение превышало предел текучести, начиналось растрескивание глинистого сланца вокруг канала (рис. 8.19). Когда после окончания эксперимента образец разрезали, вокруг зоны растрескивания были обнаружены концентричные кольца сдвига, свидетельствующие о пластической деформации.

В одном эксперименте в образце создали напряжение, значительно превысившее предел текучести, после чего в нем просверлили канал. Скорость радиальной деформации снижалась во времени (рис. 8.20). Другие эксперименты показали, что ползучесть проявляется неопределенно долго.

В лабораторных исследованиях растрескивание не приводило к увеличению диаметра канала в образце, однако в скважинах, которые бурили с продувкой забоя воздухом, обычно

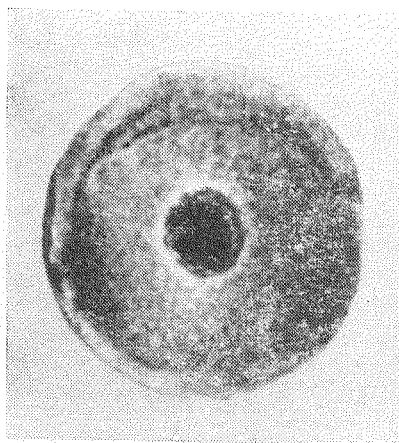


Рис. 8.19. Растрескивание образца глинистого сланца в исследованиях на модели ствола скважины. Глинистый сланец атока, объемная плотность породы 2,52 г/см<sup>3</sup>, максимальное созданное напряжение 30,3 МПа, предел текучести глинистого сланца 19,3 МПа, ствол заполнен воздухом

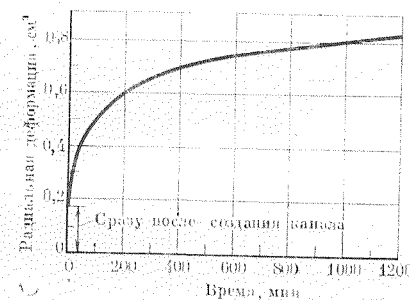


Рис. 8.20. Замедление деформации образца диаметром 51 мм после создания в нем канала диаметром 13 мм

отмечали увеличение диаметра ствола. Есть две причины таких различий в поведении глинистого сланца. Во-первых, при бурении скважины растрескавшийся слой непрерывно удаляется из-за эксцентричного вращения буровой колонны и эрозийного действия высокоскоростного потока воздуха, несущего твердые частицы. В результате непрерывно обнажаются все новые и новые поверхности, подвергающиеся хрупкому разрушению. Во-вторых, главные горизонтальные напряжения в земной коре не равны, следовательно, центробежные растягивающие напряжения распределяются вокруг ствола скважины неравномерно. Наибольшее главное напряжение перпендикулярно к простиранию пологих надвигов, которые характерны для районов активного горообразования. Хабберт и Уиллис показали, что распределение центробежных растягивающих напряжений должно определяться отношением наибольшего главного горизонтального напряжения к наименьшему. В экстремальном случае, когда это отношение составляет 3:1, центробежные растягивающие напряжения изменяются от нуля до значения, в 8 раз превышающего наименьшее главное горизонтальное напряжение (рис. 8.21). Высокие концентрации центробежных растягивающих напряжений возникают также в связи с овальностью поперечного сечения ствола, резкими его перегибами, присутствием желобов на стенках скважины, анизотропностью горных пород, обусловленной негоризонтальным напластованием и существованием ориентированных трещин.

Растрескивание вначале происходит в точках максимальной концентрации напряжения; в результате развивается овальность поперечного сечения ствола, которая, в свою очередь, усиливает концентрацию напряжений. Растрескивание, таким образом, становится самоподдерживающимся процессом, вызывающим увеличение диаметра ствола, а при экстремальных условиях — обваливание стенок скважины, что подтвердили исследования на модели ствола скважины (рис. 8.22).

Хрупкое разрушение, ведущее к расширению ствола скважины, проявляется при бурении с продувкой забоя воздухом не только в районах активного горообразования, но и в районах с нормальным полем напряжений горных пород. Однако во втором случае деформация оказывается ниже из-за меньших различий в напряжениях, а скорость деформации со временем снижается. Кавернометрия, проводившаяся через последовательные промежутки времени, показала, что скорость расширения ствола скважины максимальна при вскрытии неустойчивых глинистых сланцев, после чего она снижается.

Предотвращать расширение ствола скважины лучше всего путем правильного выбора режимов бурения, обеспечивающих получение прямолинейного ствола без резких перегибов и желобов. Если начинается сильное обваливание стенок скважины, единственным надежным способом его прекращения является переход на бурение с промывкой буровым раствором, в резуль-

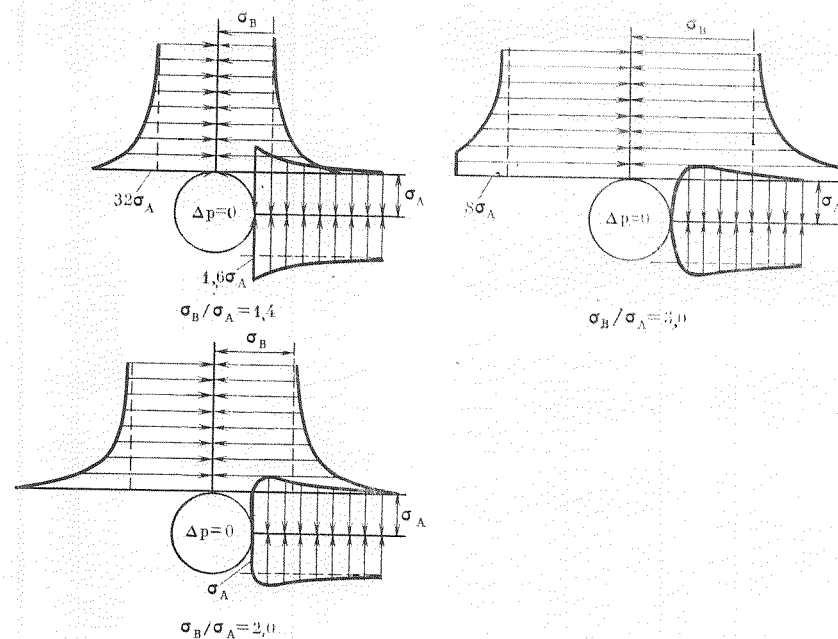


Рис. 8.21. Напряжения у ствола скважины для различных значений отношения  $\sigma_B/\sigma_A$



Рис. 8.22. Обваливание глинистого сланца митчелл в ствол скважины при постоянном напряжении. Концентрации напряжений возникали из-за существовавших до вскрытия пород ориентированных трещин

тате чего повысится давление в стволе и улучшится вынос шлама из скважины.

Определить влияние высоких напряжений в земной коре на неустойчивость стволов скважин, которые бурят с промывкой,

трудно, так как влияние этих напряжений комбинируется с гидратационными и поверхностными эффектами\*.

### Породы, не обладающие прочностью сцепления

Из рис. 8.9 следует, что диаграмма Мора проходит через начало координат, когда горная порода (например, несцементированный песок) не имеет прочности сцепления. Поэтому при бурении с продувкой забоя воздухом или с промывкой чистой водой, когда на стенку скважины не создается достаточного внутреннего давления, песок обваливается в ствол. Однако при бурении с промывкой буровым раствором, обладающим хорошими фильтрационными свойствами, перепад давления на глинистой корке обеспечивает определенную прочность сцепления песка, поэтому в нем можно получить ствол номинального диаметра. Объемная доля закупоривающей твердой фазы в буровом растворе должна быть достаточной, чтобы быстро могла образоваться глинистая корка. В противном случае ствол будет размываться на значительной длине благодаря турбулентному режиму течения раствора у долота.

С аналогичной, но более сложной ситуацией часто сталкиваются при бурении в зонах активного сбросообразования. В этом случае в результате размывающего действия сброса сцементированная порода превращается в рыхлые обломки. Иногда эти зоны состоят из хорошо отполированных обломков глинистого сланца, который в этом случае называется *сланцем с поверхностями скольжения*. Как и песок, обломочные породы обваливаются в ствол скважины из-за отсутствия прочности сцепления, но предотвратить такое явление намного сложнее, даже если использовать буровой раствор с хорошими фильтрационными свойствами или специальными закупоривающими материалами. Причина этого может заключаться в том, что в зоне сбросов существуют повышенные напряжения, а возможно, и в том, что проницаемость трещин слишком мала для быстрого образования глинистой корки.

Обваливание всегда значительнее в крутопадающих пластах. Частично это обуславливается гравитационными эффектами, а частично тем, что крутое падение пластов связано с высокой тектонической активностью.

\* Готтман сообщает о растрескивании пород в скважине и последующем увеличении диаметра ствола при бурении с промывкой буровым раствором в зал. Аляска. Регион характеризуется активной надвиговой деятельностью и неравными главными горизонтальными напряжениями в земной коре, каждое из которых превышает напряжение, обусловленное горным давлением:  $\sigma_1 = 29,4\text{—}31,7$  кПа/м,  $\sigma_2 = 23,3\text{—}29,4$  кПа/м,  $\sigma_3 = 22,6$  кПа/м. Для предотвращения растрескивания на глубине 2200 м давление, развиваемое буровым раствором, должно превышать пластовое давление на 2,8 МПа.

## НЕУСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ, ВЫЗВАННАЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА С ПЛАСТАМИ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ

### Адсорбция и десорбция глинистых частиц и глинистых сланцев

Различные формы неустойчивости ствола, возникающей в результате взаимодействия между буровым раствором и глинистыми формациями, обязательно связаны с явлениями гидратации. Как уже отмечалось в главе 4, возможны два механизма адсорбции воды на глинистых частицах: адсорбция мономолекулярных слоев воды на плоских поверхностях кристаллических решеток частиц (которая обычно называется кристаллическим набуханием или поверхностной гидратацией) и осмотическое набухание, происходящее вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых электростатическими силами вблизи поверхности глинистых частиц. Кристаллическое набухание характерно для всех глин; при этом вода прочно удерживается глинистыми частицами, но объем увеличивается сравнительно мало. Межслоевое осмотическое набухание присуще только определенным глинам смектитовой группы (особенно натриевому монтмориллониту); оно вызывает значительное увеличение объема, но вода удерживается глиной слабо.

Если сухая глина находится в замкнутом объеме, но к ней имеет доступ свободная вода, в глине возникает давление набухания. Давление набухания развивается также тогда, когда между глиной и свободной водой устанавливается равновесие и глина подвергается уплотнению с вытеснением воды. Давление набухания при любом заданном содержании воды связано с давлением паров в глине при том же содержании воды следующим уравнением:

$$p_s = -\frac{RT}{V} \ln \frac{p}{p_0}, \quad (8.8)$$

где  $p_s$  — давление набухания, кгс/см<sup>2</sup>;  $T$  — абсолютная температура, К;  $V$  — парциальный мольный объем воды, л/моль;  $R$  — газовая постоянная (л·кгс/см<sup>2</sup>)/(моль·К);  $p/p_0$  — относительное давление паров воды, находящейся в равновесии с водой в глинистом сланце (это давление примерно равно активности воды в сланце).

Таким образом, потенциальное давление набухания уплотненного глинистого сланца, содержание воды в котором известно, можно заранее определить по изотермам адсорбции или десорбции этого сланца (рис. 8.23). Изотермы определяются путем создания равновесия образцов сланца с парами воды в атмосфере с известной влажностью при постоянной температуре. На рис. 8.24 видно, что давление набухания слоя кристаллизационной воды, прилегающего к поверхности глины, очень высокое, но быстро убывает в последующих слоях.

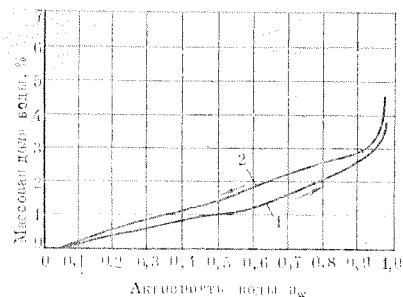


Рис. 8.23. Изотермы адсорбции и десорбции для глинистого сланца вулфемп при температуре 24 °С: 1 — адсорбция; 2 — десорбция

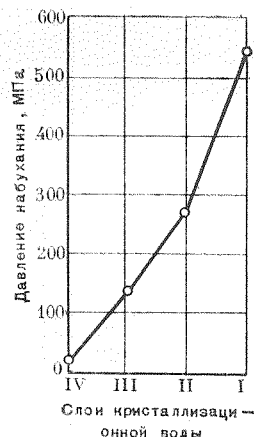


Рис. 8.24. Аппроксимация давления набухания слоев кристаллизационной воды в монтмориллоните

Зависимость между давлениями набухания и уплотнения можно изучать экспериментально в специальной камере, показанной на рис. 8.25. На рис. 8.26 приведена зависимость массовой доли воды, удерживаемой сухой глиной в состоянии равновесия, для образцов натриевого и кальцевого бентонита, отобранных из обнажений этих глин. Образцы для испытаний были вырезаны перпендикулярно к плоскостям напластования. Поскольку для натриевого монтмориллонита присуще осмотическое набухание, а для кальцевого монтмориллонита нет, кривые на рис. 8.26 свидетельствуют о том, что высокое содержание воды в натриевой глине при давлениях уплотнения менее 14 МПа обусловлено осмотическим набуханием. При более высоких нагрузках в обеих глинах происходит десорбция кристаллизационной воды.

Если бы образец, испытываемый в камере уплотнения, состоял из чистого монтмориллонита и все кристаллы глины осаждались так, что их базальные поверхности оказывались параллельными плоскостям напластования, давления набухания и уплотнения при достижении условий равновесия оказались бы равными. Фактические давления набухания были ниже давлений уплотнения, что подтверждает рис. 8.27, на котором объемные плотности, полученные аналитическим путем на основании изотерм адсорбции, сравниваются с объемными плотностями, рассчитанными по данным об уплотнении. На рис. 8.27 приведена также кривая, построенная Чилингаром и Найтом на основе данных об уплотнении образца промышленного бентонита, который предварительно был приведен в равновесие с дистиллированной водой. В обоих экспериментах при уплотнении кристаллы глины, очевидно, в какой-то мере ориентировались беспорядочно, а уплотненные образцы содержали поровую и гидратационную воду.

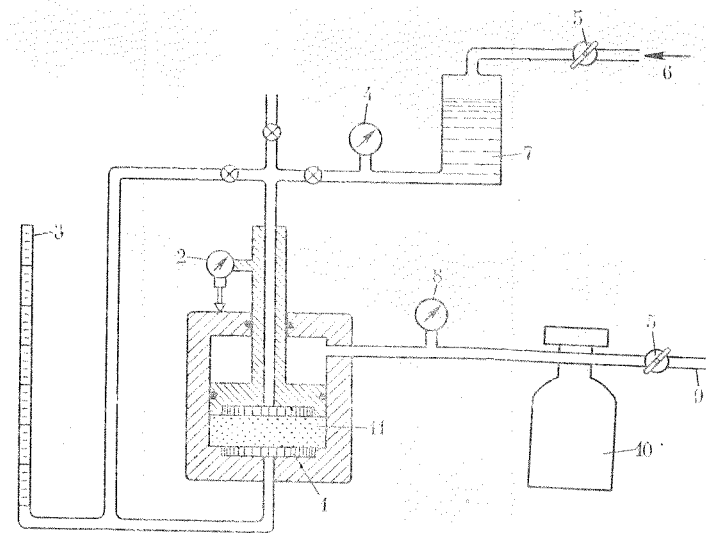


Рис. 8.25. Камера уплотнения:

1 — пористые пластины; 2 — микрометр; 3 — измерительная шпигетка; 4 — давление воды; 5 — регулятор; 6 — азот под высоким давлением; 7 — резервуар с водой; 8 — сжимающее давление; 9 — воздух под небольшим давлением; 10 — гидравлический насос; 11 — образец

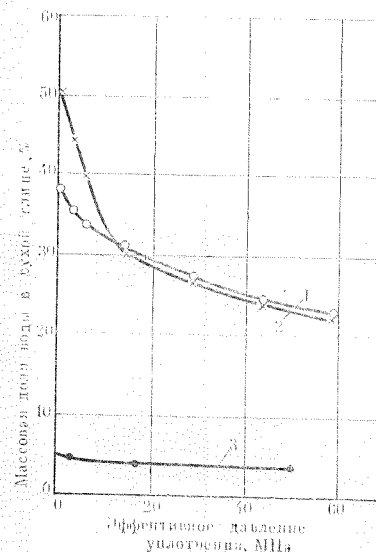


Рис. 8.26. Зависимость доли воды, удерживаемой глиной, от давления уплотнения. Нагрузка создается гидравлическим цилиндром, показанным на рис. 8.25. Вода выдавливается при нулевом поровом давлении: 1 — кальцевый бентонит; 2 — натриевый бентонит (проницаемость  $2 \cdot 10^{-8}$  м<sup>2</sup>); 3 — калифорнийский глинистый сланец вентура (проницаемость  $3 \cdot 10^{-8}$  м<sup>2</sup>)

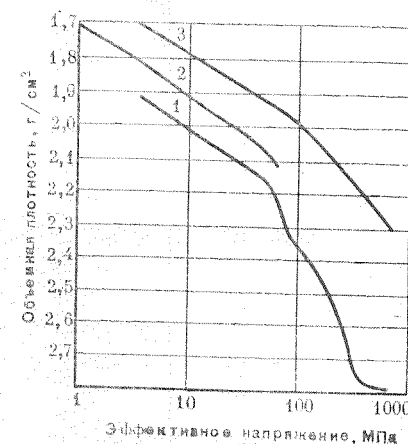


Рис. 8.27. Зависимость объемной плотности от эффективного напряжения по данным о десорбции и уплотнении. (Плотность зерен бентонита принята равной 2,8 г/см³): 1 — по изотерме десорбции; 2 — по кривой уплотнения на рис. 8.26; 3 — по данным Чилингара и Найта об уплотнении



## Гидратация пород на стенке скважины

В тех случаях, когда глинистые отложения уплотняются под действием веса вышележащих осадочных пород, адсорбированная глинистыми минералами вода выжимается вместе с поровой водой. Количество остающейся воды зависит от глубины погружения типа и объемной доли глинистых минералов, присутствия обменных катионов на них и геологического возраста формации. На рис. 8.28 приведены средние объемные плотности пород различных возрастов. При вскрытии глинистого сланца горизонтальные напряжения в породе на стенке скважины снижаются и обезвоженный сланец начинает адсорбировать воду из бурового раствора. Если развивающееся при этом давление набухания вызывает увеличение центробежного растягивающего напряжения до уровня, превышающего предел текучести, ствол скважины дестабилизируется. Как уже описывалось ранее, эта дестабилизация проявляется в виде пластического течения, когда осадочные породы, состоящие преимущественно из натриевого монтмориллонита, вступают в контакт с буровыми растворами на пресной воде. Однако в интервалах поливалентных глин, контактирующих с соевыми растворами и ингибированными буровыми растворами, происходит разрушение стенок скважины посредством осыпания довольно твердых обломков, в результате чего диаметр ствола увеличивается. При использовании чистых рассолов увеличение диаметра ствола принимает характер кавернообразования (рис. 8.29, А), поскольку, как показано на рис. 8.15, Б, чистая жидкость не создает достаточного давления на стенку скважины и поэтому перепад давления на элементе глинистого сланца в стенке скважины очень мал. Обваливание ствола намного слабее, если буровой раствор содержит реагент, регулирующий фильтрацию (см. рис. 8.29, Б), так как образующиеся трещины закупориваются глинистой коркой. Однако осыпание при этом полностью не устраняется в связи с тем, что внутреннее давление на стенку скважины ограничивается разностью ( $p_w - p_f$ ). При бурении скважины

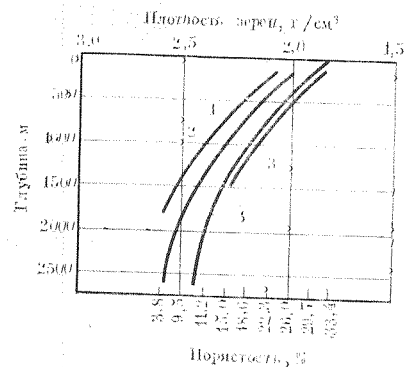


Рис. 8.28. Влияние возраста и глубины залегания на плотность глинистого сланца (принятая плотность зерен 2,7 г/см³):

1 — палеоцен — нижний олигоцен; 2 — скорректированная кривая для палеозоя; 3 — современный — миоцен; 4 — плиоцен — нижний миоцен

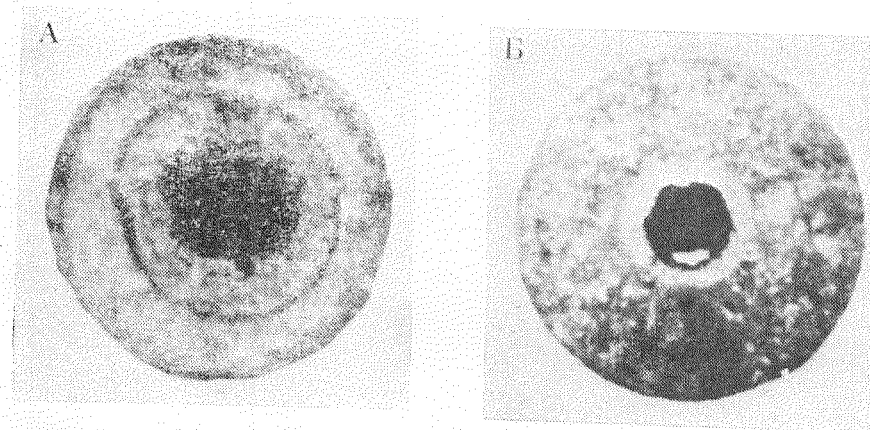


Рис. 8.29. Обваливание монтмориллонитового сланца в исследованиях на модели ствола скважины. Реконструированные образцы миоценового сланца, объемная плотность 2,22 г/см³, созданное напряжение 7 МПа, скорость потока 46 м/мин:

А — в стволе скважины находится насыщенный раствор хлорида натрия; Б — в стволе скважины находится насыщенный раствор хлорида натрия с добавкой 2 % гидролизованного крахмала

в результате механического износа и эрозии жидкостью ослабленного сланца происходит значительно более сильное кавернообразование, чем показано на рис. 8.29, Б.

## Хрупкие сланцы

Кавернообразование и увеличение диаметра ствола часто имеют место в литифицированных глинистых сланцах древних геологических формаций, которые не содержат монтмориллонита. Раньше считали, что кавернообразование в этих так называемых хрупких сланцах не связано с набуханием, так как обваливающаяся порода твердая и в ней явных признаков набухания нет. Однако Ченеверт показал, что в этих сланцах могут развиваться чрезвычайно высокие давления набухания, если они изолированы со всех сторон и находятся в контакте с водой. В бурящейся скважине давление набухания способствует увеличению центробежного растягивающего напряжения на стенке скважины. Когда это напряжение превышает предел текучести глинистого сланца, происходит *гидратационное обваливание*. По наблюдениям Ченеверта, давление набухания растет со временем и в конце концов вызывает взрывоподобное увеличение диаметра ствола. В промышленных условиях часто отмечали аналогичную картину — обвал происходил лишь через несколько дней после вскрытия глинистого сланца долотом.

Во многих сланцах имеются следы старых трещин или невидимые микротрещинки. Время и высокие всесторонние давления частично ликвидировали эти трещины, поэтому образец, достав-



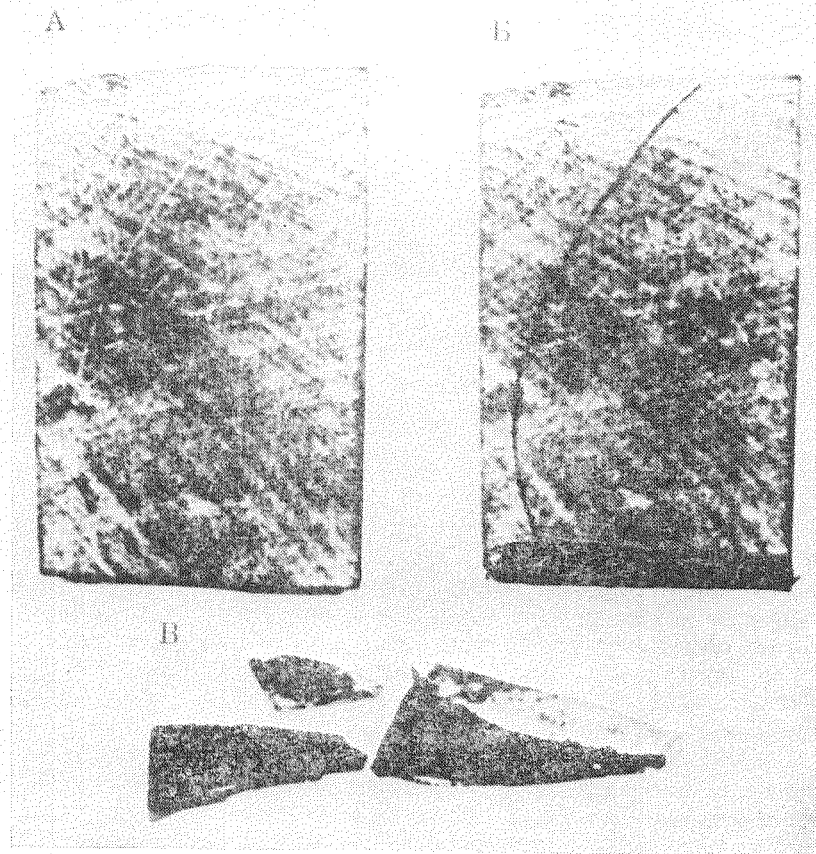


Рис. 8.30. Дестабилизация образца глинистого сланца при гидратации глины вдоль скрытой трещины:  
 А — образец сланца, вырезанный из керна; В — конец образца опущен в воду; В — образец развалился

ленный на поверхность, кажется абсолютно сплошным. При контакте с водой, однако, последняя проникает в породу вдоль следов трещин, возникающее при этом давление набухания разрушает адгезионную связь, и сланец распадается (рис. 8.30, 8.31). Аналогичный процесс, несомненно, протекает в скважине, способствуя дестабилизации ее ствола.

#### Предотвращение гидратации пород на стенке скважины

Поскольку гидратация пород на стенке скважины во многих случаях является главной причиной неустойчивости ствола или одним из способствующих ей факторов, должны быть предпри-

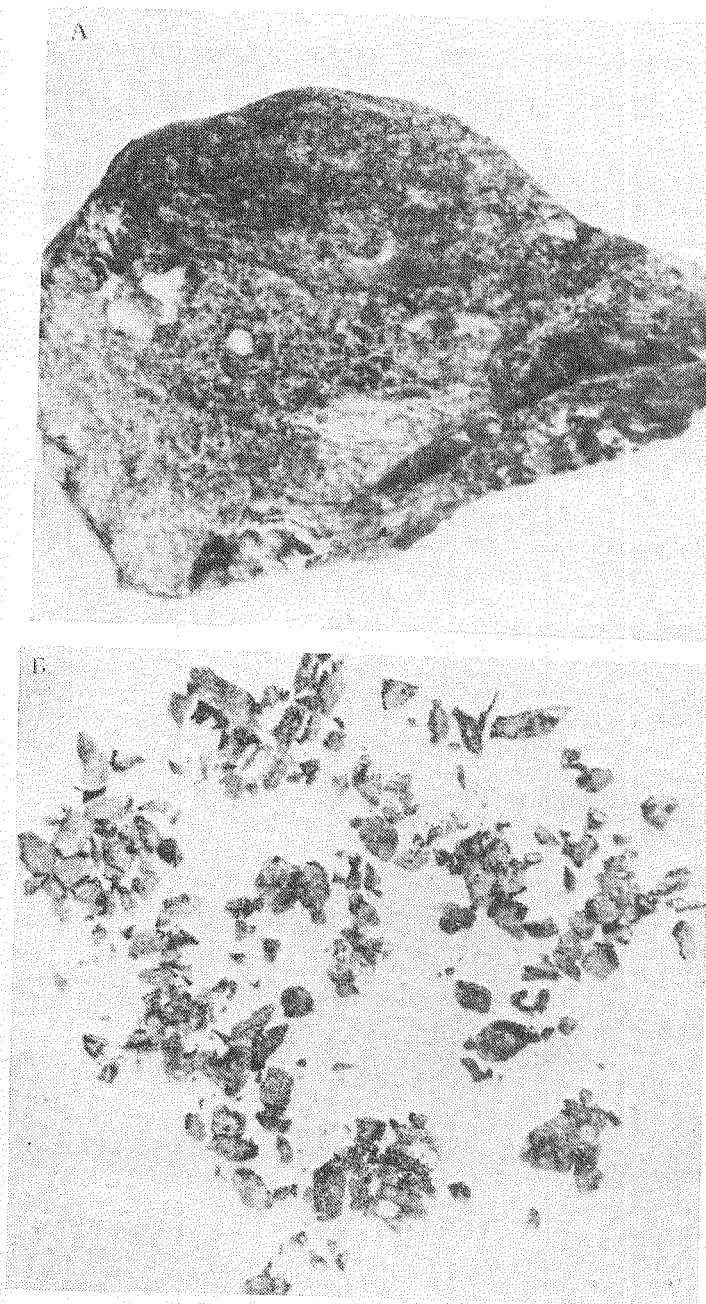


Рис. 8.31. Дестабилизация образца сланца при проникновении воды в микро-трещины. Образец (А), кажущийся сплошным, поднят в шламометаллоуловителе из скважины, которую бурили с продувкой воздухом. Вскоре после контакта с водой образец разрушился (В), причем влажными были только наружные поверхности осколков

няты все возможные меры для предотвращения явления гидратации. Первой попыткой предупредить гидратацию было внедрение силикатных буровых растворов, которые состояли из силиката натрия и насыщенного раствора хлорида натрия. Эти растворы оказались настолько эффективными в отношении регулирования гидратации и диспергирования, что при разбуривании вязких глин на поверхности получали шлам с еще видными следами зубьев долота. К сожалению, поддерживать необходимые реологические свойства силикатных буровых растворов было настолько трудно, что применения эти растворы не нашли.

В дальнейшем для предотвращения гидратации глинистых сланцев наиболее успешно применялись растворы на углеводородной основе с концентрированными солевыми растворами в качестве внутренней фазы. Согласно первоначальной гипотезе Мондшайна и Керчевилля, если соленость водной фазы равна солености воды в порах глинистого сланца, гидратацию можно предотвратить. Позднее Мондшайн усовершенствовал этот метод, внося поправку на давление набухания, которое он приблизительно определил по эффективному напряжению в глинистом сланце на рассматриваемой глубине. Тем не менее, Ченеверт показал, что решающим фактором является активность воды в сланце (измеряемая давлением насыщенных паров воды), так как именно она определяет потенциальное давление набухания, как это следует из уравнения (8.8). Таким образом, если активность воды во внутренней фазе бурового раствора равна активности воды в естественном глинистом сланце, то набухания не будет. Это условие может быть выполнено после оценки содержания воды в глинистом сланце на основании данных плотностного каротажа или с меньшей точностью по рис. 8.28. Затем активность воды в глинистом сланце можно определить по изотерме адсорбции для данного образца при соответствующем содержании воды (см. рис. 8.23). После этого активность водной фазы бурового раствора регулируется путем добавления хлорида натрия или кальция. Промысловые исследования показали, что обычно вообще нет никакой необходимости вносить поправку на изменение активности воды при различных температурах в лабораторных и скважинных условиях.

Метод Ченеверта весьма эффективен для предотвращения неустойчивости ствола из-за гидратации глинистых сланцев в скважине. Однако выяснилось, что вовсе необязательно, чтобы активность бурового раствора соответствовала и ни в коем случае не была ниже активности воды в глинистом сланце. Как промысловая практика, так и эксперименты на модели скважины показали, что устойчивость ствола не нарушается, если вода из глинистого сланца переходит в буровой раствор из-за избытка солей в последнем. Сохранение устойчивости ствола в этом случае объясняется тем, что буровой раствор, непрерыв-

ной фазой которого являются углеводороды, создает очень высокое давление на стенку скважины, так как углеводороды не могут проникать в поры глинистого сланца, если только давление столба бурового раствора не превышает порового капиллярного давления, которое для чрезвычайно мелкозернистых пород (например, глинистого сланца) достигает нескольких десятков мегапаскалей. Поэтому давление на стенку скважины определяется весом всего столба бурового раствора или его значительной части. В отличие от раствора на водной основе это давление не может быть выше  $(p_w - p_f)$ .

Хотя буровые растворы на углеводородной основе с регулируемой активностью водной фазы лучше всего предотвращают гидратацию глинистых сланцев, стоимость их высока и они экологически небезопасны. Кроме того, вследствие сравнительно высокой пластической вязкости и низкого предельного динамического напряжения сдвига способность таких растворов очищать ствол скважины хуже, чем у растворов на водной основе. Это является очень существенным недостатком буровых растворов на углеводородной основе, если в стволе происходит значительное увеличение номинального диаметра. Поэтому во многих районах для разбуривания чувствительных к действию воды глинистых сланцев применяют буровые растворы на водной основе. При правильном подборе их рецептуры можно поддерживать удовлетворительную устойчивость ствола, а в случае чрезмерного увеличения диаметра скважины соотношение предельного динамического напряжения сдвига и пластической вязкости растворов на водной основе можно легко регулировать, чтобы улучшить очистку ствола.

Одним из недостатков буровых растворов на водной основе является их способность диспергировать глинистые частицы и буровой шлам, что ведет к размыву стенки скважины и накоплению выбуренной породы в буровом растворе. Хотя диспергирование тесно связано с набуханием, эти явления не идентичны. Например, в твердых литифицированных глинистых сланцах развиваются высокие давления набухания, но эти породы могут слабо диспергироваться. Оценку глинистых сланцев и буровых растворов с точки зрения явления диспергирования можно производить с помощью простого эксперимента, который описан ниже в данной главе.

Как уже отмечалось в главе 1, набухание и диспергирование глинистых сланцев уже давно предупреждается путем использования буровых растворов, содержащих известь или гипс, а также понизителей вязкости, таких как таннаты и хромлигносульфонаты, для регулирования коагуляционного эффекта, вызываемого ионами кальция. Можно также обрабатывать буровой раствор только хромлигносульфонатом, но в значительно больших концентрациях.

Хотя такие буровые растворы вызывают значительно меньшее набухание и диспергирование, чем растворы, содержащие

преимущественно ионы натрия, часто приходится проводить их обработки с целью поддержания необходимых свойств. Однако гидроксид натрия, который требуется для растворения понизителя вязкости, частично нейтрализует ингибирующий эффект иона кальция. Кроме того, сравнительно высокое содержание в этих растворах твердой фазы приводит к снижению механической скорости бурения.

Указанные недостатки рассмотренных растворов способствовали все более широкому применению буровых растворов с низким содержанием твердой фазы или недиспергирующих растворов. В этих растворах, чтобы не допустить набухания и диспергирования глинистых минералов, используются полимеры и растворимые соли, а для предотвращения накопления выбуренной твердой фазы в растворе их подвергают интенсивной очистке в различных механических сепараторах. В эти растворы никаких понизителей вязкости обычно не добавляют, а pH поддерживают на таком низком уровне, который необходим для предотвращения коррозии. К числу наиболее широко используемых полимеров относятся производные целлюлозы, производные крахмала, сополимеры полиакриламида и акрилатов, а также ксантановая смола. В качестве жидкой фазы в этих системах применяют растворы хлорида калия, натрия или кальция, морскую воду или пресную воду, обработанную несколькими килограммами диаммонийфосфата на 1 м<sup>3</sup>.

Механизм стабилизации глинистых сланцев полимерами достоверно не известен. Широко используемые полимеры являются анионогенными полиэлектролитами, поэтому они должны адсорбироваться на положительно заряженных ребрах кристаллических решеток глинистых частиц. Полимерные цепочки, по-видимому, адсорбируются многими точками по своей длине, связывая частицы шлама друг с другом и образуя своеобразные капсулы.

Об относительных достоинствах различных используемых полимеров точных данных нет. Результаты лабораторных исследований различных экспериментаторов коррелировать очень трудно, так как методы испытаний не были идентичны, к тому же в опытах использовались разные глинистые сланцы. Молекулярная структура полимера, несомненно, является решающим фактором.

Например, в ряде исследований на модели скважины, которая показана на рис. 8.18, Кларку удалось успешно стабилизировать глинистые сланцы с помощью гидролизованного на 30 % сополимера полиакриламида и акрилата. При гидролизе того же полимера только на 5 % результаты оказались весьма посредственными. Плохие результаты были получены также при использовании натрийполиакрилата (табл. 8.3). Объяснение, по-видимому, следует искать в том, что 30 %-ный гидролиз полимера является оптимальным и в этом случае расстояние между функциональными группами вдоль цепочки молекулы

Таблица 8.3  
ОЦЕНКА ПОЛИМЕРОВ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЗАЩИТЫ  
ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ\*

Полимерный материал	Концентрация полимера, г/л	Соль	Концентрация соли, г/л	Длительность испытания**, мин	Эрозия образца, %
Полиакриламид, гидро- лизованный на 30 %, молекулярная масса >3·10 <sup>6</sup>	0 0,18 1,43 1,43	KCl KCl KCl NaCl	30 30 30 30	5 >1403 >1420 >8640	20,7 <1,0 <1,0 <1,8
Полиакриламид, гидро- лизованный на 5 %, молекулярная масса ≈1·10 <sup>6</sup>	1,43	KCl	30	104	12,2
Полиакриламид, гидро- лизованный на 1 %, молекулярная масса ≈12·10 <sup>6</sup>	1,43	KCl	30	50	—
Натрийполиакрилат	11,41***	NaCl	30	172	—
Модифицированный крахмал	14,26 49,93	KCl KCl	30 30	110 >1370	8,6 <1,0
Полианионная целлюлоза	1,43	KCl	30	38	9,1
Ксантановая смола	1,43	KCl	30	21	10,7
Полиэтиленоксид	1,43	KCl	30	55	11,6
Сополимер дивинилового эфира и винилпирилоидона	3,17	KCl	30	6	16,7

\* Условия испытания: глинистый сланец атока; напряжение 24,1 МПа; скорость течения 24 м/мин.

\*\* Время, в течение которого образец не разрушался.

\*\*\* Испытания проводились на другом образце сланца атока; напряжение 17,2 МПа.

полимера соответствует базовому расстоянию между пластинками кристаллов в глине.

Лабораторные исследования показали, что одного защитного действия полимеров недостаточно для предотвращения набухания и для уменьшения отталкивающих сил между поверхностями глинистых частиц в водной фазе должны присутствовать растворимые соли. Из табл. 8.4, например, следует, что набухание глинистого сланца мидуэй уменьшается на 21 % при добавлении к пресной воде ксантановой смолы и на 79 % при использовании того же полимера в растворах хлорида калия.

Лабораторные и промышленные исследования свидетельствуют о том, что соли калия более эффективны для подавления набухания и диспергирования, чем соли натрия в эквивалентных количествах (см. табл. 8.4). Причина этого заключается в том, что малый размер иона калия позволяет ему проникать в отверстия силикатного слоя на поверхности глинистых пластинок, которые благодаря этому плотно слипаются друг с другом под действием сил притяжения. В главе 4 (см. табл. 4.4) было

Таблица 8.4  
ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ СОЛЕЙ НА ЛИНЕЙНОЕ  
НАБУХАНИЕ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ\*

Глинистый сланец	Глинистые минералы, содержащиеся в сланце	Солевой раствор	Относительное** набухание, %
Анауак	40 % монтмориллонита	3 % KCl	19
	5,5 % иллита	3 % NaCl	8
Мидуэй	35 % иллита	Пресная вода	21
	15 % иллита и хлорита	3 % KCl	64
	15 % хлорита	5 % KCl	69
		Насыщенный KCl	79
Вулфкэмп	15 % иллита	3 % NaCl	36
	3 % хлорита	3 % KCl	57
		3 % NaCl	21

\* Линейное набухание измерялось с помощью тензодатчика. Все солевые растворы содержали ксантановую смолу в концентрации 2,8 г/л.

\*\* По сравнению с набуханием в пресной воде.

показано, что максимальное базовое расстояние для монтмориллонита, в котором в положении обмена находятся  $K^+$  или  $NH_4^+$ , составляет 1,5 нм. Когда в положении обмена находится  $Na^+$ , базовое расстояние равно 1,9 нм, в этом случае монтмориллонит взвешен в концентрированном растворе хлорида натрия; при концентрациях хлорида натрия менее 3 % решетка начинает диспергироваться на отдельные группы.

Концентрация хлорида калия, необходимая для предотвращения набухания, зависит от природы сланца и глинистых минералов, из которых он состоит. Например, для защиты литифицированных иллитовых сланцев вполне достаточно концентрация хлорида калия 3 % или менее (см. таблицы 8.3 и 8.4), но на молодые отложения монтмориллонитовых сланцев он оказывает очень слабое действие. Опыт бурения в Северном море показал, что для разбуривания вязких глин содержание в растворе хлорида калия приходилось увеличивать до 20 %.

Давно установившееся представление о том, что для поддержания устойчивости ствола скважины необходимы очень низкие фильтрационные потери (измеряемые по методике АНИ), делало сложную проблему слишком упрощенной. Во-первых, как было показано в главе 6, фильтрационные потери, определяемые по методике АНИ, совершенно не соответствуют значению этого параметра в стволе скважины. Во-вторых, сами по себе скорости фильтрации в стволе скважины оказывают слабое влияние на устойчивость ствола. Развиваемое буровым раствором давление на стенку скважины, которое помогает стабилизировать ствол, создается в результате образования глинистой корки на поверхности проницаемого пласта (а также в трещинах, существовавших в пласте до его вскрытия или об-

разовавшихся в результате снятия напряжений). Для этого совсем не нужны низкие фильтрационные потери, которые в ряде случаев просто вредны. Кларк обнаружил, что буровой раствор, содержащий полиакриламид и хлорид калия, обеспечивал более слабую защиту глинистых сланцев, когда определяемые по методике АНИ фильтрационные потери снижали до 8 см<sup>3</sup> путем добавления полианионной целлюлозы. В промышленных условиях этот раствор успешно применяли при фильтрационных потерях более 30 см<sup>3</sup>. Аналогично Симпсон установил, что низкоколлоидный раствор на углеводородной основе со сбалансированной активностью водной фазы и относительно высокими фильтрационными потерями так же эффективно обеспечивает устойчивость ствола скважины, как и обычный раствор на углеводородной основе с очень низкими фильтрационными потерями.

#### Выбор типа бурового раствора, обеспечивающего устойчивость ствола скважины

В этой главе авторы стремились показать, что неустойчивость ствола скважины является серьезным осложнением, характер которого зависит от условий в разбуриваемой формации. Поэтому тип бурового раствора, обеспечивающий максимальную устойчивость ствола, для каждой площади свой. Ни один раствор не может быть одинаково эффективен на всех площадях. Многие исследователи пытались положить в основу выбора бурового раствора классификацию глинистых сланцев по признаку минерального состава и структуры. При таком подходе трудность состояла в том, что свойства глинистых сланцев определяются слишком большим числом переменных факторов, чтобы их можно было подразделить на отдельные простые категории. Кроме того, на устойчивость ствола влияют и другие факторы, такие как тектонические напряжения, поровые давления, характер залегания глинистой толщи и степень ее уплотненности. Так, глинистый сланец атока в юго-восточной части шт. Оклахома известен своей неустойчивостью вблизи пологого надвига Чоктоу, между тем как в нескольких километрах к северу от этого надвига, где этот же сланец не подвергся тектоническим перемещениям, осложнения при его разбуривании случаются сравнительно редко.

Первым шагом при выборе композиции бурового раствора, призванной свести к минимуму осложнения в стволе скважины, является сбор максимально возможного объема информации о геологии, истории развития напряжений в породах и о распространении сбросов в регионе. По каротажным диаграммам, снятым в ближайших скважинах, следует определить градиенты температур и поровых давлений, а также содержание воды в глинистых сланцах в пластовых условиях. Должны быть отобраны и исследованы в лаборатории образцы глинистых сланцев, вызывающих осложнения.



Таблица 8.5  
АКТИВНОСТЬ ВОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ НАСЫЩЕННЫХ  
СОЛЕВЫХ РАСТВОРАХ

Номер эксикатора	Соль	$p/p_0$
1	ZnCl	0,100
2	CaCl <sub>2</sub>	0,295
3	Ca (NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	0,505
4	NaCl	0,755
5	(NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	0,800
6	Na <sub>2</sub> C <sub>4</sub> H <sub>4</sub> O <sub>6</sub> ·2H <sub>2</sub> O	0,920
7	KH <sub>2</sub> PO <sub>4</sub>	0,960
8	K <sub>2</sub> Cr <sub>2</sub> O <sub>7</sub>	0,908

Лучше всего исследования проводить с использованием хорошо сохраненного кернового материала, но если такие керны отсутствуют, приходится обращаться к буровому шламу. Использование бурового шлама нежелательно, поскольку он подвергается гидратации и вступает в катионообменные реакции с буровым раствором при движении вверх по стволу скважины. Пылевидный шлам из скважин, которые бурят с продувкой забоя воздухом, получают незагрязненным, но гидратационные изменения в шламе все-таки не исключены.

Должны проводиться следующие лабораторные исследования.

1. *Анализ глинистых минералов при помощи рентгеновского дифрактометра, измерение катионообменной способности и выявление катионов, вступающих в реакции.* В тех случаях, когда оборудование для этих исследований отсутствует, следует проводить испытание метиленовой синью. Это испытание позволяет приблизительно определить объемную долю монтмориллонита в глинистом сланце.

2. *Построение изотерм адсорбции по методу Ченеверта.* Эти исследования проводятся следующим образом. Высушенные частицы выбуренного глинистого сланца помещают в эксикаторы с насыщенными растворами разных солей с давлениями паров, изменяющимися в широких пределах (табл. 8.5). После выдержки в течение 1 сут устанавливается 90 %-ное равновесие; частицы шлама извлекают из эксикатора и взвешивают, рассчитывают содержание воды и строят зависимость содержания воды от относительной влажности. Активность воды в глинистом сланце при пластовых условиях определяется абсциссой точки изотермы с ординатой, равной содержанию воды в сланце при пластовых условиях. Этот параметр характеризует потенциальное давление набухания глинистого сланца, который впитывает воду из бурового раствора. Чем ниже активность воды в пластовых условиях, тем выше максимально возможное давление набухания. Содержание соли в буровом растворе на углеводородной основе, необходимое для уравнивания активности глинистого сланца, можно рассчитать по графикам, аналогичным тем, которые приведены на рис. 8.32 и 8.33. Следует отметить, что достоверное значение содержания воды в естественном глинистом сланце нельзя рассчитать по плотнованию образца, вырезанного из центральной части хорошо сохранившегося керна, или по данным плотностного каротажа.

Вместо уравнивания шлама в эксикаторах, содержащих насыщенные растворы различных солей, иногда для этого удобно использовать растворы хлорида натрия с возрастающей концентрацией соли, а также растворы хлорида кальция с возрастающей концентрацией. Если после этого построить зависимость равновесного содержания воды от ее солености, минерализацию бурового раствора, необходимую для достижения сбалансированного давления набухания глинистого сланца, можно непосредственно определить по абсциссе точки кривой этой зависимости с ординатой, равной содержанию воды в сланце при пластовых условиях (рис. 8.34).

3. *Оценка диспергирующей способности.* Эти исследования проводятся для того, чтобы определить долю твердой фазы, которая сохраняется в конкретном растворе. Для исследований может быть выбран любой набор стандартных условий, который подходит для местных глинистых сланцев и соответствует условиям в скважине. Обычно пробу бурового шлама фракции 2,00—4,76 мм (или осколки керна) сушат, взвешивают и перемешивают с исследуемым буровым раствором в течение 12 ч при

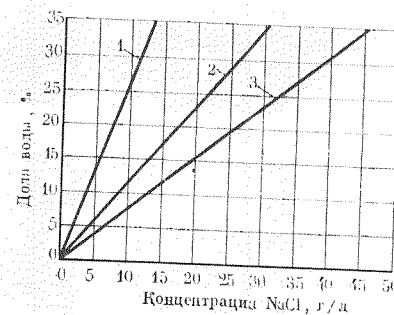


Рис. 8.32. Расход NaCl в буровых растворах на углеводородной основе со сбалансированной активностью внутренней водной фазы:  
1 — 0,1 % NaCl ( $a_w=0,93$ ); 2 — 0,2 % NaCl ( $a_w=0,84$ ); 3 — 0,27 % NaCl — насыщенный раствор ( $a_w=0,75$ )

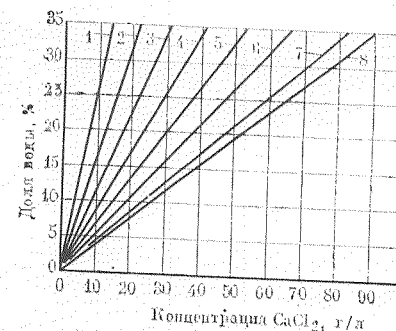


Рис. 8.33. Расход CaCl<sub>2</sub> в буровых растворах на углеводородной основе со сбалансированной активностью внутренней водной фазы:  
1 — 0,1 % CaCl<sub>2</sub> ( $a_w=0,94$ ); 2 — 0,15 % CaCl<sub>2</sub> ( $a_w=0,90$ ); 3 — 0,2 % CaCl<sub>2</sub> ( $a_w=0,83$ ); 4 — 0,25 % CaCl<sub>2</sub> ( $a_w=0,74$ ); 5 — 0,3 % CaCl<sub>2</sub> ( $a_w=0,63$ ); 6 — 0,35 % CaCl<sub>2</sub> ( $a_w=0,52$ ); 7 — 0,4 % CaCl<sub>2</sub> ( $a_w=0,39$ ); 8 — 0,426 % CaCl<sub>2</sub> — насыщенный раствор при температуре 20 °C ( $a_w=0,32$ )



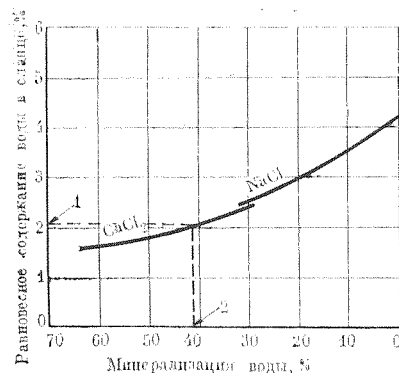


Рис. 8.34. Определение необходимой минерализации буровых растворов со сбалансированной активностью водной фазы на основании зависимости равновесного содержания воды в глинистом сланце от минерализации воды в исследуемом в экстенкаторе сланце:

1 — содержание воды в глинистом сланце в пластовых условиях; 2 — необходимая минерализация воды в буровом растворе

температуре 77 °С. После этого буровой раствор пропускают через сито с размером ячеек 0,177 мм, оставшиеся на сите частицы бурового шлама промывают, сушат и взвешивают.

Как информация о геологических условиях, так и результаты лабораторных исследований в одинаковой мере важны для выбора типа бурового раствора, который лучше всего обеспечит устойчивость ствола скважины. Трудно дать какие-либо конкретные рекомендации по данному вопросу, так как на выбор влияют многие переменные факторы. Можно привести следующие факторы, которые обязательно должны учитываться при выборе типа бурового раствора.

1. Полностью защитить сильно набухающие монтмориллоновые сланцы можно только с помощью буровых растворов на углеводородной основе, имеющих сбалансированную активность водной фазы. Однако на небольших глубинах по экономическим соображениям часто целесообразно допустить некоторую неустойчивость ствола и применить полимерный хлоркалиевый буровой раствор.

2. Когда требуется использовать буровой раствор высокой плотности (для контроля аномально высоких пластовых давлений либо для противодействия высоким напряжениям в горных породах в зонах повышенной надвиговой активности), необходим буровой раствор, допускающий значительное содержание твердой фазы, например известковый, гипсовый с хромлигно-сульфонатом или гуматно-калиевый буровой растворы. На больших глубинах при высоких забойных температурах следует использовать растворы на углеводородной основе со сбалансированной активностью водной фазы.

3. В сцементированных глинистых сланцах, которые подверглись значительным тектоническим воздействиям, о чем свидетельствуют большие углы падения пластов и сбросы, почти наверняка будет происходить расширение ствола в результате потери устойчивости, независимо от типа используемого бурового раствора. В этих случаях рекомендуется исполь-

зовать буровой раствор, который может быть легко очищен, например полиакриламидный хлоркалиевый раствор с предварительно гидратированным бентонитом или хлоркалиевый раствор с ксантановой смолой, имеющей поперечные связи между молекулами.

4. При вскрытии глинистых сланцев, имеющих проницаемые пропластки, необходимых фильтрационных свойств полимерных буровых растворов можно добиться добавлением крахмала или производных целлюлозы.

5. Когда проведение геофизических исследований в скважине или экологические требования обязывают применять буровые растворы на пресной воде, рекомендуется использовать полимерный диаммонийфосфатный раствор.

Лабораторные исследования поведения буровых растворов целесообразно проводить, когда нужно выбрать наилучший из нескольких или определить оптимальную композицию для конкретного раствора. Такие исследования должны выполняться при моделируемых скважинных условиях. В процессе таких исследований образцы глинистого сланца нельзя просто погружать в испытуемый раствор, так как получаемые результаты могут ввести в заблуждение. Ничем не ограниченный глинистый сланец может разрушиться без возникновения в нем заметного давления набухания, в то время как сланец, вскрытый в скважине, не будет разрушаться до тех пор, пока давление набухания не станет достаточным, чтобы центробежное растягивающее напряжение превысило предел текучести.

Исследования рабочих свойств могут проводиться на буровом стенде с микродолотом или на модели скважины, такой как показана на рис. 8.18.

Образцы вырезаются из кернов или реконструируются в уплотнительной камере (например, такой как показана на рис. 8.25) из водного раствора порошкообразного глинистого сланца. Природные образцы позволяют более точно воспроизвести условия в скважине, но так как не существует двух абсолютно одинаковых природных образцов, каждый эксперимент должен повторяться на нескольких таких образцах, а результаты усредняться. Реконструированные образцы обеспечивают значительно лучшую воспроизводимость результатов, но при этом можно делать только качественную оценку, поскольку условия, которые возникли в горной породе за несколько миллионов лет, не могут быть точно воспроизведены в лаборатории всего за несколько дней.

Время, необходимое для уплотнения, резко возрастает с увеличением высоты образца, так как вначале уплотнение происходит по базальным поверхностям, что значительно ограничивает отток воды от центра образца. Однородный образец высотой 50 мм с равномерно распределенным давлением уплотнения может быть изготовлен за один день. Результаты исследований поведения выбранных буровых растворов на модели скважины

могут быть использованы для оценки их влияния на характер разрушения (пластическое течение или хрупкое разрушение с образованием твердых обломков); гидратацию стенки центрального канала в образце, которая может быть определена путем отбора пробы из гидратированной зоны у стенки канала и сравнения содержания воды в ней с содержанием воды в первоначальном образце; диаметр канала, который можно определить по объему нефти, необходимому для его заполнения. Если канал расширится настолько, что образец разрушится, время до разрушения может быть использовано в качестве одного из параметров.

На недавно открытых площадях, для которых нет достаточного объема необходимой информации (например, данных о литологии, градиентах пластового давления и давления разрыва пород), а получение образцов глинистых сланцев может быть затруднено, очень трудно составлять программы использования буровых растворов. В первых скважинах на таких площадях необходимо интенсивно отбирать образцы (предпочтительно при бурении с отбором керна) и исследовать их в лаборатории, а результаты этих исследований коррелировать с промысловыми данными. Накопленная информация поможет сэкономить много времени и средств при бурении последующих скважин, а также уменьшить объем требуемых лабораторных исследований.

Вряд ли необходимо говорить о том, что ни один из буровых растворов не поможет сохранить устойчивость ствола, если не обеспечить поддержания заданных свойств раствора. Именно поэтому так важно проводить частые проверки свойств бурового раствора и на их основе — его исправительные обработки. При бурении с использованием полимерных буровых растворов очень важно, чтобы концентрация полимера поддерживалась на требуемом уровне. Снижение концентрации полимера вследствие адсорбции на частицах бурового шлама происходит очень быстро, особенно при высоких скоростях бурения. По мере снижения концентрации полимера увеличивается скорость диспергирования шлама, что еще больше увеличивает скорость адсорбции полимера. Адсорбция полимера продолжается до тех пор, пока концентрация полимера не приблизится к нулю, что ведет к серьезной дестабилизации ствола скважины.

Для поддержания устойчивости ствола важно обеспечить правильный режим бурения. Опыт показывает, что при сохранении вертикальности ствола и исключении его резких искривлений в глинистых сланцах, вызывающих осложнения, происходит значительно менее интенсивное увеличение диаметра скважины. Для снижения до минимума пульсаций давления во время спуско-подъемных операций скорость движения бурильной колонны должна поддерживаться на низком уровне. Высокие скорости раствора в затрубном пространстве вызывают увеличение диаметра ствола при разбуливании галечни-

ков и обваливающихся сильно напряженных пород, а также усиливают расширение ствола в результате взаимодействия глинистых сланцев с буровым раствором. Эрозия становится значительно более интенсивной при турбулентном течении раствора. Скорость раствора в затрубном пространстве может быть снижена путем уменьшения подачи буровых насосов или посредством установки насадок долота меньшего диаметра при неизменном давлении на насосах. Может понадобиться и регулирование реологических свойств бурового раствора с целью повышения его несущей способности или перехода от турбулентного режима течения к ламинарному.

### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- $a_w$  — активность воды;
- $c$  — прочность сцепления;
- $K$  — предел прочности на растяжение;
- $p_w$  — давление, развиваемое буровым раствором в скважине;
- $p_f$  — давление флюида в порах породы (пластовое давление);
- $\Delta p = p_w - p_f$ ;
- $r$  — радиус рассматриваемой точки;
- $r_w$  — начальный радиус ствола;
- $r_0$  — радиус деформированного ствола;
- $S$  — горное давление;
- $H$  — глубина;
- $\mu$  — вязкость;
- $\rho_v$  — объемная плотность породы;
- $\rho_f$  — плотность пластовой воды;
- $\sigma$  — эффективное межзерновое напряжение;
- $\sigma_0$  — горизонтальное эффективное напряжение в породе до ее вскрытия долотом;
- $\sigma_1$  — наибольшее главное напряжение в земной коре;
- $\sigma_2$  — промежуточное главное напряжение в земной коре;
- $\sigma_3$  — наименьшее главное напряжение в земной коре;
- $\sigma_\theta$  — центробежное растягивающее (тангенциальное или кольцевое) напряжение на стенке скважины;
- $\sigma_r$  — горизонтальная составляющая горного давления на расстоянии  $r$  от оси скважины;
- $\varphi$  — угол внутреннего трения.

## Глава 9.

### ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ

В процессе бурения возникают различные проблемы, определяемые свойствами бурового раствора. Некоторые из этих проблем (например, снижение скорости бурения или чрезмерный вращающий момент буровой колонны) способствуют уменьшению эффективности процесса бурения. Другие проблемы (например, прихват буровой колонны или поглощение бурового раствора) могут стать причиной прекращения бурения на несколько недель, а иногда привести и к ликвидации скважины.

#### ЧРЕЗМЕРНЫЙ ВРАЩАЮЩИЙ МОМЕНТ И ТРЕНИЕ БУРОВОЙ КОЛОННЫ

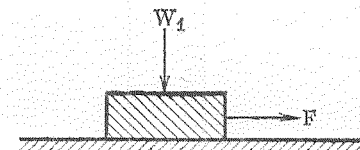
Поскольку абсолютно вертикальных скважин практически не бывает, а буровая колонна обладает гибкостью, последняя при вращении касается стенки скважины во многих точках. Возникающее при этом сопротивление трения может потребовать значительного увеличения вращающего момента буровой колонны по сравнению с необходимым для работы долота. Повышенное сопротивление трения может возникнуть также при подъеме и спуске буровой колонны. Это осложнение называется затяжками. В некоторых условиях — значительные отклонения ствола скважины от вертикали, частые изменения азимута угла, существование интервалов, диаметр которых меньше номинального диаметра долота, и неудовлетворительное динамическое поведение буровой колонны — вращающий момент и сопротивление трения могут стать настолько большими, что потери мощности окажутся недопустимо высокими. Ситуацию можно исправить введением в буровой раствор определенных смазывающих добавок.

В обычной инженерной практике трение снижают путем создания между движущимися металлическими деталями пленки жидкой или консистентной смазки. Оценка этих смазочных материалов производится по их влиянию на коэффициент трения, который определяется как отношение сил, действующих параллельно (сила трения) и перпендикулярно к поверхности контакта (рис. 9.1):

$$\mu = F/W_1, \quad (9.1)$$

где  $\mu$  — коэффициент трения;  $F$  — сила, параллельная поверхности;  $W_1$  — сила, перпендикулярная к поверхности.

Рис. 9.1. Измерение коэффициента трения  $\mu = F/W_1$



Следует обратить внимание на то, что для однородных поверхностей  $\mu$  есть константа; следовательно, для заданного значения  $W_1$  сила  $F$  не зависит от площади контакта.

Для оценки влияния смазочных материалов на снижение вращающего момента Мондшайн провел исследования с использованием специального прибора (см. рис. 3.24). Стальная колодка, воспроизводящая стенку ствола скважины, прижимается к испытательному кольцу с помощью нагрузочного рычага. Сила  $F$  определяется силой тока, необходимой для вращения этого кольца с заданной частотой при погружении в испытуемый буровой раствор. Стальная колодка применена в этом приборе для обеспечения повторяемости результатов. Как установил Мондшайн, хотя коэффициенты трения, измеряемые с использованием стальных колодок и блоков из песчаника или известняка, отличались, относительные результаты для разных буровых растворов в основном были идентичны.

Результаты исследований, проведенных с помощью этого прибора, не соответствовали прежним представлениям. Считалось, например, что бентонит снижает необходимый вращающий момент благодаря своей способности усиливать скольжение. Исследованиями установлено, что бентонит проявляет эту способность только при небольших нагрузках (соответствующих давлениям менее 0,7 МПа), а при высоких нагрузках вызывает резкое повышение коэффициента трения. Считалось также, что нефть, эмульгированная в буровом растворе с помощью гидрофобизирующего ПАВ, снижает необходимый вращающий момент. Однако исследования Мондшайна показали, что значительное снижение трения происходит при добавлении нефти в буровой раствор в условиях их слабого перемешивания, но никакого изменения вращающего момента не наблюдается при энергичном эмульгировании нефти.

В табл. 9.1 можно видеть влияние различных водорастворимых добавок на коэффициент трения при использовании воды и двух буровых растворов на пресной воде. Эти данные были получены при стандартных условиях: частота вращения 60 мин<sup>-1</sup> и нагрузка, соответствующая давлению 5 МПа, которые хорошо соответствовали промысловым условиям. Из данных, представленных в табл. 9.1, следует, что многие добавки снижают коэффициент трения в водной среде, некоторые добавки снижают его (правда, в меньшей степени) в простом бентонитовом буровом растворе и только жирные кислоты, сульфированные жирные кислоты и смесь триглицеридов и спир-

Таблица 9.1  
СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК  
К БУРОВОМУ РАСТВОРУ

Смазывающая добавка	Концентрация, г/л	Коэффициент смазывающей способности		
		Вода	Буровой раствор	
			А**	Б***
Отсутствует	—	0,36	0,44	0,23
Дизельное топливо	0,1*	0,23	0,38	0,23
Битум	22,8	0,36	0,38	0,23
	22,8	—	—	—
Битум и дизельное топливо	0,1*	0,23	0,38	0,23
Графит	22,8	0,36	0,40	0,23
	22,8	—	—	—
Графит и дизельное топливо	0,1*	0,23	0,40	0,23
Сульфированная жирная кислота	11,4	0,17	0,12	0,17
Жирная кислота	11,4	0,07	0,14	0,17
Спирт с длинной цепью	5,7	0,16	0,40	0,17
Мыло тяжелого металла	5,7	0,28	0,40	0,23
Тяжелый алкилат	11,4	0,17	0,36	0,23
Нефтяной сульфонат	11,4	0,17	0,32	0,23
Детергент марки Х для бурового раствора	11,4	0,11	0,32	0,23
Детергент марки У для бурового раствора	11,4	0,23	0,32	0,23
Детергент марки Z для бурового раствора	11,4	0,15	0,38	0,23
Силикат	11,4	0,23	0,30	0,26
Промышленный детергент	11,4	0,25	0,38	0,25
Хлорпарафин	11,4	0,16	0,40	0,25
Смесь модифицированных триглицеридов и спиртов	11,4	0,07	0,06	0,17
Сульфированный битум	22,8	0,25	0,30	0,25
Сульфированный битум и дизельное топливо	22,8	—	—	—
	0,1	0,07	0,06	0,25
Скорлупа грецкого ореха (мелкоизмельченная)	28,53	0,36	0,44	0,26

\* Объемная доля, %.

\*\* 15 г бентонита в 350 мл воды.

\*\*\* 15 г бентонита, 60 г глинистого слайса глен-роуз, 3 г хромлингосульфоната, 0,5 г каустической соды в 350 мл воды.

тов снижают трение во всех буровых растворах. Последние добавки, кроме того, эффективны и для бурового раствора на морской воде.

Смесь триглицеридов — это одна из выпускаемых в настоящее время в промышленных масштабах водорастворимых смазочных добавок, которые широко используются в буровых растворах на водной основе для снижения вращающего момента. Буровые растворы на углеводородной основе обеспечивают значительное уменьшение вращающего момента, вероятно, бла-

годаря их гидрофобизирующей способности. Однако их высокая стоимость и создаваемая ими опасность загрязнения окружающей среды исключают целесообразность использования этих растворов в тех случаях, когда единственным их достоинством является низкое трение.

Соединения жирных кислот, о которых уже говорилось, относятся к категории противозадирных смазок, которые первоначально использовались Розенбергом и Тайлером для уменьшения износа опор долота. По своему действию противозадирные смазки отличаются от обычных смазочных материалов. При очень высоких давлениях последние выдавливаются из пространства между трущимися поверхностями. Возникающий в результате этого контакт металлических поверхностей вызывает образование задиров и разрывов. По мнению Браунинга, своими смазывающими свойствами противозадирные смазки обязаны химической реакции, в которую они вступают с металлическими поверхностями при высоких температурах, возникающих в зоне контакта металл-металл. Продукт этой реакции образует тонкую пленку, прочно связанную с металлической поверхностью, и действует как смазочный материал.

#### ПРИХВАТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ИЗ-ЗА ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

##### Механизм прихвата

Прихват бурильной колонны — это одно из наиболее распространенных осложнений во время буровых работ. Иногда это осложнение возникает при спуске или подъеме бурильной колонны в интервале ствола, диаметр которого меньше номинального, в интервале с желобом в стенке или в интервале, где в результате обвала образовалась пробка. Во всех этих случаях бурильщику обычно удается освободить колонну. Более сложным является *прихват из-за перепада давления*, который обычно возникает после временного прекращения промывки и вращения (например, при наращивании бурильной колонны). Это явление впервые было идентифицировано Хейуордом в 1937 г., а его механизм был выявлен Хелмиком и Лонгли в лабораторных условиях в 1957 г.

В скважине часть бурильной колонны касается нижней стороны стенки искривленного ствола. Пока колонна вращается, она смазывается тонким слоем бурового раствора и давление, действующее на трубы, со всех сторон одинаково. Однако когда вращение прекращается, часть колонны, контактирующая с глинистой коркой, изолируется от действия столба бурового раствора; перепад давления по обе стороны колонны вызывает затяжки при попытке поднять колонну. Если сопротивление перемещению колонны при подъеме из скважины превышает усилие, которое может развить буровая установка, происходит прихват колонны. Таким образом, увеличение сопро-



тивления при подъеме колонны свидетельствует о возросшей опасности прихвата из-за перепада давления.

Аутмэнз провел тщательный анализ механизма прихвата из-за перепада давления, результаты которого можно в целом описать следующим образом.

Вес в бурильной колонне распределяется так, что утяжеленные бурильные трубы всегда лежат на нижней стороне стенки ствола, поэтому прихват из-за перепада давления всегда происходит в интервале ствола, в котором находится тяжелый низ. Когда колонна вращается, УБТ опираются на нижнюю сторону стенки ствола, создавая на нее нагрузку, равную нормальной составляющей веса УБТ по отношению к стволу. Таким образом глубина внедрения УБТ в глинистую корку зависит от искривления ствола и от отношения скорости механической эрозии под УБТ к скорости гидродинамической эрозии, создаваемой потоком бурового раствора в остальной части ствола. Если искривление ствола мало или скорость вращения не очень высока, УБТ будут внедряться в глинистую корку незначительно, как показано на рис. 9.2, А.

Когда вращение прекращается, под действием веса колонны изолированная зона глинистой корки уплотняется, а вода, содержавшаяся в ее порах, выдавливается в породу. Как уже

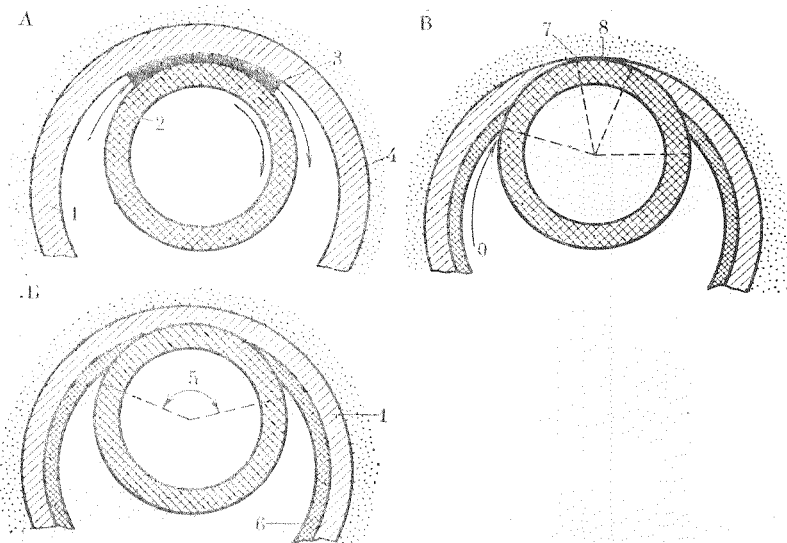


Рис. 9.2. Механизм прихвата из-за перепада давления:

А — колонна вращается, УБТ внедряется в глинистую корку лишь на небольшую глубину; Б — колонна неподвижна, УБТ вдавливается в глинистую корку под действием перепада давления; В — ствол сильно искривлен, колонна неподвижна, давление между глинистой коркой и УБТ изменяется от 0 до  $\Delta p$ ; 1 — глинистая корка, образующаяся в динамических условиях; 2 — утяжеленная бурильная труба; 3 — смазывающая пленка бурового раствора; 4 — проницаемый пласт; 5 — угол контакта; 6 — глинистая корка, образующаяся в статических условиях; 7 — межзерновое напряжение в глинистой корке, равное А; 8 — УБТ прижата к пласту; 9 — межзерновое напряжение в глинистой корке равно 0.

говорилось в разделе главы 6, посвященном толщине глинистой корки, эффективное напряжение в глинистой корке увеличивается по мере вытеснения из нее поровой воды, поэтому высокое трение между трубой и глинистой коркой является основной причиной прихвата из-за перепада давления. После очень длительных периодов неподвижности колонны поровое давление в корке становится равным пластовому давлению, а эффективное напряжение при этом определяется разностью между гидростатическим давлением бурового раствора в стволе и пластовым давлением, т. е.  $(p_m - p_f)$ . Тогда усилие, необходимое для подъема колонны, определится как

$$F = A(p_m - p_f)u, \quad (9.2)$$

где  $F$  — усилие;  $A$  — площадь поверхности контакта колонны с породой;  $u$  — коэффициент трения между УБТ и глинистой коркой.

Поскольку при нормальных промысловых условиях  $F$  не достигает предельных значений, Аутмэнз рассчитал величину  $F'$ , равную половине предельного значения  $F$ . Он обнаружил, что  $F'$  возрастает не только с повышением  $u$ ,  $(p_m - p_f)$  и  $A$ , но и с увеличением сжимаемости и толщины глинистой корки, искривления ствола и диаметра утяжеленных бурильных труб. Это усилие уменьшается с увеличением диаметра ствола скважины.

Усилие, необходимое для подъема бурильной колонны, становится тем больше, чем дольше колонна оставалась неподвижной, так как в статических условиях фильтрация продолжается. Таким образом, вокруг утяжеленных бурильных труб в статических условиях происходит рост глинистой корки, и угол контакта между коркой и УБТ возрастает (см. рис. 9.2, Б).

Предположение Аутмэнза, что прихват из-за перепада давления всегда происходит в тяжелом низе бурильной колонны, не подтверждается промысловым опытом. Адамс, изучая 56 случаев прихвата с последующими ловильными работами, установил, что в 31 случае были прихвачены бурильные трубы, а в остальных — либо только УБТ, либо УБТ и бурильные трубы. Результаты этого исследования ни в коей мере не опровергают выявленного Аутмэнзом механизма прихвата; они лишь свидетельствуют о том, что прихват может произойти в любой точке бурильной колонны, где она прилегает к проницаемому пласту с глинистой коркой на нем. Вероятность того, что прихват произойдет в тяжелом низе, возрастает из-за распределения веса бурильной колонны, вследствие чего УБТ всегда прилегает к нижней стороне ствола скважины. Однако в нижней части скважины глинистая корка значительно тоньше благодаря эрозии, вызываемой высокими скоростями сдвига, преобладающими в узком кольцевом пространстве вокруг УБТ, и это уменьшает вероятность прихвата здесь.



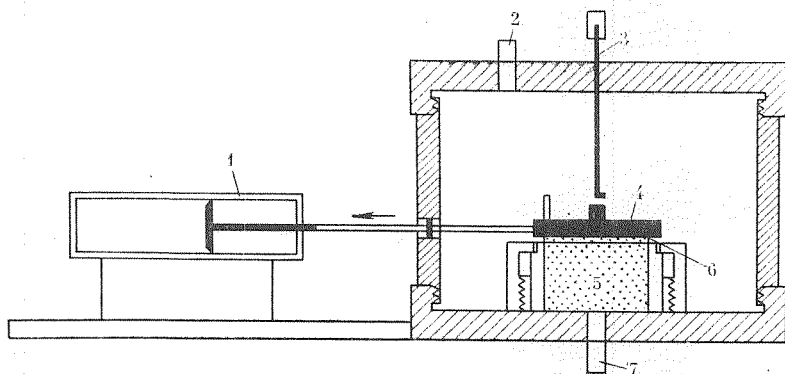


Рис. 9.3. Стенд для измерения коэффициента трения:

1 — гидроцилиндр; 2 — подача давления; 3 — установочный стержень; 4 — стальная пластина; 5 — керн из песчаника; 6 — глинистая корка; 7 — сброс фильтрата

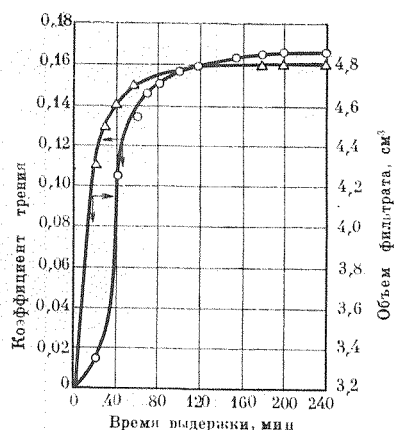


Рис. 9.4. Зависимость коэффициента трения от времени выдержки

Явление уплотнения глинистой корки и его влияние на коэффициент трения, постулированные Аутмэнзом, были экспериментально подтверждены Аннисом и Монагэном, которые измеряли трение между плоской стальной пластиной и глинистой коркой на специальном стенде (рис. 9.3). Они установили, что коэффициент трения со временем возрастает до максимума (рис. 9.4), после чего остается постоянным. Кроме того, было замечено, что в момент достижения максимума этого коэффициента поступление фильтрата из глинистой корки прекращалось.

В лабораторных исследованиях, по-видимому, не уделялось должного внимания вопросу о влиянии адгезионных эффектов на суммарные силы трения\*. Аннис и Монагэн упоминают об

\* После того как была написана эта глава, Хантер и Адамс опубликовали статью, в которой приведены результаты экспериментов, свидетельствующие о том, что при отсутствии в глинистом растворе смазывающих добавок адгезия действительно вносит значительный вклад в суммарную силу трения.

«остаточных силах» после прекращения действия дифференциального давления, которые они предположительно считают следствием адгезии. Если следовать принципам, изложенным в главе 7, можно ожидать, что основными факторами, определяющими вклад адгезии в силы трения, являются пластичность глинистой корки и свойства любых ПАВ, присутствующих в буровом растворе. Когда на извлеченной из скважины трубе обнаруживают куски глинистой корки, есть все основания считать адгезию существенным фактором в возникновении прихвата колонны.

Особенно высока вероятность прихвата из-за перепада давления при бурении скважин с большим углом отклонения ствола от вертикали с морских платформ. В этих условиях нормальная по отношению к стенке ствола скважины составляющая веса утяжеленных буровых труб и эрозия под тяжелым низом могут стать настолько значительными, что наружная глинистая корка вообще образовываться не будет (см. рис. 9.2, В). В таком случае УБТ опирается на горную породу и глинистая корка в желобе между УБТ и породой не уплотнится после прекращения вращения. Силы трения, действующие на УБТ, будут возникать частично за счет трения между УБТ и горной породой, а частично в результате проявления эффективных напряжений в зоне между глинистой коркой в желобе и УБТ. Как показано на рис. 6.6, эффективное напряжение в глинистой корке возрастает от нуля у ее передней поверхности до  $(p_m - p_f)$  у задней поверхности.

### Предотвращение прихвата из-за перепада давления

Одним из путей предотвращения прихвата из-за перепада давления является уменьшение до минимума контактной поверхности за счет правильного выбора конструкции буровой колонны. Для этой цели используются некруглые утяжеленные буровые трубы, УБТ с продольной или спиральной канавкой и стабилизаторы буровой колонны. Длинная секция УБТ и тяжелый низ из труб повышенного диаметра увеличивают контактную поверхность, следовательно, вероятность прихвата колонны возрастает. Эта опасность в какой-то мере может быть уменьшена путем бурения более прямолинейного ствола.

Другим способом предотвращения такого прихвата является обеспечение подходящих свойств бурового раствора. Аутмэнз показал, что необходимое усилие при подъеме колонны растет с увеличением дифференциального давления, поверхности контакта, толщины глинистой корки и коэффициента трения. Дифференциальное давление может быть уменьшено посредством поддержания плотности бурового раствора как можно меньшей в соответствии с безопасными условиями бурения скважины. Для уменьшения площади контакта и толщины глинистой корки необходимо, чтобы проницаемость глинистой

корки была минимальной, а содержание в растворе выбуренной породы следует уменьшать путем тщательной очистки в плоотделителе. Необходимо напомнить, что толщина глинистой корки необязательно зависит от фильтрационных потерь, поэтому важно осуществлять ее прямое измерение, если с толщиной корки связан прихват из-за перепада давления. Коэффициент трения с глинистой коркой зависит от состава бурового раствора. Этому вопросу посвящен ряд опубликованных работ, но сравнивать описываемые результаты исследований очень трудно, так как они проводились на разных стендах. Кроме того, некоторые исследователи измеряли вращающий момент или усилие при подъеме, а не коэффициент трения. Результаты отдельных экспериментов оказались недостоверными, поскольку измерения проводились при различной толщине глинистой корки. Тем не менее приведенные ниже выводы кажутся вполне оправданными.

1. Буровые растворы на углеводородной основе обладают значительно меньшими коэффициентами трения, чем растворы на водной основе; они образуют тонкую фильтрационную корку и потому считаются лучшими буровыми растворами с точки зрения предупреждения прихватов из-за перепада давления. Этот вывод был убедительно подтвержден в ходе промысловых исследований Адамса, который установил, что из 310 случаев прихвата в южной части шт. Луизиана только один произошел в скважине, в которой использовался буровой раствор на углеводородной основе.

2. Нет достаточно четких признаков определения класса растворов на водной основе, образующих фильтрационные корки с наименьшим коэффициентом трения. Наилучшие (хотя и довольно ограниченные) данные по этому вопросу были получены Симпсоном, который определял вращающий момент,

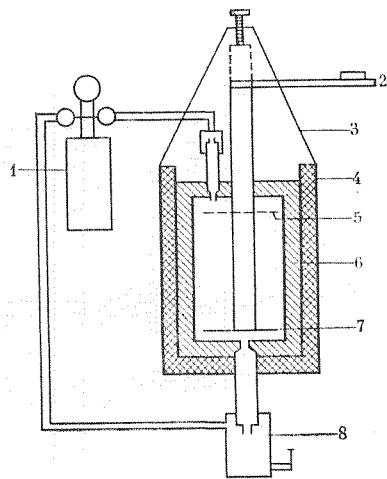


Рис. 9.5. Стенд для исследований прихвата в статических условиях из-за перепада давления:

1 — баллон с азотом; 2 — ключ для создания вращающего момента; 3 — скоба; 4 — нагревательный кожух; 5 — положение диска во время фильтрации; 6 — камера; 7 — положение диска во время прихвата; 8 — приемник фильтрата

необходимый для освобождения диска, внедренного в глинистую корку стандартной толщины, при высоких температурах в условиях статической или динамической фильтрации (рис. 9.5).

В исследованиях Симпсона использовались различные буровые растворы, утяжеленные баритом до плотности 1,68 г/см<sup>3</sup>; фильтрационная корка толщиной 0,8 мм создавалась при температуре 93 °С; дифференциальное давление составляло 3,5 МПа. Для различных буровых растворов были получены следующие значения вращающего момента после выдержки в течение 30 мин.

Буровой раствор	Вращающий момент, Н·м
Используемый в лаборатории:	
хромлигносульфонатный на пресной воде . . .	8,33
хромлигносульфонатный гипсовый . . . . .	0
инвертноэмульсионный на углеводородной основе . . . . .	0
Используемые на месторождении:	
хромлигносульфонатный на пресной воде . .	12,78
хромлигносульфонатный гипсовый . . . . .	7,00
хромлигносульфонатный гипсовый плюс 8 % нефти . . . . .	0,44
хромлигнитовый и хромлигносульфонатный инвертноэмульсионный на углеводородной основе . . . . .	1,11
битумный на углеводородной основе . . . . .	0

3. Добавление барита повышает коэффициент трения всех буровых растворов.

4. Эмульгирование жидких углеводородов в растворах на водной основе снижает коэффициент трения. Влияние эмульгирования зависит от типа углеводородной фазы и от ее доли в системе. Оптимальной, по-видимому, является 10 %-ная доля углеводородной фазы. Для того чтобы углеводородная фаза оказала необходимое действие, она должна быть хорошо эмульгирована. Этот вывод как будто противоречит заключениям Мондшайна, изучавшего влияние эмульгирования на смазывающую способность бурового раствора. Однако условия в обоих случаях различны. Если углеводородная фаза хорошо эмульгирована, она не уходит с фильтратом при испытании на фильтрацию по методике АНИ. Следовательно, она удерживается в корке и работает как смазывающий материал.

5. Добавление гидрофобизирующих агентов снижает коэффициент трения точно так же, как и добавление повышающих смазывающую способность водорастворимых агентов, которые рассматривались Мондшайном.

### Освобождение прихваченной колонны

Одним из способов освобождения прихваченной колонны является уменьшение перепада давления либо путем снижения плотности бурового раствора, либо посредством испытателя

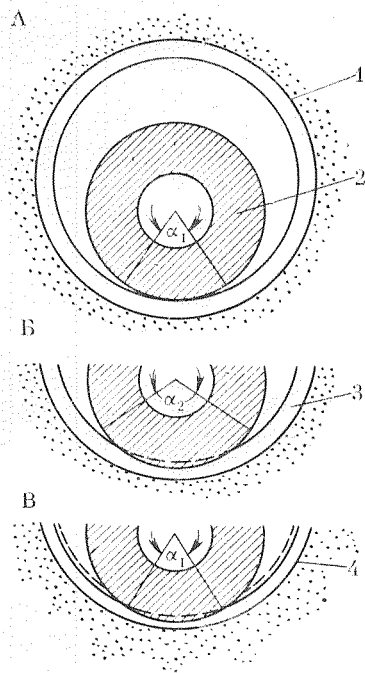


Рис. 9.6. Угол контакта до и после создания нефтяной ванны:

А — начальное положение УБТ; Б — конечное положение УБТ до создания нефтяной ванны; В — конечное положение УБТ после создания нефтяной ванны; 1 — стенка скважины; 2 — УБТ; 3 — первоначальная фильтрационная корка; 4 — усадка фильтрационной корки после создания нефтяной ванны

пласта, спускаемого на бурильной колонне. Более привычным способом является создание нефтяной ванны в зоне прихвата. Капиллярное давление нефти на водную фильтрационную корку достигает нескольких десятков мегапаскалей, поэтому под действием давления столба бурового раствора (или по крайней мере значительной части его) фильтрационная корка сжимается, а угол контакта уменьшается (рис. 9.6). Прежде считали, что нефть освобождает колонну благодаря проникновению между трубой и глинистой коркой,

в результате чего трение уменьшается. Аннис и Монаган установили, что нефтяные ванны неэффективны. Очевидно, нефть не проникала между глинистой коркой и пластиной, т. е. при геометрических соотношениях их стенда площадь контакта уменьшить не удавалось. Однако возможно, что в скважинных условиях во время уплотнения глинистой корки нефть проникает по желобу, в частности, если колонну расхаживают; в таком случае нефть, по-видимому, помогает освобождению колонны. Необходимо иметь в виду, что в жидкостях для ванн не следует применять избыточных количеств гидрофобизующих ПАВ, так как они снижают капиллярное давление.

Перед созданием нефтяной ванны требуется определить глубину, на которой произошел прихват. Обычно ее оценивают по удлинению колонны при известном растягивающем усилии. Затем по диаграммам зависимости удлинения от растягивающего усилия для труб различных диаметров и линейных плотностей можно рассчитать длину свободной части колонны. Для определения точки прихвата имеется, кроме того, несколько геофизических приборов, с помощью которых можно выявлять свободные и прихваченные части колонны по поглощению акустического сигнала даже в тех случаях, когда прихват произошел в нескольких точках колонны.

Порция нефти для ванны должна быть утяжелена до той же плотности, что и буровой раствор, если требуется, чтобы

эта ванна была неподвижной. На основании промышленного опыта Адамс рекомендует использовать избыточный объем жидкости для ванны и выждать минимум 12 ч, пока корка не уплотнится.

## СНИЖЕНИЕ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ

### Исследования процесса бурения в лабораторных условиях

Уже давно стало очевидным, что свойства бурового раствора оказывают значительное влияние на механическую скорость бурения. Переход с продувки забоя воздухом на промывку водой всегда приводит к заметному снижению скорости проходки, а переход с промывки водой на промывку глинистым раствором вызывает еще одно резкое снижение скорости. Более того, установлена зависимость снижения скорости проходки от глубины даже при внесении соответствующих поправок на более твердые породы, которые встречаются в разрезе по мере углубления скважины. Для того чтобы понять, почему буровые растворы имеют столь значительное влияние на скорость механического бурения, необходимо подробно ознакомиться с основными механизмами, проявляющимися в процессе бурения. Главные определяющие факторы выявлены рядом исследователей на лабораторных микродолотных и полномасштабных буровых стендах. На этих стендах образцы горной породы, заключенные в камеру, подвергались действию нагрузок, которые имитировали вертикальные и горизонтальные составляющие горного давления. В ряде случаев в блоке породы воспроизводилось и поровое давление, но чаще всего оно отсутствовало. Последнее вполне допустимо, так как эффективное напряжение определяется разностью между создаваемым на забое скважины давлением и поровым давлением (см. главу 8). В этих исследованиях было бесспорно установлено, что решающим фактором, определяющим скорость проходки, является давление, развиваемое столбом бурового раствора, а не нагрузки, которым подвергаются горные породы. Давление столба бурового раствора влияет на скорость проходки за счет удержания шлама (образуемого долотом) на забое скважины.

### Давление, удерживающее шлам на забое в статических условиях

Разность между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением ( $p_m - p_f$ ) заставляет буровой раствор фильтроваться в горную породу под долотом, но скорость этой фильтрации никак не связана ни с фильтрационными потерями, определяемыми по методике АНИ, ни со скоростью фильтрации на стенках ствола скважины (см. раздел о фильтрации под долотом в главе 6). Под долотом фильтра-

ционная корка непрерывно удаляется его зубьями. Если трехшарошечное долото вращается с частотой  $100 \text{ мин}^{-1}$ , зуб долота ударяет в одно и то же место примерно через каждые 0,2 с. За временные промежутки такой продолжительности, фильтрация не выходит за рамки мгновенной фильтрации бурового раствора, и объем жидкости, проникающей в породу, зависит в основном от содержания частиц, необходимых для образования сводовых перемычек, и от соотношения размеров этих частиц и пор в разбуриваемой породе (см. также раздел, касающийся процесса закупоривания пластовых пород, в главе 6), а не от коллоидной характеристики бурового раствора.

Частицы, образующие сводовую перемычку, создают внутреннюю фильтрационную корку непосредственно у поверхности породы на забое, а мелкие частицы проникают несколько глубже в породу. Этот процесс повторяется снова и снова по мере удаления с забоя слоев горной породы. Градиенты давления в породе ниже долота были измерены Юнгом и Греем на микродолотном буровом стенде, на котором движение проникающей в породу жидкости происходило только в вертикальном направлении. Наблюдалось изменение порового давления по мере того, как поверхность забоя приближалась к пробке, через которую удаляли жидкость. Проницаемость горной породы рассчитывалась по закону Дарси. На рис. 9.7 видно, что градиент давления очень высокий на расстоянии примерно 1 мм ниже поверхности забоя, где располагается внутренняя глинистая корка, а затем снижается почти до нуля в зоне проникновения фильтрата. Поскольку зуб долота внедряется в зону проникновения фильтрата довольно глубоко, на кусочек шлама действует практически весь перепад давления ( $p_m - p_f$ ) (рис. 9.8).

Гарнье и ван Линген показали, что давление, удерживающее шлам на забое (ДУШЗ) в статических условиях, ограничивает скорость проходки в результате проявления двух механизмов (рис. 9.9). Прежде всего оно действует как уплотняющее давление и поэтому упрочняет горную породу. Значимость этого вида воздействия изменяется в зависимости от типа породы. Наиболее заметно оно проявляется в несцементированных песках. Хотя рыхлый песок при атмосферном давлении разбуривается без какого-либо заметного сопротивления, при давлении 35 МПа он ведет себя как твердая порода (рис. 9.10).

Вторым механизмом, ограничивающим скорость проходки, является действие на частицу шлама дифференциального давления, препятствующего ее перемещению. Этот эффект зависит от типа долота. Он наиболее существен при использовании лопастных долот, которые разрушают породу за счет скоблящего действия, и усиливается с увеличением угла резания. Для шарошечных долот, которые разрушают горную породу преиму-

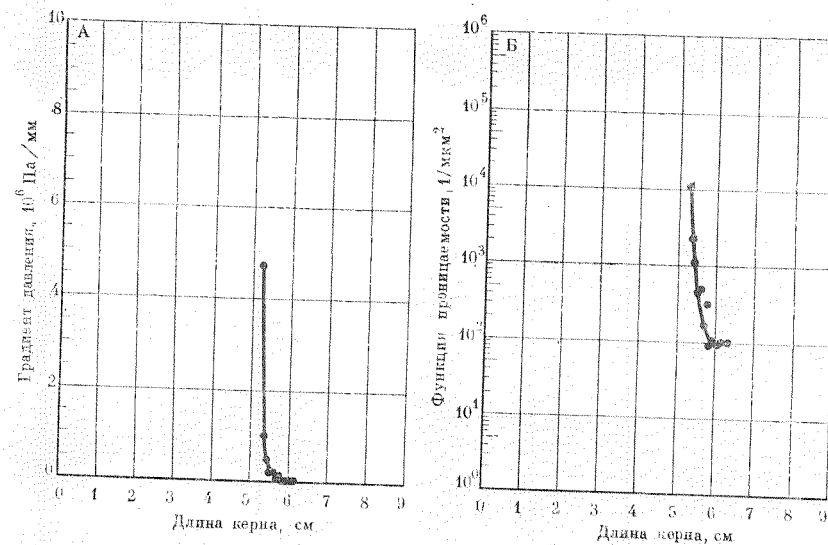


Рис. 9.7. Зависимость градиента давления (А) и функции проницаемости (Б) от длины керна для бурового раствора с высокой водоотдачей (вертикальный керн из песчанника берега, образец № 2,  $p_b = 6,9 \text{ МПа}$ )

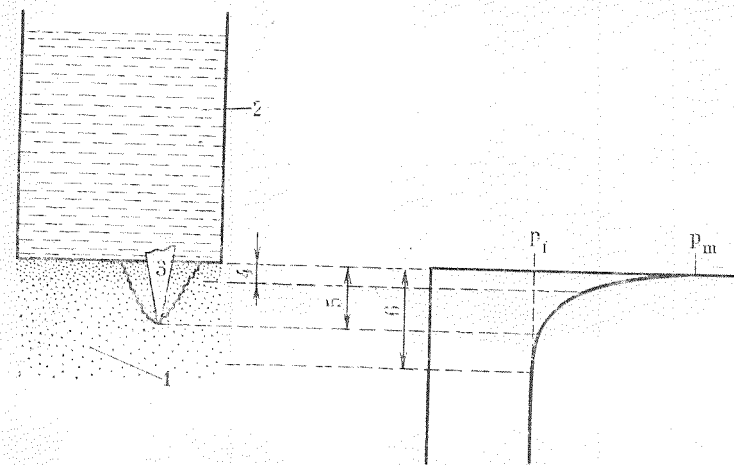


Рис. 9.8. Распределение давления ниже долота:

1 — пластовое давление  $p_f$ ; 2 — давление бурового раствора  $p_m$ ; 3 — зуб долота; 4 — зона образования внутренней глинистой корки; 5 — давление, удерживающее шлам на забое; 6 — общая зона проникновения фильтрата

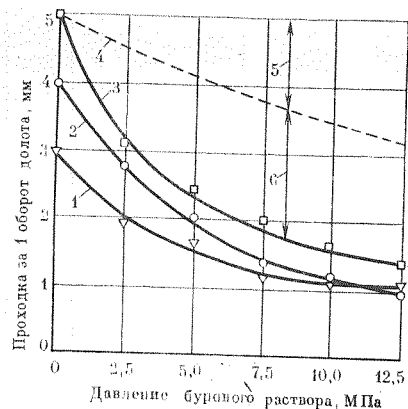


Рис. 9.9. Зависимости скорости проходки от давления бурового раствора при поровом давлении, равном атмосферному, и частоте вращения 32 мин<sup>-1</sup>: 1 — известняк белден, нагрузка на долото 3,2 кН; 2 — песчаник оберкирхенер, нагрузка на долото 1,4 кН; 3 — известняк ворнон, нагрузка на долото 2,3 кН; 4 — расчетная; 5 — эффект прочности; 6 — эффект удержания шлама на забое

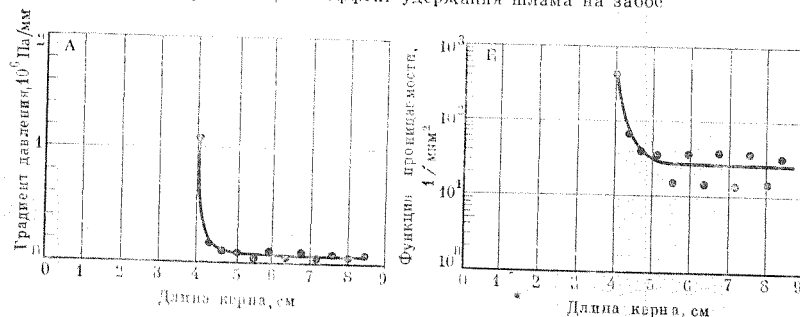


Рис. 9.11. Зависимости градиента давления (А) и функции проницаемости (Б) от длины керна для воды (вертикальный керн из песчаника береа, образец № 3,  $p_v = 6,9$  МПа)

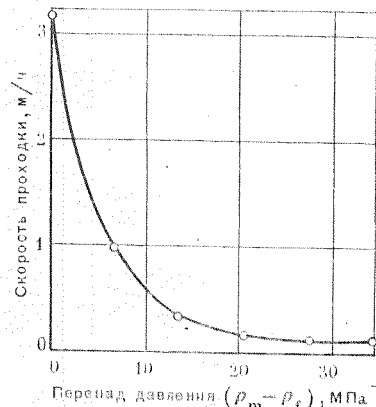


Рис. 9.12. Влияние перепада давления на скорость проходки в известняке пиднапа при нагрузке на долото 4,5 кН и частоте вращения 50 мин<sup>-1</sup> (горное давление  $\sigma_0 = 42$  МПа)

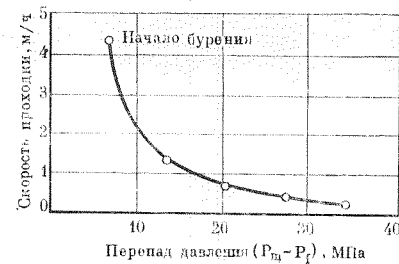


Рис. 9.10. Влияние перепада давления на скорость проходки в рыхлом песке при нагрузке на долото 8,9 кН и частоте вращения 50 мин<sup>-1</sup> (испытываемый образец был спрессован при давлении 34,5 МПа на установке для испытания на растяжение)

ственно за счет дробящего действия, этот эффект минимален.

Лабораторные исследования показали, что ДУШЗ в статических условиях проявляется даже при бурении с промывкой водой, хотя в этом случае значимость этого воздействия заметно меньше (рис. 9.11). Это явление связано с образованием под действием долота мелких частичек, которые внедряются в поверхностные поры горной породы, образуя кажущуюся внутреннюю глинистую корку.

Каннингем и Иэник определяли механические скорости бурения при различных значениях  $p_m - p_f$ . Они установили, что результаты коррелируются с  $(p_m - p_f)$  (рис. 9.12), а также показали, что механическая скорость бурения в проницаемых породах зависит от  $(p_m - p_f)$ , а не от  $p_m$ .

Результаты описанных выше исследований свидетельствуют о том, что вследствие фильтрации через породу на забое скважины на частице шлама (сверху и снизу) создается перепад давления. В породах низкой проницаемости начальная скорость фильтрации низка, поэтому ДУШЗ в статических условиях развиться в достаточной мере не успевает. Влиянием этого давления можно пренебречь при бурении в породах проницаемостью 100 нм<sup>2</sup> и менее.

#### Давление, удерживающее шлам на забое в динамических условиях

Гарнье и ван Линген показали, что по мере уменьшения ДУШЗ в статических условиях при снижении проницаемости горной породы развивается другой вид уплотняющего давления, которое они назвали давлением, удерживающим шлам на забое в динамических условиях, или динамическим ДУШЗ. Развитию этого давления способствует следующее: зуб долота внедряется в горную породу и при ударе создает в ней трещины; чтобы частицы шлама были выброшены из раковины, на их место должна поступить жидкость. Вследствие низкой проницаемости породы жидкость может поступить в раковину только по трещинам, ширина которых сначала очень мала. Если жидкость заполняет раковину недостаточно быстро, под частицами шлама создается вакуум, в то время как сверху на них действует всем своим весом столб бурового раствора.

Значение динамического ДУШЗ зависит от частоты вращения долота, проницаемости горной породы и типа долота. Для конкретной породы и определенного долота динамическое ДУШЗ повышается, а механическая скорость бурения снижается по мере увеличения частоты вращения, пока ниже частичек шлама не образуется полный вакуум; при дальнейшем увеличении частоты вращения скорость проходки не изменяется. Таким образом, максимальное динамическое ДУШЗ равно 0,1 МПа плюс гидростатическое давление бурового раствора  $p_m$ . На рис. 9.13 показаны зависимости относительной скорости



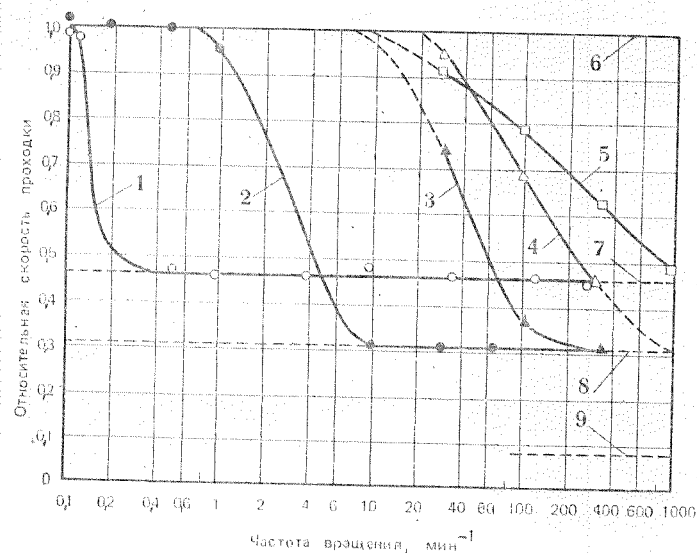


Рис. 9.13. Зависимость скорости проходки от частоты вращения при разбуривании известняка белджен различными долотами; давление, развиваемое буровым раствором, равно 10 МПа:

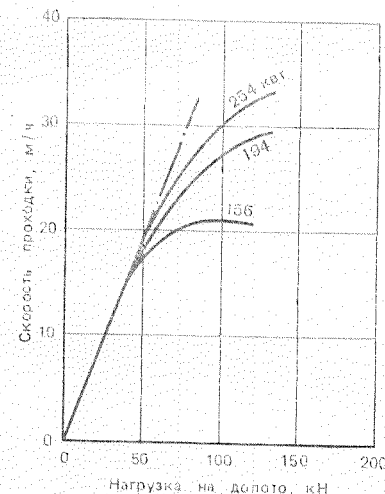
1 — 32-мм лопастное долото, нагрузка на долото 320 Н, расход 10 л/мин; 2 — 38-мм шарошечное долото, нагрузка на долото 910 Н, расход 200 л/мин; 3 — 105-мм гидромониторное шарошечное долото, 3-мм насадки; 4 — 105-мм гидромониторное шарошечное долото, приближенные к забою 5-мм насадки; 5 — 98-мм алмазное долото, нагрузка на долото 680 Н, расход 200 л/мин; 6 — полный вакуум под шламом, лопастное долото; 7 — полный вакуум под шламом, шарошечное долото; 8 — полный вакуум под шламом, алмазное долото; 9 — полный вакуум под шламом, алмазное долото.

проходки для различных долот от частоты вращения при бурении в известняке белджен проницаемостью 500 нм². Различия в показателях работы долот различных типов связаны со скоростью движения бурового раствора на забое ствола скважины (можно, например, видеть хорошие показатели работы гидромониторных долот). Отсюда следует, что фильтрационная характеристика бурового раствора влияет на динамическое ДУШЗ преимущественно потому, что от нее зависит скорость проникновения жидкости в трещины.

### Образование шламовой подушки на забое скважин

Если буровой шлам из-под долота не удаляется так же быстро, как образуется, он подвергается дополнительному перемалыванию; между долотом и действительным забоем скважины нарастает слой разрушенной породы. На основании промысловых данных Спирер показал, что зависимость механической скорости бурения от нагрузки на долото линейна лишь до определенного значения последней, а затем резко отклоняется вниз. Поскольку снижение скорости проходки было

Рис. 9.14. Зависимость скорости проходки от нагрузки на долото при различных значениях гидравлической мощности, подводимой к долоту (постоянный расход 33,2 л/с, постоянная частота вращения 110 мин⁻¹)



меньше при высоких значениях гидравлической мощности, подводимой к долоту (рис. 9.14), Спирер пришел к заключению, что это явление связано с недостаточным выносом шлама из-под долота. В лабораторных исследованиях при высоких нагрузках на долото к концу каждого эксперимента на забое скважины обнаруживали слой разрушенной породы, смешанный с твердой фазой бурового раствора.

Важность очистки забоя ствола скважины была доказана Маурером. Он сделал вывод, что в условиях совершенной очистки механическая скорость бурения определится следующим выражением:

$$R = CNW^2/(D^2S^2), \quad (9.3)$$

где  $R$  — механическая скорость бурения;  $C$  — константа буримости породы;  $N$  — частота вращения долота;  $W$  — нагрузка на долото;  $D$  — диаметр долота;  $S$  — прочность горной породы при разбуривании.

Лабораторными экспериментами с полноразмерными долотами и условиями очистки, близкими к идеальным (атмосферное давление, вода в качестве бурового агента и непроницаемый доломит биксмантаун), Маурер подтвердил справедливость этой формулы. Однако было выявлено нарушение прямой пропорциональной зависимости  $R$  от  $N$  при частотах вращения, превышающих 300 мин⁻¹ (по-видимому, из-за динамического ДУШЗ). При бурении с давлением бурового раствора, эквивалентным гидростатическому давлению столба высотой 910 м (при прочих аналогичных условиях), он получил кривые зависимости  $R$  от  $N$  и  $R$  от  $W$ , сильно отличающиеся от теоретических (рис. 9.15). Поскольку в промысловых условиях бурение ведется в основном при нагрузках на долото, соответствующих диапазону  $c-d$  (см. рис. 9.15, А), становится ясным, что

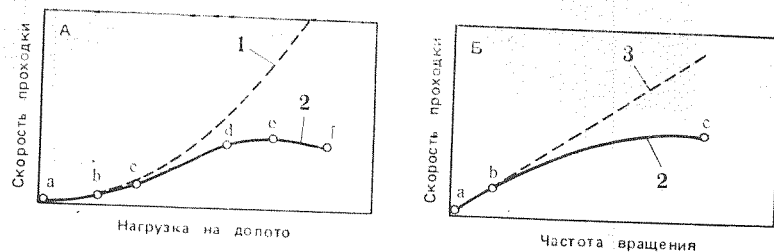


Рис. 9.15. Зависимости скорости проходки от нагрузки на долото (А) и частоты вращения (В):

1 — совершенная очистка  $R=f(W^2)$ ; 2 — фактическая очистка; 3 — совершенная очистка;  $R=f(N)$

неудовлетворительная очистка забоя скважины является важнейшим фактором, ограничивающим действительные скорости проходки.

### Образование сальника на долоте

Как и шламовая подушка, сальник на долоте образуется при высоких осевых нагрузках. В твердых породах зубья долота частично забиваются шламом. Насколько такое забивание снижает механическую скорость бурения, определить трудно, потому что это явление трудно отличить от образования шламовой подушки. Гарнье и ван Линген утверждали, что при контактировании частиц шлама с поверхностями долота эти частицы прилипают из-за разницы давлений в порах частиц шлама и в буровом растворе. Таким образом, механизм их удержания такой же, как и при прихвате бурильной колонны из-за перепада давления. В конце концов частицы шлама освобождаются, так как в результате фильтрации перепад давления исчезает.

Сильное сальникообразование на долоте проявляется при разбуривании мягких сланцев, особенно вязких глин и набухающих глинистых сланцев, которые адсорбируют воду из бурового раствора. В этом случае сальник из уплотненного сланца может увеличиваться в объеме и покрыть все долото, препятствуя дальнейшему процессу бурения. В этом случае бурильщик вынужден попытаться сбить сальник с долота или поднять неотреботанное долото. Для предупреждения образования сальника на долоте вязкие глины часто разбуривают при пониженных осевых нагрузках.

Сильное сальникообразование в мягких глинистых сланцах объясняется двумя факторами: 1) перепадом давления, который согласно Гарнье и ван Лингену увеличивается за счет гидратационных сил, действующих в уплотненных глинистых сланцах, и 2) адгезионными силами, которые становятся очень высокими из-за пластической деформации сланцев с образова-

нием плотного контакта с поверхностями долота. Как уже отмечалось в разделе о свободной поверхностной энергии главы 7, силы притяжения, действующие на очень малых расстояниях, начинают проявляться, как твердые вещества входят в плотный контакт. Кроме того, мягкие глины (или глинистые сланцы, которые размягчаются при контактировании с буровыми растворами на водной основе) характеризуются небольшими силами внутреннего сцепления, а прилипание зависит от разности адгезионных и когезионных сил.

Механизм адгезии при образовании сальника на долоте заключается в создании водородных связей между молекулярными слоями воды, адсорбированной на поверхностях глинистого сланца, и слоем воды, примыкающим к стальной поверхности. Чессер и Перрикоун для предупреждения сальникообразования на долоте рекомендуют применять хелат алюминийлигносульфоната\*. Этот комплекс адсорбируется на поверхности глинистого сланца с образованием связей между алюминием и атомами кислорода в силикатном слое сланца, в результате происходит разрыв водородных связей. Поскольку алюминий входит в состав циклического соединения с замкнутой цепью, необходимая концентрация ионов алюминия в водной фазе очень низкая, благодаря чему коагуляция в буровом растворе отсутствует.

### Влияние свойств бурового раствора на скорость проходки

Плотность является свойством бурового раствора, оказывающим наибольшее влияние на скорость проходки. При любом заданном пластовом давлении чем выше плотность бурового раствора, тем больше перепад давления и, следовательно, давление, удерживающее шлам на забое в статических условиях; это повышает также вероятность образования шламовой подушки на забое и сальника на долоте. На рис. 9.16 иллюстрируется влияние перепада давления на скорость проходки по данным, полученным в лабораторных условиях различными исследователями. На рис. 9.17 приведены результаты промысловых исследований Видрайна и Бенита. На обоих рисунках можно заметить снижение скорости проходки более чем на 70 % при повышении перепада давления от 0 до 7 МПа. Необходимо отметить также, что снижение плотности бурового раствора ведет к уменьшению динамического ДУШЗ, что позволяет создавать повышенные частоты вращения и благодаря снижению потерь давления в бурильной колонне повышать гидравлическую мощность, подводимую к долоту.

Из вышесказанного следует, что всегда нужно поддерживать плотность бурового раствора как можно меньшей; во всех

\* Хелат представляет собой гетероциклическое ядро органических молекул, имеющее координационные связи с ионом металла.

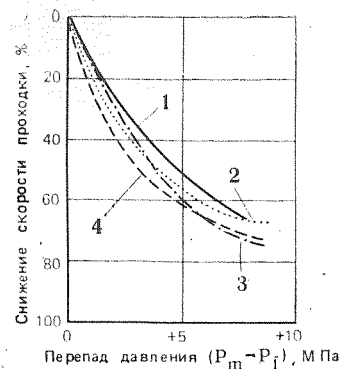


Рис. 9.16. Результаты лабораторных исследований влияния перепада давления на скорость проходки:  
1 — Гарье, песчаник оберкирхенер; 2 — Каннингем, песчаник береа; 3 — Каннингем, известняк индиана; 4 — Маурер, песчаник береа

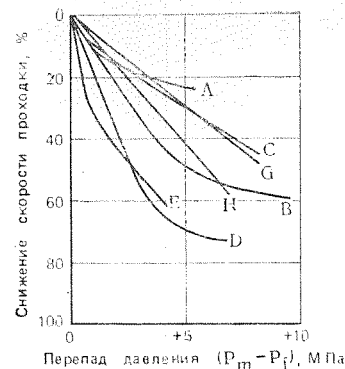
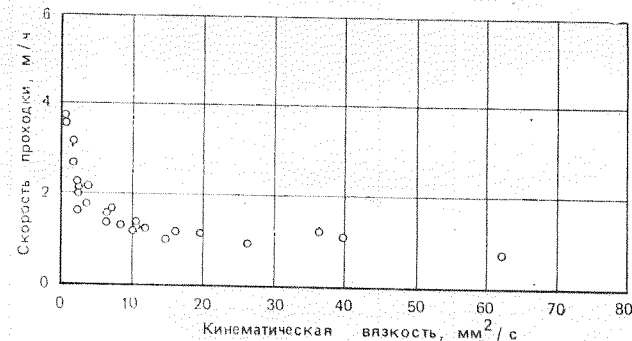


Рис. 9.17. Результаты промысловых исследований влияния перепада давления на скорость проходки в различных скважинах

случаях, когда это допустимо, необходимо применять воздух, газ, пену и создавать отрицательный перепад давления на забое при промывке буровым раствором; в пластах с нормальным давлением целесообразно поддерживать перепад давления не выше уровня, требуемого для образования фильтрационной корки на нецементированных песках (от 0,7 до 1,4 МПа). Следует обратить внимание на то, что при постоянной плотности бурового раствора и постоянном градиенте пластового давления развиваемый перепад давления возрастает с глубиной. Например, буровой раствор плотностью 1,2 г/см<sup>3</sup> на глубине 300 м создает перепад давления 0,48 МПа, а на глубине 3000 м 4,8 МПа, если градиент пластового давления остается неизменным и равным 10,2 кПа/м. При бурении в пластах с аномально высокими давлениями необходимо прежде всего обеспечить сохранение контроля над условиями в скважине. Однако без явной необходимости не следует повышать плотность бурового раствора (например, при появлении в скважине газа за счет свабирующего эффекта при подъеме буровой колонны). Вместо этого рекомендуется снизить либо предельное статическое напряжение сдвига бурового раствора, либо скорость подъема колонны. Перепад давления можно поддерживать на низком уровне, если непрерывно следить за присутствием газа в буровом растворе, выходящем из скважины, или если буровая колонна снабжена телеметрической системой контроля процесса бурения.

Еще одним свойством бурового раствора, значительно влияющим на скорость проходки, является вязкость. Низкая вязкость способствует высоким скоростям главным образом бла-

Рис. 9.18. Зависимость скорости проходки от кинематической вязкости (условия эксперимента:  $W = 4,5$  кН,  $N = 75$  мин<sup>-1</sup>,  $\Delta p = 3,5$  МПа,  $Q = 0,22$  л/с,  $d = 3,2$  мм)



годаря хорошей очистке забоя от шлама под долотом. Обеспечивает такую очистку эффективная вязкость при скорости сдвига, превалирующей под долотом, а не пластическая или условная вязкость. Определение вязкости при высоких скоростях сдвига рассматривалось в разделе главы 5, посвященном обобщенному степенному закону. Как видно на рис. 9.18, Экель получил довольно четкую зависимость скорости проходки от кинематической вязкости (динамическая вязкость, деленная плотность). Следует обратить внимание на то, что заметные увеличения скорости проходки наблюдались лишь при вязкостях ниже 10 мм<sup>2</sup>/с. Эти исследования проводились на микродолотном буровом стенде с самыми различными жидкостями: водой, растворами солей, глицерином, маслами, буровыми растворами на водной и углеводородной основе. Вязкость измерялась при скоростях сдвига, преобладающих в насадках долота.

Малые вязкости имеют особенно большое значение при высоких частотах вращения из-за меньшего давления, удерживающего шлам на забое в динамических условиях. В момент удара зуба долота трещины сначала очень малы и вязкость фильтра, по-видимому, играет определенную роль, но по мере удаления образовавшегося шлама из-под долота все более важной становится вязкость бурового раствора.

В связи с тем что вязкость обычных растворов на углеводородной основе выше, чем растворов на водной основе, при использовании первых скорости проходки сравнительно невелики. В одной из работ, опубликованных в конце 70-х годов, Симпсон описал специальный инвертноэмульсионный раствор низкой вязкости, который обеспечивает такие же (или более высокие) скорости проходки, как и растворы на водной основе в соседних скважинах.

Объемная доля твердой фазы — свойство бурового раствора, от которого зависит скорость проходки. Высокая объемная доля твердой фазы вызывает снижение скорости проходки, так как при этом повышаются плотность и вязкость бурового раствора, но при низком содержании инертной твердой фазы

влияние на эти параметры очень небольшое. Следует отметить, что по мере приближения к нулю содержания инертной твердой фазы механическая скорость бурения резко возрастает. Причиной этого является снижение ДУШЗ. Фактическая объемная доля твердой фазы, которую удается поддерживать, зависит от условий в скважине и типа применяемого бурового раствора. При бурении в песчаниках и карбонатах низкой проницаемости, в которых хорошо сохраняется номинальный диаметр ствола, можно использовать чистую воду. Вода должна быть действительно чистой, так как промысловый опыт показывает, что даже очень малые примеси твердых частиц могут резко снизить скорость проходки. По этой причине в выкидную линию вводят небольшие количества флокулянта, например, сополимера полиакриламида, гидролизованного на 10 %. Если на буровой имеются подходящие отстойники, на прием насоса может подаваться чистая вода. Отстойники — это большие земляные резервуары, так как хлопья занимают значительный объем, а их плотность лишь немного больше плотности воды. По этой причине скорость их осаждения мала. Эффективность осаждения значительно повышается, если в резервуаре имеются отражательные перегородки для равномерного распределения потока по всей его поверхности, а на выходе из резервуара предусмотрен водослив, обеспечивающий пропуск только чистой воды с поверхности. В связи с медленным осаждением эффективность отстойника очень быстро падает, если объемная доля твердой фазы в растворе превышает 1 %.

Другой вид раствора с исключительно низким содержанием твердой фазы (известный под названием «молочная эмульсия»), который используют для бурения в твердых породах, состоит из пресной или минерализованной воды, в которой эмульгировано 5 % дизельного топлива с ПАВ, повышающим смачивание нефтью. Считают, что эмульгированная углеводородная фаза в какой-то мере регулирует фильтрацию и защищает буровой шлам от дальнейшего диспергирования за счет смачивания углеводородной фазой. На рис. 9.19 и в табл. 9.2 можно видеть увеличение общей скорости бурения и снижение износа

Таблица 9.2  
ПОКАЗАТЕЛИ РАЗБУРИВАНИЯ ТВЕРДЫХ ПОРОД В ПЕРМСКОМ  
БАСЕЙНЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ БУРОВЫХ СИСТЕМ

Обозначение системы	Тип системы	Общее время бурения, ч	Расход долот, шт.
A	Газ (или воздух)	250	12
B	Эмульсия нефти в воде	520	39
C	Вода	650	58
D	Глинистый раствор	940	82

Рис. 9.19. Влияние типа используемой системы (см. табл. 9.2) на показатели бурения в Пермском бассейне (твердые породы, глубины 1500—3000 м)

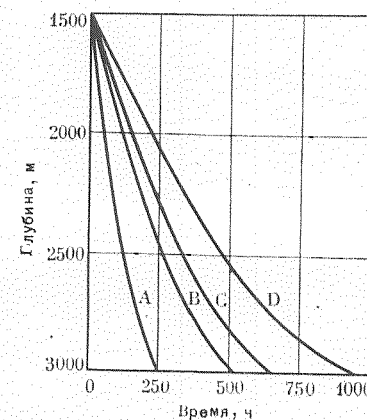
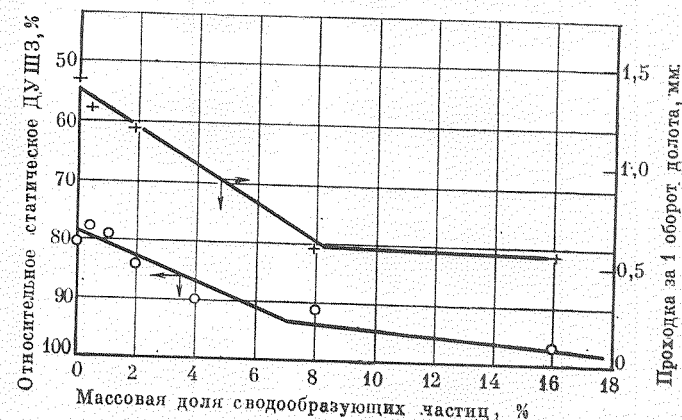


Рис. 9.20. Влияние содержания твердых частиц, образующих сводовые перемычки, на скорость проходки и статический ДУШЗ, измеренный через 0,5 с. (Условия исследования: песчаник береа; сводообразующие твердые частицы — 67 % фракции 2—10 мкм — добавляются в 2 %-ную суспензию крахмала; 32-мм микродолото; нагрузка на долото 8,9 кН; частота вращения 60 мин<sup>-1</sup>; расход 0,5 л/с)



долот при использовании этого вида раствора в Западном Техасе.

В большинстве скважин необходимо регулировать фильтрацию, поэтому буровой раствор должен включать коллоидную фазу, что затрудняет поддержание низкой объемной доли твердых частиц. Некоторое снижение механической скорости бурения неизбежно, но можно получить достаточно высокие скорости, если удастся обеспечить массовую долю твердых частиц, образующих сводовые перемычки, менее 4 %. Если содержание таких частиц можно сохранять на достаточно низком уровне, буровой раствор, который может мгновенно проникать в породу между последовательными ударами зуба, окажется неспособным образовывать внутреннюю фильтрационную корку, и потому статическое ДУШЗ будет минимальным. Однако для закупоривания пор на стенке скважины время не ограничивается, поэтому ствол будет защищен нормальной фильтрационной коркой. На рис. 9.20 показано повышение статического ДУШЗ



(выраженное в процентах от приложенного давления) при увеличении массовой доли твердых частиц, образующих сводовые перемычки, в 2 %-ной суспензии крахмала при сохранении всех прочих факторов неизменными. Следует обратить внимание на то, что статическое ДУШЗ быстро растет с увеличением массовой доли этих частиц до 4 %, а в дальнейшем рост значительно замедляется. Из рис. 9.20 следует также, что скорость проходки, измеренная на микродолотном буровом стенде при использовании тех же суспензий крахмала, хорошо коррелируется со статическим ДУШЗ. Для предупреждения чрезмерной мгновенной фильтрации бурового раствора необходимо, чтобы массовая доля свободнообразующей твердой фазы была не менее 0,5 %. Таким образом, можно сделать вывод, что при использовании материалов для регулирования фильтрации для получения высоких скоростей бурения необходимо поддерживать массовую долю частиц, образующих сводовые перемычки в диапазоне 0,5—4 %. По определению в главе 6, такие частицы имеют размер от 2 до 74 мкм.

Совершенно ясно, что указанное содержание твердой фазы можно поддерживать только при бурении в определенных породах и использовании специальных буровых растворов. Установлено, что наиболее подходящими для этой цели являются недиспергирующие полимерные буровые растворы. Обволакивая частицы шлама, полимеры препятствуют их диспергированию в буровом растворе. Они обладают еще одним преимуществом — снижают трение при турбулентном течении (рис. 9.21) и, следовательно, уменьшают потери давления на трение в буровой колонне, т. е. гидравлическая мощность, подводимая к долоту, повышается.

Для поддержания очень низкого содержания твердой фазы, что необходимо с целью обеспечения высоких скоростей проходки, рекомендуется следующее:

1) для эффективного удаления из раствора на поверхности твердой фазы суспензия должна иметь вязкость, близкую к вяз-

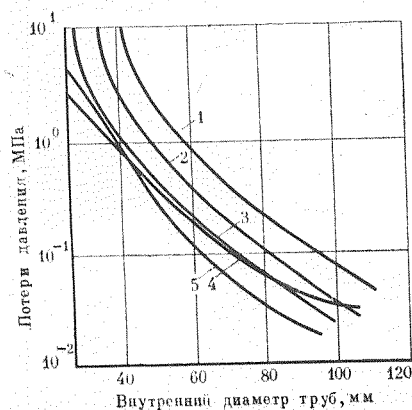


Рис. 9.21. Влияние добавок полимеров на потери давления на трение при турбулентном течении жидкости в колонне длиной 3000 м с расходом 15,8 л/с:

1 — глинистый раствор, содержащий 59,9 кг/м<sup>3</sup> бентонита; 2 — вода; 3 — раствор, содержащий 1,7 кг/м<sup>3</sup> гидролизованного полиакриламида; 4 — раствор, содержащий 5,7 кг/м<sup>3</sup> стабилизированной гидроксиэтилцеллюлозы (ГЭЦ); 5 — раствор, содержащий 2,8 кг/м<sup>3</sup> стабилизированной ГЭЦ

кости воды, и нулевое предельное динамическое напряжение сдвига. Такие характеристики могут обеспечить только полимеры, благодаря которым раствор обладает неструктурной вязкостью;

2) с целью улучшения отделения твердой фазы ввод в раствор флокулянтов — растворимых солей или совместимых с раствором органических флокулянтов, например, сополимера полиакриламида;

3) обеспечение буровой подходящими средствами отделения твердой фазы: пескоотделителями, илоотделителями и земляными резервуарами с отражательными перегородками;

4) применение невязких добавок, например, кальцийлигно-сульфоната для регулирования фильтрации;

5) плотность следует повышать с помощью растворимых солей; барит добавлять нельзя, поскольку по размерам он соответствует свободнообразующим твердым частицам;

6) если ожидается, что ствол скважины вскрыет обваливающиеся глинистые сланцы, главное внимание при выборе полимера должно уделяться его способности поддерживать устойчивость ствола. При увеличении диаметра ствола для выноса шлама из скважины в буровой раствор приходится добавлять загустители, поэтому сохранение требуемого уровня содержания твердой фазы становится невозможным.

Кроме увеличенного диаметра ствола, имеются и другие очевидные ограничения использования полимерных растворов для повышения скорости проходки. Максимальная плотность должна составлять 1,2 г/см<sup>3</sup>, так как в растворах поливалентных солей полимеры нестабильны. Единственное исключение составляет гидроксипропилцеллюлоза, которую можно использовать с хлоридом кальция для получения плотности 1,39 г/см<sup>3</sup>. Более высокие плотности могут быть получены с помощью бромида кальция, но применение последнего экономически не оправдано, если единственной целью является повышение скорости проходки. Еще одно ограничение налагает высокая температура, поскольку полимеры разлагаются в диапазоне температур 150—200 °С. Кроме того, невозможно поддерживать требуемое низкое содержание твердой фазы при бурении в мягких несцементированных глинистых сланцах. Однако в таких породах полимерные растворы используются для сохранения устойчивости ствола, а не для повышения скорости проходки.

При использовании полимерных растворов с низким содержанием твердой фазы может быть достигнуто значительное повышение скорости проходки. Например, при разбуривании хрупких сланцев в районе Канадского предгорья с применением чистой воды, обработанной полиакриламидом и KCl, Кларку удалось добиться скорости проходки, которая была в 1,5—2 раза выше, чем в соседних скважинах.

При бурении с использованием обычных буровых растворов с высоким содержанием твердой фазы свойства бурового рас-



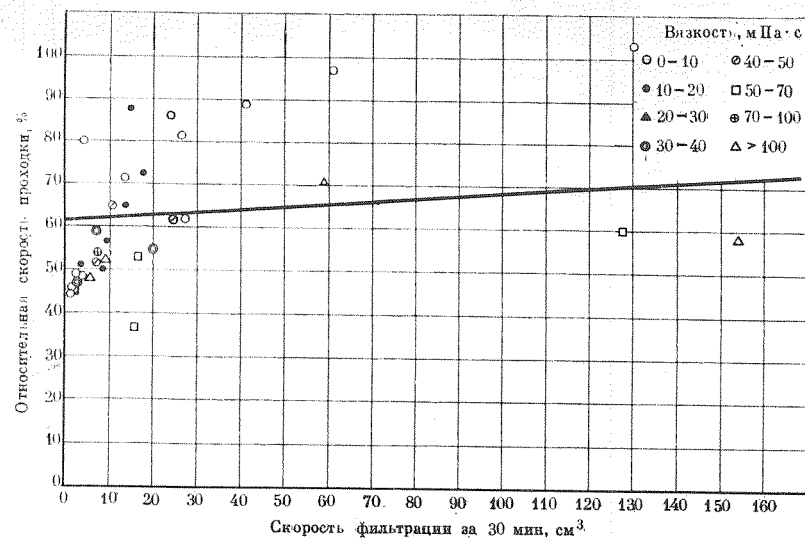


Рис. 9.22. Результаты лабораторных исследований, отражающие влияние скорости фильтрации на скорость проходки при различных значениях вязкости буровых растворов

тура оказывают значительно меньшее влияние на скорости проходки. Как следует из рис. 9.18 и 9.20, изменения вязкости и содержания твердой фазы оказывают сравнительно небольшое влияние на скорость проходки. Отсутствует хорошая корреляционная связь скорости проходки с фильтрационными свойствами (рис. 9.22), хотя проявляется общая тенденция, так как скорости проходки и фильтрации снижаются с увеличением содержания коллоидной фракции. Единственным свойством таких буровых растворов, оказывающих значительное влияние на скорость проходки, является плотность.

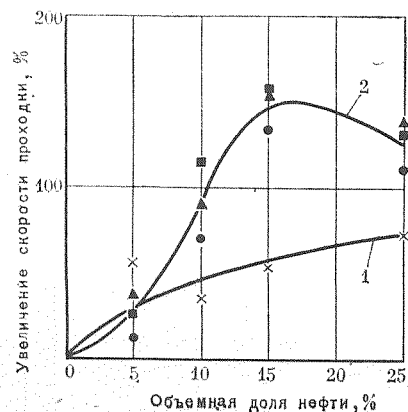


Рис. 9.23. Зависимость увеличения скорости проходки от объемной доли нефти в буровом растворе:  
1 — глинистый сланец виксбург; 2 — миоценовый глинистый сланец, шт. Луизиана

При разбуривании глинистых сланцев скорость проходки может быть повышена посредством использования буровых растворов или добавок к ним, предотвращающих образование сальников на долоте. Для этой цели пригодны известковые или кальцийлигносульфонатные растворы, так как они предупреждают размягчение глинистых сланцев.

Каннингем и Гоунз, проводившие исследования на микро-долотном стенде, установили, что ввод в раствор нефти повышает скорости проходки при разбуривании сланцев виксбург и миоценовых глинистых сланцев (рис. 9.23) глинистым образом из-за ослабления сальникообразования на долоте. В данном разделе уже отмечалась возможность применения для предотвращения сальникообразования на долоте хелата аммонийлигно-сульфоната.

## ПОГЛОЩЕНИЯ

Циркулирующий в скважине буровой раствор может уходить в трещины, образующиеся вследствие чрезмерных давлений бурового раствора, в ранее существовавшие открытые трещины или в большие полости, обладающие структурной прочностью (такие как крупные каверны или каналы, образовавшиеся в результате выщелачивания). Ниже рассматриваются условия, способствующие возникновению всех этих причин поглощения.

## Трещины, образующиеся при бурении

Механизм образования трещин при бурении скважины аналогичен гидравлическому разрыву во время ее заканчивания; единственное различие между ними заключается в том, что второй совершается преднамеренно и желателен, а первый — непреднамеренно и в высшей степени нежелателен. Трещина возникает во всех случаях, когда разность между давлением бурового раствора и пластовым давлением ( $p_m - p_f$ ) превышает прочность пласта на растяжение плюс напряжение сжатия в окружающей скважину массиве горных пород. Поскольку прочность пород на растяжение обычно мала по сравнению с напряжениями сжатия, ее обычно (хотя и не всегда обоснованно) исключают из расчетов. Образующаяся трещина распространяется перпендикулярно к направлению действия наименьшего главного напряжения. За исключением районов с активным горообразованием наименьшее главное напряжение горизонтально, поэтому образующаяся при бурении трещина вертикальна. Как уже говорилось в разделе главы 8, посвященном напряжениям вокруг ствола скважины, наименьшее главное напряжение  $\sigma_3$  равно вызываемому горным давлением эффективному напряжению ( $S - p_f$ ), умноженному на коэффициент  $k_1$ , численное значение которого зависит от тектониче-

ской истории данного геологического района. Поэтому трещина будет возникать, когда

$$p_w - p_f > k_1 (S - p_f), \quad (9.4)$$

где  $p_w$  — гидродинамическое давление бурового раствора в скважине.

Следует отличать давление, которое требуется для инициирования трещины, и давление, необходимое для ее распространения. Как отмечалось в главе 8, на стенке скважины возникает концентрация центробежных растягивающих напряжений. Они зависят от соотношения двух главных горизонтальных напряжений  $\sigma_2$  и  $\sigma_3$ , которые могут распределяться вокруг ствола скважины неравномерно. Для инициирования трещины  $(p_w - p_f)$  должно быть больше минимального значения центробежного растягивающего напряжения, а для того чтобы она распространилась за пределы зоны проявления этих напряжений,  $(p_w - p_f)$  должно превышать  $\sigma_3$ . Минимальное центробежное растягивающее напряжение может изменяться от нуля до  $2\sigma_3$ , поэтому давление начала образования трещины может быть выше или ниже давления ее распространения (рис. 9.24).

Плотность бурового раствора при бурении скважины должна поддерживаться достаточно высокой, чтобы не допустить притока пластовых флюидов в ствол, но не настолько, чтобы вызвать образование трещин. При разбуривании пластов с нормальным давлением, когда диапазон регулирования перепада давлений достаточно велик, никаких проблем не возникает. Однако в зонах аномально высокого давления разность между давлением разрыва породы и пластовым давлением становится весьма небольшой. В этом случае большое значение для построения правильного графика использования буровых растворов и проектирования конструкции скважины, сводящих к минимуму опасность осложнений, приобретает возможность надежного прогнозирования пластового давления и давления разрыва породы.

Пластовое давление можно определить по диаграммам электрического каротажа или по диаграммам акустического каротажа в соседних скважинах. Объемная плотность глинистых сланцев прямо связана с удельным сопротивлением и с временем распространения упругой волны. Таким образом, кривая удельного сопротивления глинистых сланцев или времени пробега позволяет выявить аномалии в объемной плотности (рис. 9.25), которая связана с пластовым давлением. Для каждого геологического района эта связь определяется эмпирически путем измерения давлений пластового флюида в линзах песчаника. На рис. 9.26 показана зависимость градиента давления флюида от времени распространения акустической волны в глинистых сланцах. После установления этой зависимости ее можно использовать для прогнозирования пластовых давлений в последующих скважинах.

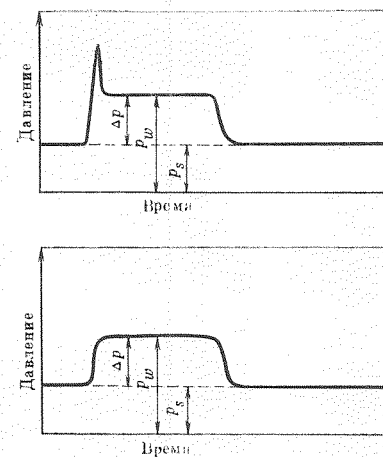


Рис. 9.24. Идеализированные диаграммы поведения давления при гидравлическом разрыве пласта для различных условий в скважине

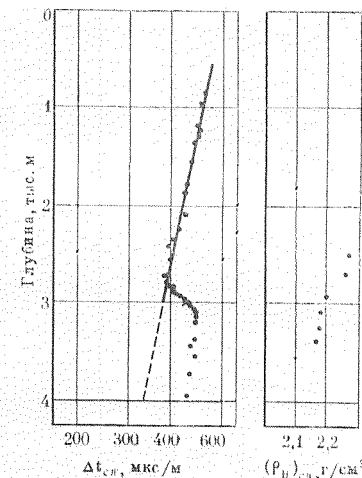


Рис. 9.25. Зависимость времени пробега упругой волны и объемной плотности глинистых сланцев от глубины залегания (на глубине примерно 2800 м показана верхняя граница зоны аномально высокого давления)

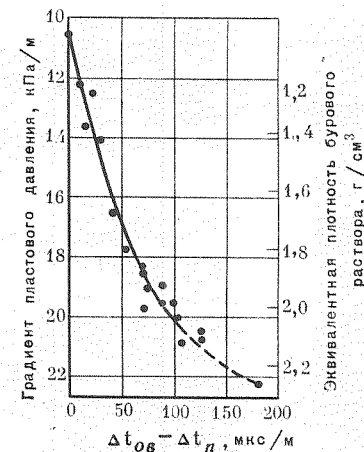


Рис. 9.26. Корреляционная зависимость между временем распространения акустической волны в глинистых сланцах и градиентом пластового давления

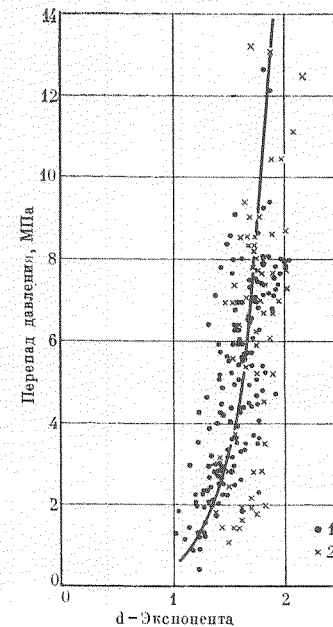


Рис. 9.27. Зависимость между  $d$ -экспонентой и перепадом давления на основании данных по обработке долот:

1 — данные для зон с нормальными давлениями; 2 — данные для зон с аномально высокими давлениями

Менее точный, но более удобный метод основан на построении зависимости скорости проходки от глубины. Скорость проходки связана с параметром  $(p_m - p_f)$ , как было показано в предыдущем разделе. Нормализованная скорость механического бурения выражается следующим уравнением:

$$R/N = a(W/D)^d, \quad (9.5)$$

где  $a$  и  $d$  — константы.

Зависимость экспоненты  $d$  от  $(p_m - p_f)$  для конкретного района устанавливается при помощи прямых измерений (рис. 9.27). Промысловый опыт и вносимые на его основе уточнения проанализированы Фонтено и Берри.

Давление гидроразрыва пород на любой глубине можно прогнозировать с помощью уравнения (9.4), в котором это давление подставляют вместо  $p_f$ , если известно значение  $k_1$  для данного региона. Методы эмпирического определения  $k_1$  описаны Итоном, а также Метьюзом и Келли. Хотя логические обоснования этими авторами различны, оба метода основаны главным образом на степени уплотнения глинистых сланцев, определяемой по данным электрического или акустического каротажа, и корреляционной зависимости степени уплотнения с наблю-

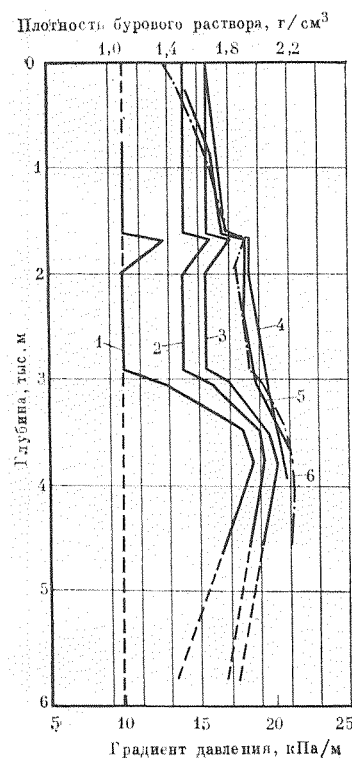


Рис. 9.28. Градиенты пластового давления и давления разрыва пород в районе северного побережья Мексиканского залива:

1 — градиент пластового давления; 2 — градиент давления разрыва пород при  $\sigma_3 = 1/3 (S - p_f)$  по Хабберту и Уиллису; 3 — градиент давления гидроразрыва при нагнетании при  $\sigma_3 = 1/2 (S - p_f)$  по Хабберту и Уиллису; 4 — градиент давления инициирования трещины по Метьюзу и Келли; 5 — градиент разрыва пород по Голдсмиту и Уилсону; 6 — градиент давления инициирования трещины по Итону

Таблица 9.3

СРЕДНЯЯ ПРОЧНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Горная порода	Предел прочности при сжатии, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сдвиге, МПа	Коэффициент Пуассона
Песчаник	89,6	3,1	9,0	0,27
Мрамор	62,1	2,1	9,3	0,27
Известняк	75,8	1,4	8,3	0,23
Гранит	137,9	4,5	13,8	0,21

Примечание. Приведенные значения прочности являются средними. Прочность одной и той же породы меняется в широком диапазоне, например предел прочности при сжатии для известняка может колебаться от 27,6 до 137,9 МПа.

даемыми градиентами разрыва пород. На рис. 9.28 показаны кривые для градиентов давления инициирования трещины  $p_{frac}$ , определенные этими двумя методами для северного побережья Мексиканского залива. Следует помнить, что эти кривые неприемлемы для других районов, так как значение  $k_1$  изменяется в зависимости от локальных напряжений в горных породах. На рис. 9.28 приведены также кривые для градиентов давления разрыва при различных значениях  $\sigma_3$  в соответствии с данными Хабберта и Уиллиса [33].

Как уже отмечалось, при разбуривании пород с аномально высоким давлением диапазон возможного изменения перепадов давления очень мал. Например, если градиент пластового давления равен 21,5 кПа/м, а  $k_1 = 0,5$ , градиент давления разрыва пласта

$$p_w/H = 0,5(22,6 - 21,5) + 21,5 = 22,05 \text{ кПа/м,}$$

где  $H$  — глубина.

Таким образом, для предотвращения выброса столб бурового раствора должен развивать градиент давления не менее 21,5 кПа/м, а для предотвращения поглощения бурового раствора градиент давления не должен превышать 22,06 кПа/м. На глубине 3050 м рабочий диапазон давлений составит всего 1,72 МПа. Некоторый дополнительный коэффициент безопасности может обеспечить прочность породы на растяжение (табл. 9.3), но если в породе имеются естественные трещины, прочность на растяжение будет равна нулю. Как бы то ни было, при бурении в пластах с аномально высокими пластовыми давлениями чрезвычайно важно свести к минимуму давление циркулирующего бурового раствора и переходные давления в кольцевом пространстве.

До сих пор рассматривали разрыв пласта в условиях, когда значительные объемы скважинного флюида не проникают в породу, как это происходит в присутствии глинистой корки. В отсутствие глинистой корки в результате притока жидкости из пласта в скважину концентрация напряжений на стенке ствола

уменьшается, поэтому снижается и давление разрыва породы. Однако лабораторные исследования показали, что влияние проникающей жидкости зависит от типа горной породы и уровня напряжений. Было установлено, что проникновение жидкости снижает давление разрыва пород низкой пористости (таких как глинистые сланцы) при уровне напряжений выше 7–14 МПа, а пород высокой проницаемости при уровне напряжений 35–70 МПа.

Трещина после возникновения продолжает распространяться, и поглощение бурового раствора продолжается до тех пор, пока давление у окончания трещины не станет ниже регионального давления разрыва пород за счет трения или фильтрационных потерь по длине трещины либо вследствие прекращения работы насосов.

### Естественные открытые трещины

Естественные открытые трещины в горной породе могут существовать только в том случае, если одно из главных напряжений растягивающее. Прежде считали, что условия абсолютного растяжения не могут существовать в поле сжатия, преобладающего под землей. Однако на основании комбинированной (Гриффита и Мора) диаграммы разрушения (рис. 9.29) Секор показал, что трещины растяжения могут образовываться до глубины, на которой  $\sigma_1 = 3K$  (где  $K$  — прочность на растяжение, МПа), и оставаться открытыми до глубины, на которой  $\sigma_1 = 8K$ .

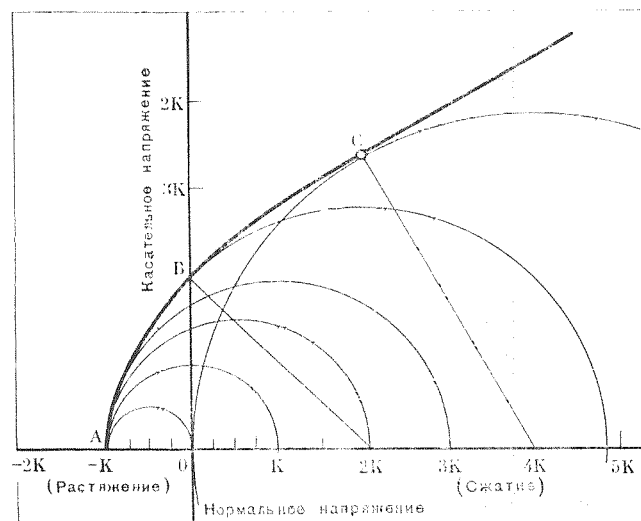


Рис. 9.29. Диаграмма сложного разрушения, на которой показано семейство окружностей напряжений Мора с общей точкой A

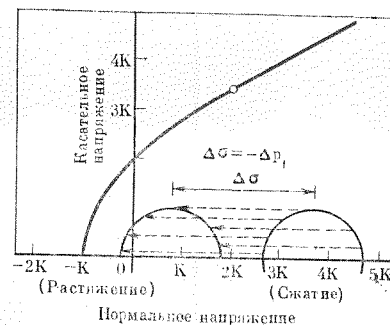


Рис. 9.30. Диаграмма разрушения, показывающая влияние положительного приращения давления жидкости на положение окружности напряжений. Мора при неизменных суммарных главных напряжениях

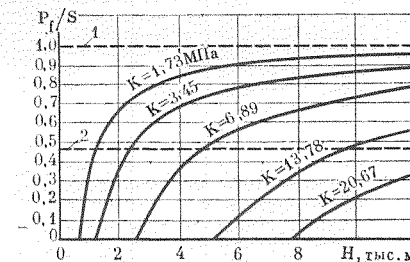


Рис. 9.31. График для случая вертикального  $\sigma_1$ , характеризующий максимальные глубины, на которых в породах различной прочности на растяжение могут образоваться открытые трещины (объемная плотность породы 2,3 г/см<sup>3</sup>):

1 — горное давление; 2 — гидростатическое давление

Эффективные напряжения снижаются с увеличением пластического давления. Следовательно, максимально допустимая глубина для открытых трещин в зонах аномально высоких давлений больше, чем в зонах нормальных давлений. На рис. 9.30 показано влияние положительного приращения  $p_f$ , а рис. 9.31 позволяет определить максимальные глубины, на которых могут встретиться открытые трещины.

При бурении скважины давление бурового раствора  $p_m$  обычно превышает  $p_f$ , поэтому если вскрывается пласт с открытой трещиной, обязательно происходит поглощение бурового раствора, пока  $p_m$  не становится меньше  $p_f$  в результате проявления тех же механизмов, которые ограничивают распространение искусственно создаваемых трещин.

### Полости, обладающие структурной прочностью

В отсутствие растягивающих напряжений пустоты в горной породе могут существовать только в том случае, если они обладают достаточной структурной прочностью, чтобы выдержать сжимающие усилия в земной коре. Примерами таких полостей являются:

1) каналы растворения, образованные водой, просачивающейся сквозь карбонатные породы в течение миллионов лет. Размер этих каналов может изменяться в широком диапазоне (от размера булавочной головки до размера больших каверн). Известняки часто содержат пустоты (небольшие полости), соединенные между собой каналами растворения. Структурная прочность таких пустот снижается с увеличением их размера,



поэтому крупные каверны обнаруживаются только на небольших глубинах;

2) свободное пространство в грубозернистых пластах, например в галечнике;

3) естественные трещины, которые под действием сил сжатия сомкнулись, но частично сохранили проницаемость из-за расклинивающего действия неровностей, роста кристаллов на их стенках или присутствия обломков породы. Такие трещины могут иметь ширину от нескольких микрометров до нескольких миллиметров. Некоторые обычно непроницаемые породы обладают заметной трещинной проницаемостью благодаря множеству микротрещин.

Буровой раствор может поглощаться любым отверстием, пока  $p_m > p_f$ , если только буровой раствор не содержит частиц, достаточно больших, чтобы закупорить это отверстие. Отверстия в поле сжатия отличаются от раскрытых трещин растяжения тем, что они не увеличиваются в размере, пока  $p_w$  не превысит  $p_{f\text{рас}}$ .

### Материалы для борьбы с поглощениями

Для ликвидации поглощений использовали самые разные материалы, которые можно подразделить на следующие категории.

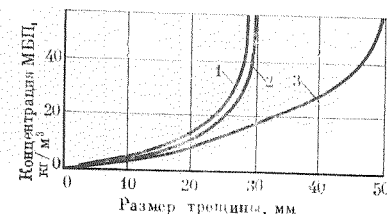
1. Волокнистые материалы, такие как измельченные стебли сахарного тростника, волокна хлопка, свиная щетина, измельченные автомобильные покрышки, древесные волокна, опилки, бумажная масса, обладающие сравнительно небольшой жесткостью и способные проникать под давлением в крупные отверстия. Если в пласт закачивается значительный объем бурового раствора, содержащего много волокнистого материала, последний может создать достаточное сопротивление трения и обеспечить изоляцию. Однако когда пустоты в пласте слишком малы для проникновения в них волокон, на стенке скважины образуется очень толстая фильтрационная корка, которая удаляется в процессе очистки ствола.

2. Чешуйчатые материалы, такие как кусочки целлофановой пленки, чешуйки слюды, пластмассовые пластинки и древесная щепа. Предполагается, что эти материалы плотно прижимаются к поверхности пласта и таким образом перекрывают пустоты. Если этот материал обладает достаточной прочностью, чтобы выдержать давление бурового раствора, образуется плотная фильтрационная корка. В противном случае такой материал задавливается в пустоты и его уплотняющее действие такое же, как и волокнистых материалов.

3. Зернистые материалы, такие как измельченная скорлупа орехов или раздробленные карбонаты, которые обладают достаточной прочностью и жесткостью. Эти материалы, застревая непосредственно в каналах, герметизируют их аналогично сводо-

Рис. 9.32. Зависимость наибольшего размера закупориваемой трещины от концентрации материала для борьбы с поглощениями (МБП):

1 — типичный волокнистый материал; 2 — типичный пластинчатый материал; 3 — типичный зернистый материал



образующей твердой фазе в породах нормальной пористости, как описывалось в главе 6, т. е. эти материалы должны содержать определенное число частиц, имеющих размер, примерно равный диаметру отверстий, а также набор частиц меньших размеров. Эксперименты, проведенные Говардом и Скоттом, показали, что чем выше концентрация таких частиц в буровом растворе, тем больше размер закупориваемых отверстий (рис. 9.32), и чем прочнее зернистый материал, например скорлупа орехов, тем большие (по сравнению с волокнистыми или чешуйчатыми материалами) отверстия он перекрывает. Однако зернистый материал малой прочности (например вспученный перлит) таким преимуществом не обладает (табл. 9.4).

4. Растворы, прочность которых растет со временем, например гидравлический цемент, смеси дизельного топлива и бентонитового раствора, а также буровые растворы с высокими фильтрационными потерями. Чистый цемент обычно используют только для исправительного цементирования у башмака обсадной колонны. При использовании тампонажного раствора в необсаженном стволе прочность цементного камня может снизиться из-за загрязнения буровым раствором. Кроме того, при разбуривании цементной пробки существует опасность ухода ствола в сторону.

Во время приготовления растворов бентонита в дизельном топливе (БДТ) в нем можно легко растворить большие количества ( $860 \text{ кг/м}^3$ ) бентонита. Когда раствор БДТ смешивают с водой или буровым раствором, происходит гидратация бентонита и образуется плотная пластичная масса, прочность которой на сдвиг зависит от соотношения объемов бурового раствора и БДТ. Посредством добавления к дизельному топливу вместе с бентонитом цемента можно получить раствор (БЦДТ), при схватывании которого получается твердая масса.

На стенде, на котором растворы прокачивали между упругими дисками, воспроизводящими искусственно созданную трещину, Мессенджер изучал влияние состава растворов БДТ и БЦДТ, а также влияние объема добавляемого к ним бурового раствора на интенсивность поглощения. Прочность растворов на сдвиг рассчитывали по усилию, создаваемому пружинами. Мессенджер рекомендовал соотношения бурового раствора и раствора БДТ от 1:1 до 2:1, так как растворы, которые никогда не затвердевают, образуют «дышащее уплот-



Таблица 9.4  
РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЗАКУПОРИВАЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ ГОВАРДОМ  
И СКОТТОМ

Закупоривающий материал	Вид материала	Размер частиц, мм	Концентрация, кг/м³	Наибольший размер закупориваемых трещин, мм
Скорлупа орехов	Зернистый	0,15—2,00 (50 %), 2,00—4,76 (50 %)	57	5,1
Пластмасса	»	2,00—4,76 (50 %)	57	5,1
Известняки	»	2,00—4,76 (50 %)	114	3,1
Сера	»	2,00—4,76 (50 %)	342	3,1
Скорлупа орехов	»	0,15—0,59 (50 %), 1,19—2,00 (50 %)	57	3,1
Вспученный перлит	»	0,15—2,00 (50 %), 2,00—4,76 (50 %)	171	2,7
Целлофан	Пластинчатый	19,05 (чешуйки)	23	2,7
Опилки	Волокнистый	6,35	28	2,7
Сено луговое	»	12,7	28	2,7
Кора	»	9,53	28	1,9
Шелуха семян хлопка	Зернистый	Мелкоизмельченная	28	1,6
Сено луговое	Волокнистый	9,53	34	1,3
Целлофан	Пластинчатый	12,7 (чешуйки)	23	1,3
Измельченная древесина	Волокнистый	6,35	23	0,9
Опилки	»	1,59	57	0,4

нение». Такое уплотнение при возникновении импульса давления во время последующих буровых работ деформируется, не теряя герметичности. Растворы, которые не развивают прочности на сдвиг, превышающей 35 кПа, можно готовить на поверхности и закачивать в скважину по буровой колонне. Они подходят для изоляции небольших трещин. Растворы, которые развивают прочность на сдвиг, достаточно высокую для перекрытия больших трещин, должны затворяться в стволе скважины непосредственно у зоны поглощения путем нагнетания раствора БДТ по буровой колонне, а бурового раствора по кольцевому пространству.

Для перекрытия трещин или каналов в проницаемых породах подходят растворы с высокими фильтрационными потерями. При быстрой фильтрации образуется фильтрационная корка, которая в конце концов полностью заполнит трещину или небольшую полость. Один из таких растворов состоит из аттапульгита, скорлупы орехов, хлопковых волокон и при необходимости барита. Фильтрационные потери для этой смеси на стандартном фильтр-прессе АНИ составляют примерно 30 см³, но могут быть увеличены посредством добавления извести. Другая смесь состоит из аттапульгита, диатомовой земли, зернистых и волокнистых материалов для борьбы с поглощениями

(МБП). После флокулирования в результате добавления хлорида натрия в концентрации 28 кг/м³ эта смесь имеет фильтрационные потери, составляющие несколько сотен кубических сантиметров.

### Восстановление циркуляции

Когда случается поглощение, необходимо прежде всего определить его причину и место, а также характеристики пород на установленной глубине. Значительный объем информации часто может дать анализ ситуации. Например, если поглощение происходит при возобновлении бурения в зоне с нормальным пластовым давлением без изменения плотности бурового раствора, наиболее вероятной его причиной является полость, которую только что вскрыло долото. Если поглощение возникает во время спуска в скважину колонны, вполне можно допустить, что переходный импульс давления вызвал образование трещины.

Если глубина, на которой происходит поглощение, не очевидна, для ее определения следует провести скважинные исследования. Получаемые данные крайне необходимы для правильного размещения МБП. Кроме того, полезную информацию о литологии пласта на глубине осложнения может предоставить местный геолог. Одним из методов исследования является закачивание охлажденного бурового раствора с последующим проведением термокаротажа. Резкое изменение в характере температурной кривой указывает место поглощения (рис. 9.33). В другом методе в скважину спускают датчик, с помощью которого контролируется перемещение бурового раствора по стволу скважины. Нисходящий поток бурового раствора на диафрагме создает перепад давления, под действием которого датчик передает сигнал на поверхность по кабелю, на котором подвешен прибор. В третьем методе в скважину закачивают буровой раствор, содержащий радиоактивный индикатор, после чего записывают диаграмму гамма-каротажа.

Полезную информацию можно также получить в ходе наблюдения за уровнем жидкости в скважине после остановки на-

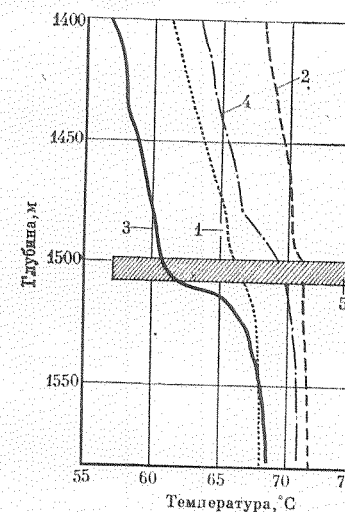


Рис. 9.33. Обнаружение зоны поглощения с помощью термокаротажа:  
1 — замер № 1; 2 — замер № 2; 3 — замер № 3; 4 — замер № 4; 5 — зона поглощения

сосов, особенно в том случае, если для данной площади известны пластовые давления и градиенты разрыва пород. Уровень жидкости можно определить с помощью эхолота или менее точно путем подсчета числа ходов насоса, необходимого для заполнения скважины.

Диагностика стоит денег и требует затрат времени, но обычно она себя оправдывает, так как позволяет немедленно применить наилучшее средство борьбы с поглощением и исключает дорогостоящий, а иногда и опасный метод проб и ошибок. Ниже описаны симптомы и рекомендуемые способы борьбы с различными видами поглощений.

### Поглощения структурными полостями

При уходе бурового раствора в каверны, пласты с высокой пористостью, расклиненные трещины и в другие пустоты уровень бурового раствора в кольцевом пространстве снижается до тех пор, пока гидростатическое давление не становится равным пластовому. Представление о размере пустот можно получить путем измерения скорости, с которой снижается уровень раствора. Эта скорость может быть очень высокой, когда поглощающими являются кавернозные известняки, или настолько низкой (при уходе раствора в небольшие отверстия), что при промывке часть раствора может возвращаться на поверхность. Интенсивность поглощения зависит также от глубины — обычно чем больше глубина, тем мельче должны быть отверстия.

Поглощающие крупные каверны встречаются на небольших глубинах, при их вскрытии обычно долото «проваливается» на несколько метров. Ликвидировать поглощения такими кавернами очень трудно; можно закачать в них большие объемы растворов МБП без заметного повышения давления на насосах. Иногда обращались к необычным средствам, например сбрасывали в скважину мешки с цементом (без растаривания). Но чаще проблема решалась уменьшением давления  $p_m$  столба бурового раствора ниже уровня пластового давления  $p_f$  и дальнейшим бурением с применением азрированного бурового раствора или пены до глубины установки башмака промежуточной обсадной колонны. Этот метод ненадежен, так как при чрезмерном снижении плотности раствора может возникнуть приток пластовых флюидов в ствол скважины, который можно прекратить только созданием противодействия. Иногда применяется еще один способ — бурение с применением воды без выхода ее на дневную поверхность, чтобы восходящий поток воды и шлама поступал в зону поглощения.

Поглощения породами с полостями меньших размеров, но слишком больших, чтобы их можно было закупорить зернистым материалом, можно ликвидировать закачиванием вязких растворов МБП или схватывающихся растворов, которые со временем развивают высокую прочность на сдвиг. Высокие дав-

ления нагнетания в этих случаях нежелательны, так как при этом повышается опасность образования трещин.

Поглощения кавернозными известняками, пластами гравия и расклиненными трещинами лучше всего ликвидировать путем использования буровых растворов с зернистыми МБП до полного разбухания таких пород. Требуемый размер и концентрацию материала для борьбы с поглощениями можно определить лишь экспериментальным путем. Исследования лучше всего начинать с малых концентраций (например, 15 кг/м<sup>3</sup>) мелкозернистых фракций и добавлять во все возрастающих концентрациях более крупные фракции, если в этом есть необходимость. При бурении в непродуктивных пластах измельченную скорлупу орехов следует предпочесть раздробленным карбонатам, так как она менее абразивна и примерно в 2,5 раза легче. Поэтому для обеспечения одинакового объема закупоривающих частиц такого материала по массе требуется в 2,5 раза меньше, а для удержания его во взвешенном состоянии нужен буровой раствор с низким предельным статическим напряжением сдвига. Однако при разбухании потенциально продуктивных пластов необходимо использовать карбонаты, так как благодаря растворимости в кислотах удается предотвратить их отрицательное воздействие на продуктивность пласта (см. главу 10).

### Поглощение при пониженных пластовых давлениях

Когда поглощение происходит в процессе бурения в условиях полного заполнения ствола скважины после остановки насосов, это означает, что осложнение вызвано незначительным повышением забойного давления из-за гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве. Иными словами,  $p_w$  превышает  $p_{frac}$ , а  $p_m$  нет. Когда насосы останавливают, трещина смыкается и твердая фаза бурового раствора перекрывает отверстие. Аналогично, когда  $p_m$  близко к  $p_{frac}$ , может произойти временное поглощение из-за импульсов давления при спуске колонны или вследствие возникновения пиковых забойных давлений при возобновлении промывки после спуско-подъемных операций.

Временные поглощения такого рода лучше всего устранять регулированием свойств бурового раствора и режима промывки, а не применением материалов для борьбы с поглощениями. Рекомендуются следующие мероприятия:

- поддержание наименьшей плотности бурового раствора, обеспечивающей безопасное ведение буровых работ;
- создание наименьшего расхода бурового раствора, при котором достигается нормальная очистка ствола скважины;
- регулирование реологических свойств с целью обеспечения максимальной очистки ствола при минимальном перепаде давления в кольцевом пространстве (см. главу 5);

- предотвращение образования сальников на долоте и утяжеленных буровых трубах;
- медленный спуск колонны и постепенное расширение ствола при включенных насосах (см. главу 5);
- многократное возобновление промывки во время спуска колонны в скважину и медленное восстановление циркуляции после окончания спуска с обязательным приподнятием колонны;
- уменьшение предельного статического напряжения сдвига.

Если поглощение бурового раствора происходит даже при оптимальных рабочих условиях, необходимо применить какой-либо материал для борьбы с поглощениями. Наиболее простым и эффективным методом ликвидации поглощения, по-видимому, является непрерывная циркуляция измельченной скорлупы орехов в процессе бурения. Говард и Скотт показали, что этот материал закупоривает образующиеся трещины и предупреждает их распространение. Альтернативным методом является продавливание в затрубное пространство мягких пластических масс раствора БДТ, которые при деформации под действием переходных давлений сохраняют герметичность. Однако для перекрытия новых трещин по мере их появления могут потребоваться дополнительные порции раствора БДТ.

### Поглощения, вызываемые гидростатическим давлением бурового раствора, превышающим давление разрыва породы

В этом случае  $p_m$  превышает  $p_{frac}$  и уровень жидкости в скважине после остановки насосов снижается, пока гидростатическое давление столба не станет равным  $p_{frac}$ . С такими поглощениями обычно сталкиваются тогда, когда для предотвращения выброса в нижней части скважины повышают плотность бурового раствора. При этом градиент давления бурового раствора может превысить градиент давления разрыва пород в каком-либо верхнем интервале ствола. Обычно трещина образуется непосредственно под башмаком обсадной колонны, где разность между  $p_m$  и  $p_{frac}$  наибольшая (рис. 9.34). В отсутствие возможности спустить дополнительную обсадную колонну единственный способ устранения поглощения заключается в закачивании в трещину МБП до тех пор, пока давление нагнетания не превысит максимальное переходное давление, которое ожидается при возобновлении буровых работ. Сообщалось, что конечные давления нагнетания в этом случае достигали 7 МПа. Высокие давления нагнетания способствуют упрочнению ствола скважины в результате расширения трещины, благодаря чему центробежные растягивающие напряжения на стенке скважины повышаются (рис. 9.35). Следует обратить внимание на то, что давление нагнетания вызывает образование и изоляцию новых трещин ниже первоначальной. О появлении таких трещин свидетельствуют колебания давления нагнетания.

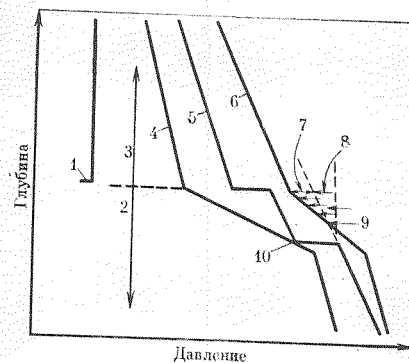


Рис. 9.34. Диаграмма, иллюстрирующая образование трещины при повышении плотности бурового раствора для предотвращения выброса:  
1 — наименьшее центробежное растягивающее напряжение; 2 — ствол скважины; 3 — МБП; 4 — максимальное давление нагнетания; 5 — МБП; 6 — фильтрация через стенку трещины

Рис. 9.35. Диаграмма, иллюстрирующая механизм изоляции вертикальной трещины путем нагнетания материала для борьбы с поглощениями:  
1 — башмак обсадной колонны; 2 — аномально высокое давление; 3 — нормальное давление; 4 — пластовое давление  $p_f$ ; 5 — давление бурового раствора  $p_m$ ; 6 — давление разрыва пород  $p_{frac}$ ; 7 — начальная трещина в точке максимального перепада давления; 8 — давление нагнетания; 9 — последующие трещины, образующиеся при нагнетании; 10 — выброс

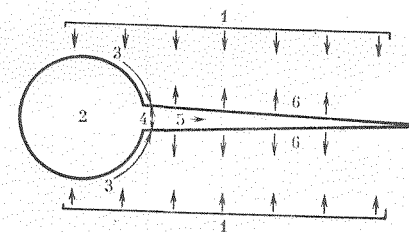


Рис. 9.35. Диаграмма, иллюстрирующая механизм изоляции вертикальной трещины путем нагнетания материала для борьбы с поглощениями:

Под высоким давлением в трещины можно задавить волокнистые материалы, смеси волокнистых и зернистых материалов, растворы бентонита и цемента в дизельном топливе, а также растворы с высокими фильтрационными потерями. К этим материалам прежде всего предъявляется требование — создавать изоляцию с достаточной прочностью на сдвиг. Кроме того, они не должны поступать обратно в скважину после снятия давления нагнетания.

Как уже говорилось, открытые трещины возникают, когда одно из главных напряжений есть напряжение растяжения. Поскольку в настоящее время нет средств измерения напряжений в горных породах бурящейся скважины, нет и возможности дифференцировать естественные открытые трещины от искусственно образованных. Для ликвидации поглощений породами с искусственными или естественными трещинами прибегают к нагнетанию в них материалов под высоким давлением для повышения центробежных растягивающих напряжений на стенке скважины, поэтому естественные открытые трещины могут вполне остаться невыявленными.

## ВЫСОКИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

### Геотермические градиенты

Повышение температуры с глубиной в земной коре называется *геотермическим градиентом* и измеряется в  $^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$ . Тепловой поток в горных породах имеет два источника:

1) тепло, поступающее из нижней части земной коры и мантии, и 2) радиогенное тепло в верхней части земной коры. В районах древней тектонической деятельности, например в восточной половине США, из первого источника поступает мало тепла, а в районах современной тектонической деятельности, например в горных районах Запада, — много. Градиенты температуры в каждом регионе изменяются в широких пределах и зависят от следующих факторов:

количества радиогенного тепла в верхней части земной коры; структурных особенностей — градиенты температуры имеют повышенные значения на структурных поднятиях;

теплопроводности пластов — температурные градиенты малы в хорошо проводящих породах (таких как песчаники) и велики в породах низкой проводимости (таких как глинистые сланцы);

конвективных потоков — в толстых проницаемых пластах вода циркулирует за счет конвекции, что приводит к образованию высокотемпературных зон на сравнительно малых глубинах; поровых давлений — температурные градиенты в пластах с аномально высокими давлениями выше.

В результате проявления перечисленных факторов геотермические градиенты изменяются от 0,8 до 4,9 °C/100 м.

В районе северного побережья Мексиканского залива они варьируют в диапазоне 2,2—4,0 °C/100 м. Очень высокие градиенты температуры выявлены в геотермальных скважинах на калифорнийской площади Солтон-Си, где массивный водоносный горизонт залегает над местным взбросом вулканической породы. Температура воды, циркулирующей за счет конвекции, на глубинах около 1500 м достигает 360 °C, что соответствует температурному градиенту 22,8 °C/100 м от поверхности до кровли водоносного горизонта.

Детальные исследования показали, что геотермические градиенты изменяются с глубиной нелинейно и зависят от перечисленных выше факторов. На месторождении Манчестер в шт. Луизиана, например, геотермический градиент составляет 2,4 °C/100 м в зоне нормальных давлений (до глубины 3200 м) и 3,8 °C/100 м в зоне аномально высоких давлений ниже указанной глубины. В районе северного побережья Мексиканского залива в зоне с аномально высоким давлением градиенты температуры достигают 10,9 °C/100 м.

Забойные температуры в бурящихся скважинах всегда ниже температуры в нескрытом пласте. Например, в геотермальной скважине, пробуренной до глубины 1400 м на площади Империял-Валли, шт. Калифорния, после выдержки в течение 8 ч с закрытым устьем максимальная температура составила 220 °C. Однако впоследствии из этой скважины добывали пар с температурой 360 °C.

Различие в значениях забойной и пластовой температур обусловлено тем, что буровой раствор при циркуляции охлаж-

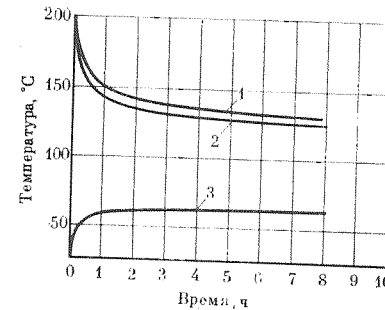


Рис. 9.36. Изменение температуры в гипотетической скважине (забой 6100 м, плотность бурового раствора на углеводородной основе 0,96 г/см³, расход бурового раствора 12,6 л/с, геотермический градиент 2,92 °C/100 м, температура на входе в скважину 57 °C):

1 — температура породы на забое; 2 — температура раствора на забое; 3 — температура раствора на устье скважины

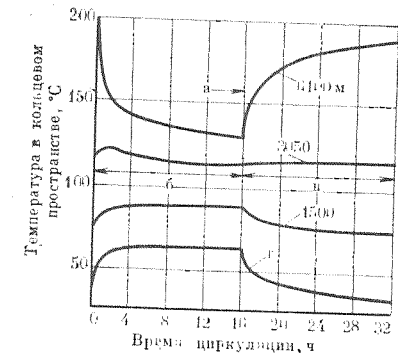


Рис. 9.37. Изменение температуры на различных глубинах в гипотетической скважине (забой 6100 м, плотность бурового раствора на углеводородной основе 2,16 г/см³, расход бурового раствора 12,6 л/с, геотермический градиент 2,92 °C/100 м, температура раствора на устье скважины 57 °C):

а — циркуляция прекращена; б — циркуляция; 3 м ниже устья

дает породы в нижней части скважины и отдает тепло породам в верхней части ствола и в атмосферу на поверхности. На рис. 9.36 показаны изменения температуры бурового раствора и пластовой температуры в зависимости от времени циркуляции согласно расчетам Реймонда для гипотетической скважины с начальной пластовой температурой 204 °C. Во время спуско-подъемных операций температура бурового раствора на забое скважины повышается, но в обычных условиях для того, чтобы она достигла пластовой температуры, времени не хватает (рис. 9.37). Следует отметить, что повышение температуры бурового раствора происходит только в нижней половине ствола, а в остальной части скважины и на поверхности его температура снижается. Таким образом, средняя температура бурового раствора всегда значительно ниже, чем на забое (это обстоятельство всегда необходимо учитывать при проведении и анализе исследований стабильности раствора при высоких температурах).

### Современные высокотемпературные буровые растворы

В главе 5 было показано, что степень флокуляции суспензий бентонита начинает резко возрастать с повышением температуры выше 120 °C. Возникающее при этом повышение предельного статического напряжения сдвига можно предотвратить путем добавления понизителей вязкости, которые, правда, сами



разлагаются при таких температурах. Разложившиеся добавки можно заменить, но с увеличением скорости деградации стоимость раствора растет и в конце концов становится неприемлемой.

Феррохромлигносульфонат, например, обычно используется для поддержания реологических свойств и регулирования фильтрации глинистых растворов, применяемых при высоких температурах. Келли на лабораторном стенде создавал непрерывную циркуляцию таких растворов при температурах до 180 °С, добавляя время от времени дополнительные количества феррохромлигносульфоната для поддержания постоянных реологических свойств. Полученные Келли результаты свидетельствуют, что феррохромлигносульфонат начинает разлагаться при 120 °С, но его разжижающая способность может сохраняться до температуры 180 °С. При температурах 180 °С фильтрационные свойства раствора не ухудшались как при использовании хромата натрия, так и без него.

Лигнит более термостоек, чем феррохромлигносульфонат. Буровые растворы, содержащие лигнит и DMS (см. раздел главы 7, посвященный ПАВ), сохраняют свои реологические и фильтрационные свойства после нагрева в статических условиях в течение 352 ч при температуре 200 °С [60, 61]. Буровые растворы, включающие в себя бентонит, лигнит и DMS, широко используются при бурении геотермальных скважин, имеющих статические забойные температуры около 230 °С, однако предельное статическое напряжение сдвига и стоимость этих растворов высоки.

Буровые растворы на углеводородной основе обладают более высокой термостабильностью, чем растворы на водной основе. Их применяли при бурении скважин с измеренными на забое температурами 290 °С. Растворы на углеводородной основе оказались наилучшими для бурения глубоких высокотемпературных скважин в районах северного побережья Мексиканского залива в шт. Миссисипи. Для бурения этих скважин необходимо использовать растворы плотностью приблизительно 2,15 г/см<sup>3</sup> в связи с присутствием зон с аномально высоким давлением. При использовании раствора на водной основе комбинация повышенных температур и высокого содержания твердой фазы ведет к увеличению вязкости и предельного статического напряжения сдвига. Если буровой раствор загрязняется минерализованной водой или другими флокулянтами, регулировать его реологические свойства невозможно.

Способность широко распространенных буровых растворов противостоять действию высоких температур была оценена Ремонтом. Для воспроизведения условий во время циркуляции растворы выдерживали во вращающейся камере при давлении 2,1 МПа и температуре 180 °С в течение некоторого времени (вплоть до 64 ч), а затем измеряли их реологические и фильтрационные свойства. На рис. 9.38 и 9.39 показаны предель-

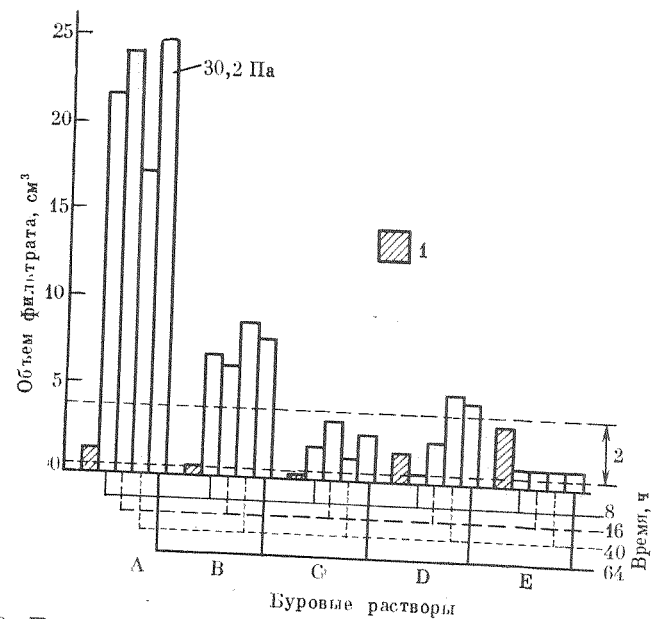


Рис. 9.38. Предельное динамическое (при температуре 52 °С) напряжение сдвига растворов на водной основе плотностью 1,08 г/см<sup>3</sup> после выдержки во вращающейся камере при высоких значениях температуры и давления: 1 — предельное динамическое напряжение сдвига раствора до выдержки во вращающейся камере; 2 — типичный диапазон значений

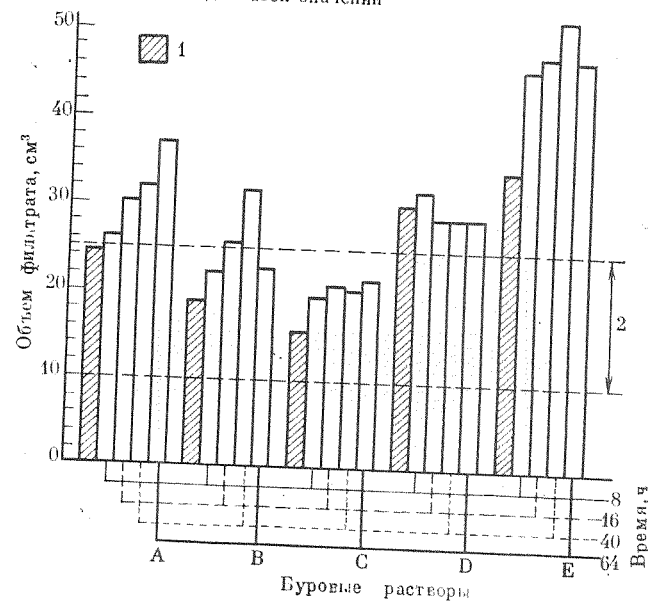


Рис. 9.39. Объем фильтрата растворов на водной основе плотностью 1,08 г/см<sup>3</sup> после выдержки во вращающейся камере при высоких значениях температуры и давления: 1 — объем фильтрата до выдержки раствора во вращающейся камере; 2 — типичный диапазон значений



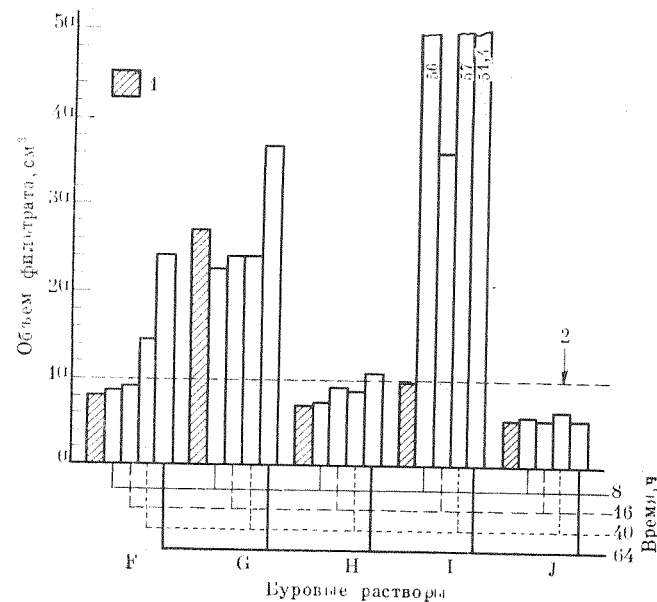


Рис. 9.40. Объем фильтрата растворов на водной основе плотностью 2,16 г/см³ после выдержки во вращающейся камере при высоких значениях температуры и давления:

1 — объем фильтрата до выдержки раствора во вращающейся камере; 2 — рекомендуемый максимум

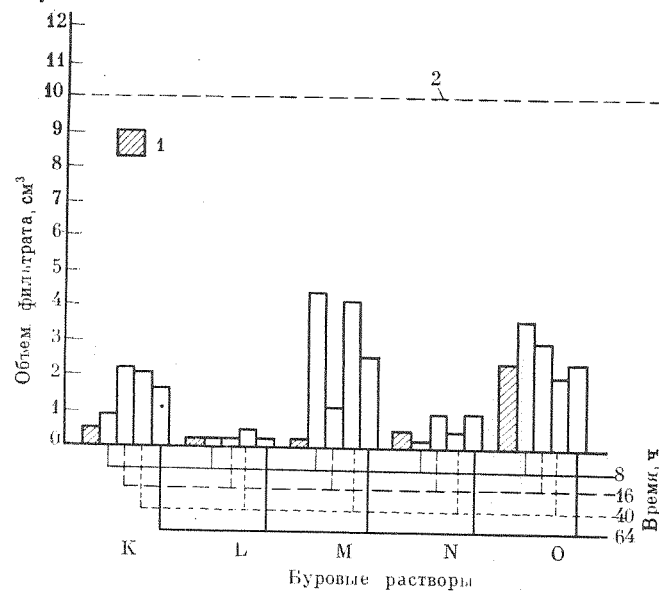


Рис. 9.41. Объем фильтрата растворов на углеводородной основе плотностью 2,16 г/см³ после выдержки во вращающейся камере при высоких значениях температуры и давления:

1 — объем фильтрата до выдержки раствора во вращающейся камере; 2 — рекомендуемый максимум

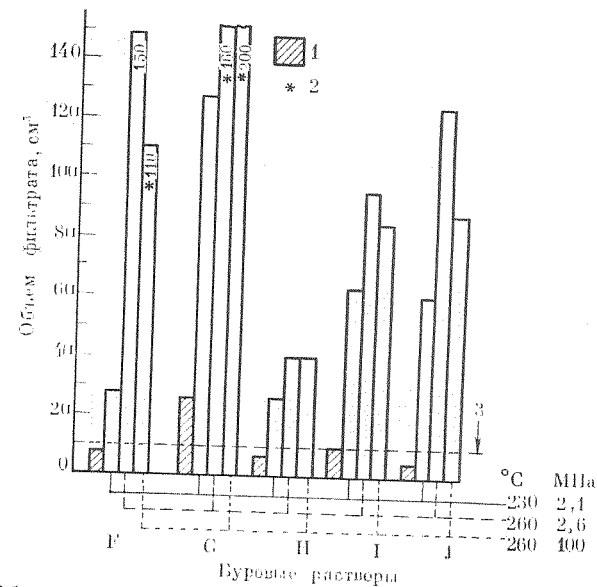


Рис. 9.42. Объем фильтрата раствора на водной основе плотностью 2,16 г/см³, выдержанного в течение 24 ч при указанных температурах и давлениях:

1 — объем фильтрата до выдержки раствора в статических условиях; 2 — расчетное значение; 3 — рекомендуемый максимум

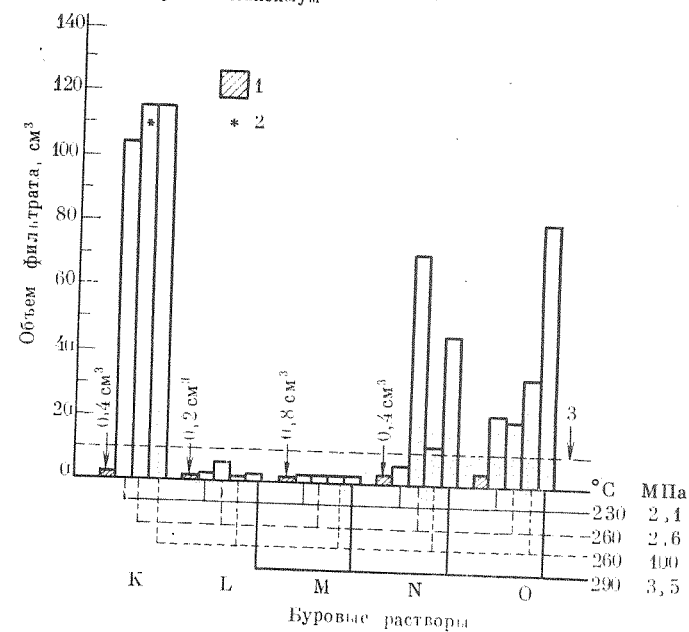


Рис. 9.43. Объем фильтрата раствора на углеводородной основе плотностью 2,16 г/см³, выдержанного в течение 24 ч при указанных температурах и давлениях:

1 — объем фильтрата до выдержки раствора в статических условиях; 2 — расчетное значение; 3 — рекомендуемый максимум

ные динамические напряжения сдвига и фильтрационные свойства, измеренные в фильтр-прессе за 30 мин при давлении 2,1 МПа и температуре 180 °С, различных растворов на водной основе плотностью 1,08 г/см<sup>3</sup>. Эти растворы состояли преимущественно из бентонита и лигнита, за исключением раствора Е, который содержал сепиолит и какой-то (состав не приведен) полимер. Следует обратить внимание на то, что раствор Е обладал наименьшим предельным динамическим напряжением сдвига, но самой высокой скоростью фильтрации. Рис. 9.40 и 9.41 показывают, что скорости фильтрации (измеренные при высоких значениях давления и температуры) растворов на углеводородной основе плотностью 2,16 г/см<sup>3</sup> значительно ниже, чем для указанных растворов на водной основе после выдержки во вращающейся камере в течение продолжительного времени при температуре 180 °С.

Для моделирования поведения систем, находящихся в покое на забое скважины в течение длительных промежутков времени, растворы выдерживали в статических условиях при температурах до 260 °С и давлениях до 100 МПа. Рис. 9.42 и 9.43 показывают, что только три раствора на углеводородной основе сохранили стабильность в этих условиях.

### Последние достижения

Ввиду интереса, проявляемого к бурению геотермальных скважин, в последнее время были проведены широкие исследования с целью разработки буровых растворов, обладающих большей стабильностью при высоких температурах. При оценке результатов этих исследований следует иметь в виду, что решающими факторами являются высокие температуры и время нахождения растворов при этих температурах.

К новым буровым растворам, способным работать при высоких температурах всего несколько часов, следует относиться с осторожностью.

В связи с опасностью загрязнения окружающей среды растворы на углеводородной основе считаются непригодными для бурения геотермальных скважин. Поэтому усилия исследователей были направлены на создание для этих условий растворов на водной основе. Ремонт показал, что эффективным загустителем является сепиолит — волокнистый глинистый минерал, аналогичный аттапульгиту. Когда растворы, содержащие сепиолит, подвергаются сдвигу при высоких скоростях, пучки волокон разделяются на бесчисленные составляющие. Механическое взаимодействие между этими волокнами является главным фактором, определяющим реологические свойства раствора; поэтому сепиолитовые буровые растворы мало подвержены воздействию электрохимической среды. Суспензионные свойства самого минерала сохраняются при температурах вплоть до 370 °С.

Благодаря своей стержневидной конфигурации сепиолит не обеспечивает регулирования фильтрации. Однако Карни и Мейер утверждают, что удовлетворительные фильтрационные свойства при высоких давлениях и температурах можно получить при использовании сепиолитовых растворов, содержащих небольшие количества бентонита и двух неутонченных полимеров. Концентрация бентонита слишком мала, чтобы придать раствору высокое предельное статическое напряжение сдвига. Типичный буровой раствор для сверхвысоких температур, в котором используется сепиолит в сочетании с различными добавками, регулирующими фильтрацию, имеет следующий состав:

	кг/м <sup>3</sup>
сепиолит	42,8
вайомингский бентонит	14,3
полимер А	5,7
полимер В	1,4
NaOH	1,4

Свойства раствора указанной композиции отражены в таблицах 9.5 и 9.6.

Свойства типичного бурового раствора после доведения температуры в испытателе времени загустевания до 370 °С были следующими:

Пластическая вязкость, мПа·с	40
Предельное динамическое напряжение сдвига, Па	18
Предельное статическое напряжение сдвига, Па	0/9
pH	8,8
Объем фильтрата по методике АНИ за 30 мин, см <sup>3</sup>	11,9
Объем фильтрата в см <sup>3</sup> в фильтр-прессе при давлении 3,5 МПа и температуре:	
180 °С	28,0
200 °С	35,2

Следует отметить, что добавление в данный раствор 11,4 кг/м<sup>3</sup> гильсонита привело к снижению объема фильтрата за 30 мин при температуре 230 °С до 22 см<sup>3</sup>.

Применение сепиолитовых буровых растворов в промышленных условиях описано Баннерманом и Дэвисом. Типичный состав таких растворов показан в табл. 9.7. При использовании этих растворов в геотермальных скважинах на площади Империял-Валли, шт. Калифорния, удалось значительно улучшить регулирование реологических свойств систем. Прежде всего было установлено, что для получения необходимой начальной вязкости нужно длительное время подвергать раствор сдвиговому воздействию; эта проблема была решена путем использования специально разработанной мешалки, обеспечивающей высокие скорости сдвига.

Другой подход к разработке термостабильных буровых растворов заключается в использовании полимеров низкой молекулярной массы, которые, по мнению исследователей, адсорби-

Таблица 9.5  
ВЛИЯНИЕ ВЫДЕРЖКИ В ТЕЧЕНИЕ 24 ч В СТАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ НА СВОЙСТВА ТИПИЧНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

Показатели	Без выдержки	Температура выдержки, °C				
		180	200	230	260	290
Пластическая вязкость, мПа·с	12	13	13	13	10	9
Предельное динамическое напряжение сдвига, Па	1,4	3,4	2,4	1,9	2,4	1,4
Предельное статическое напряжение сдвига, Па	1/1	1/1	1/1	0/0	0/0	0/8
pH	11,8	9,5	9,3	9,2	8,6	9,2
Объем фильтрата по методике АНИ за 30 мин, см³	8,2	8,5	8,8	8,7	8,4	12,7
Объем фильтрата в см³ при давлении 3,5 МПа и температуре:						
150 °C	32,0	36,0	37,4	36,2	33,0	34,0
200 °C	—	—	—	—	29,8	33,2
230 °C	—	—	—	—	31,6	37,4

руются на поверхности частиц бентонита и защищают их от флокуляции под действием высоких температур и солей. Для этой цели предложены натрийполиакрилат с молекулярной массой менее 2500 и сополимер стирола сульфокислоты и маленного ангидрида с молекулярной массой от 1000 до 5000. Одним из преимуществ этого подхода является то, что скорость фильтрации остается низкой, поскольку бентонит не флокулирует. Фильтрация и реологические свойства раствора, содержащего этот сополимер, не изменялись после выдержки в статических

Таблица 9.6  
ПОВЕДЕНИЕ ТИПИЧНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СВЕРХВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ И ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЯХ В ИСПЫТАТЕЛЕ ВРЕМЕНИ ЗАГУСТЕВАНИЯ

Время, мин	Вязкость, условные единицы	Температура, °C	Давление, МПа
0	5	27	3
15	4	138	17
30	5	212	34
45	4	276	69
60	6	326	103
75	5	334	117
90	5	342	207
120	5	362	207
150	5	371	207
180	5	371	207

Таблица 9.7  
СВОЙСТВА ДВУХ СЕПИОЛИТОВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПОСЛЕ ВЫДЕРЖКИ ВО ВРАЩАЮЩЕЙСЯ КАМЕРЕ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 240 °C

Показатели	Система 1	Система 2
Компоненты раствора, кг/м³:		
сепиолит	42,8	42,8
NaOH	2,8	2,8
модифицированный лигнит	14,3	14,3
сульфированный лигнит	0	14,3
полиакрилат натрия	5,7	5,7
твердая фаза	71,4	71,4
пресная вода	—	—
Кажущаяся вязкость, мПа·с	66	25
Пластическая вязкость, мПа·с	46	41
Предельное динамическое напряжение сдвига, Па	19,2	16,3
Предельное статическое напряжение сдвига, Па	3,8/12,0	2,9/10,6
pH	9,5	9,0
Объем фильтрата по методике АНИ, см³	10	20
Объем фильтрата в фильтр-прессе при высоких значениях давления и температуры, см³	19	20

условиях при температуре 250 °C в течение 16 ч. Однако после выдержки в течение 2 ч в консистомере при температуре 260 °C наблюдалось незначительное загустевание раствора.

### КОРРОЗИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Хотя компоненты буровых растворов на водной основе не являются чрезмерно коррозионными, разложение органических добавок при высоких температурах или под действием бактерий может привести к образованию корродирующих продуктов. Сильную коррозию может также вызвать загрязнение раствора кислыми газами (такими как углекислый газ и сероводород) и пластовыми минерализованными водами. При неблагоприятных условиях замена корродированной буровой колонны становится экономической проблемой. Еще более сложная проблема возникает, если коррозия не обнаружена и поломка буровой трубы происходит в процессе бурения.

В настоящем разделе будут кратко рассмотрены как пути возникновения коррозии, так и меры борьбы с ней.

### Электрохимические реакции

Если металл поместить в раствор одной из его солей, ионы металла начинают переходить в электролит, делая металлическую поверхность отрицательно заряженной по отношению к раствору. При этом число диссоциированных ионов незначи-

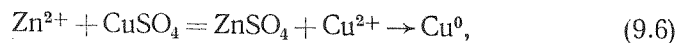
тельно, и они удерживаются вблизи поверхности металла его отрицательным зарядом. Таким образом, формируется двойной электрический слой (аналогичный описанному в главе 4), причем отрицательный заряд его является поверхностным потенциалом Нернста, величина которого зависит от природы металла и концентрации (а также активности) солевого раствора.

Потенциал Нернста для различных металлов, погруженных в растворы их собственных солей при активности ионов, равной единице, отнесенный к потенциалу водородного электрода при активности ионов гидроксония, также равной единице, имеет следующие значения в В:

K	.....	—2,92
Na	.....	—2,72
Mg	.....	—2,34
Al	.....	—1,67
Zn	.....	—0,76
Fe	.....	—0,44
Pb	.....	—0,13
Cu	.....	+0,34
Hg	.....	+0,80
Ag	.....	+0,80
Au	.....	+1,68

Этот ряд известен под названием *электрохимического* ряда напряжений. Чем выше способность металла к образованию ионов, тем более отрицателен его потенциал и тем более он химически активен в водной среде. Например, калий бурно реагирует с пресной водой, а цинк реагирует с растворами кислот, в то время как серебро инертно даже в концентрированных кислотах. Общий принцип заключается в том, что катионы металла вытесняют из раствора катионы металлов, находящихся ниже в ряду напряжений. Так, цинк вытесняет водород, а серебро его не вытесняет.

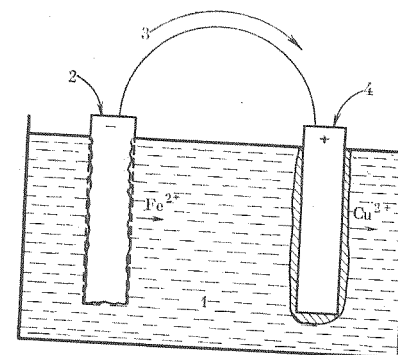
Этот принцип может быть использован для генерирования электрического тока. Например, если в раствор сульфата меди поместить полоски цинка и меди и соединить их внешним проводником, как показано на рис. 9.44, цинк начнет переходить в раствор, образуя сульфат цинка, а медь будет осаждаться на полоске меди. Переходя в раствор, цинк отдает два электрона, которые движутся по внешнему проводнику к полоске меди, где они акцентируются ионами меди, в результате чего образуется молекулярная медь. Благодаря этому химическая энергия, выделяющаяся в ходе реакции



преобразуется в электрическую энергию, которая может совершить определенную работу. Это устройство известно как *гальванический элемент*, в котором металлические полоски служат *электродами*. Цинк представляет собой *анод*, а медь — *катод*. Поскольку цинк занимает в ряду напряжений более высокое место, чем медь, он отрицателен по отношению к последней.

Рис. 9.44. Схема гальванического элемента:

1 — раствор  $\text{CuSO}_4$ ; 2 — анод; 3 — движение электронов; 4 — катод



Аналогичные гальванические элементы образуют любые два металла, находящиеся в контакте с растворами электролита и соединенные проводником. Примером может служить автомобильный аккумулятор. Действие элемента «цинк — сульфат меди — медь» обратимо, т. е. если ток изменит направление течения, медь начнет переходить в раствор, а цинк отлагаться на цинковом электроде. Однако если элемент содержит, например, серную кислоту вместо сульфата меди, то на катоде будет выделяться водород, образуя пузырьки молекулярного водорода. Такой элемент необратимый.

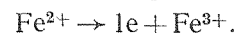
Поскольку потенциал электрода является функцией ионной активности, гальванические элементы образуются, если электроды из одного и того же металла погружают в растворы другой ионной активности и соединяют проводником. Такие элементы известны под названием *концентрационных гальванических элементов*.

Электрохимическая активность является главной причиной коррозии. Локальные различия в поверхностном потенциале, вызванные неоднородностью металла, создают условия для образования анодов и катодов. Проводником служит тело металла. Коррозия всегда происходит у анода (как это бывает в элементе «цинк — сульфат меди — медь», описанном выше), а продукты коррозионной реакции, например водород, выделяются у катода.

Коррозионные элементы возникают в буровой трубе, потому что сталь, из которой она сделана, представляет собой сплав и содержит кристаллы железа и карбида железа. Кристаллы железа почти всегда действуют как аноды, а кристаллы карбида — как катоды; цепь замыкается водными буровыми растворами, вызывающими общую коррозию поверхности трубы. Участки, покрытые окалиной или отложениями любого вида, также становятся местами, где возникают катоды, способствующие локальной или питтинговой коррозии. Локальная коррозия может быть также вызвана концентрационными гальваническими элементами, создаваемыми различием в ионной

активности у свободных участков поверхности трубы и у ее участков, занятыми, например, протекторами буровой колонны или окапиной.

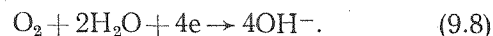
Гальванический элемент другого вида образуется вследствие неодинаковых условий окисления, которое сопровождается приобретением дополнительных электронов, например, при превращении двухвалентного железа в трехвалентное:



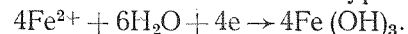
Возникающая при этом разность потенциалов называется *окислительно-восстановительной*. При бурении скважины на поверхности во время приготовления и обработки в буровой раствор обязательно попадает кислород. В скважине поверхность трубы открыта для проявления окислительной реакции, а участки под ржавчиной или другими преградами создают условия для восстановительной реакции. Поэтому под преградой образуется анод:



а на поверхности трубы — катод:



В результате происходит отложение осадка гидроксида железа согласно уравнению



Поэтому под образовавшимися осадками появляются коррозионные язвы, как показано на рис. 9.45. Следует иметь в виду, что коррозия будет происходить и в том случае, если под преградой находится некоторое количество кислорода. Правда, под преградой кислорода должно быть меньше, чем у открытой поверхности металла в результате образуется кислородный концентрационный гальванический элемент.

Если на катоде накапливаются продукты коррозии, появляется препятствие для потока электронов, и процесс коррозии замедляется. В таком случае говорят, что катод *поляризован*. Например, катионы водорода могут поляризовать катод, покрыв его слоем атомов водорода. Если последние соединяются и образуют молекулы водорода, которые в виде пузырьков газа поднимаются вверх, катод называют *деполяризованным*. Растворенный кислород, реагируя с водородом (в результате чего образуется вода), может действовать как деполяризатор, ускоряющий процесс коррозии.

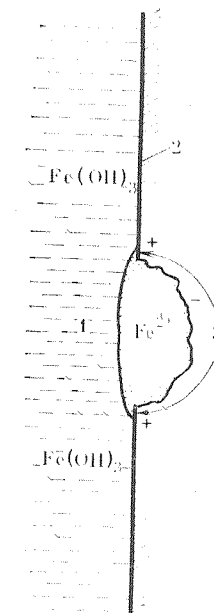


Рис. 9.45. Гальванический элемент кислородной коррозии:

1 — буровой раствор с растворенным  $\text{O}_2$ ; 2 — буровая труба; 3 — электрический ток

## Растрескивание под напряжением

Когда металл подвергается циклическим нагрузкам, в конце концов он разрушается даже в том случае, если развиваемые напряжения значительно ниже предела текучести в нормальных условиях. Разрушение вызывается трещинами, которые образуются в местах концентрации высоких напряжений у надрезов и других поверхностных дефектов и углубляются при повторных циклах. Разрушение этого вида известно под названием *усталостного разрушения*.

До разрушения сталь выдерживает определенное число циклов нагружения. Оно уменьшается с увеличением приложенной нагрузки, твердости стали и агрессивности среды (рис. 9.46). При бурении скважины усталостное разрушение значительно ускоряется растворенными солями, кислородом, углекислым газом и сероводородом, так как у основания трещины образуется анод, а на поверхности — катод (рис. 9.47). Таким образом, распространение трещины ускоряется в результате перехода ионов металла в раствор у основания трещины. Коррозионно-усталостные трещины являются главной причиной промывов и поломок труб.

Другой вид растрескивания под напряжением известен как *водородное охрупчивание*. В этом разделе уже говорилось, что ионы водорода, образующиеся в гальваническом элементе, отдают свой заряд на катоде и отходят от него в виде пузырьков молекулярного водорода. Однако некоторое количество водорода остается в атомарном виде и способно внедряться в сталь. Обычно количество такого атомарного водорода настолько мало, что не способно нанести никакого вреда. Однако в присутствии сероводорода образование атомарного водорода усиливается; в сталь внедряется большее количество такого водорода, концентрирующегося в точках максимальных напряжений.

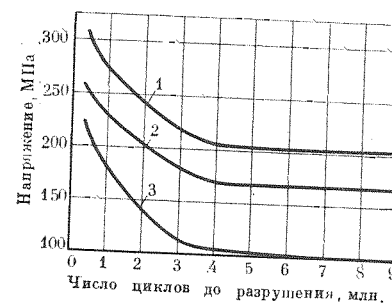


Рис. 9.46. Типичные кривые усталостного разрушения:

1 — стальной образец в воздухе; 2 — стальной образец с надрезом в воздухе; 3 — стальной образец в соленой воде

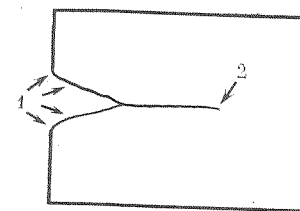


Рис. 9.47. Образование коррозионного гальванического элемента в трещине, развивающейся при коррозионной усталости:

1 — катод; 2 — анод



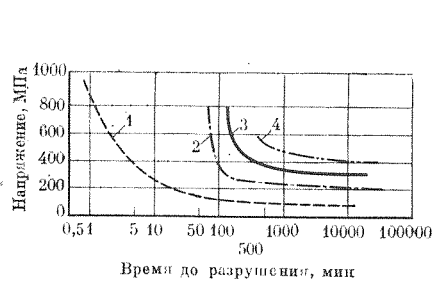


Рис. 9.48. Влияние напряжения на разрушение при водородном охрупчивании для материалов с различной прочностью при растяжении:

- 1 — отпущенный мартенсит (номинальная прочность при растяжении 2070 МПа);
- 2 — отпущенный мартенсит (1030 МПа);
- 3 — отпущенный мартенсит (980 МПа);
- 4 — перлит (520 МПа)

Когда концентрация достигает критического значения, быстро образуется трещина и происходит разрушение. Этот вид разрушения известен под названием *сульфидного растрескивания под напряжением*.

Время до разрушения зависит от следующих переменных: напряжений в стали (остаточных, или развивающихся под действием внешнего источника). Чем выше напряжение, тем быстрее происходит разрушение. При напряжениях ниже определенного значения, которое зависит от прочности стали, разрушение отсутствует;

прочности при растяжении, или твердости стали. Сульфидного растрескивания под напряжением обычно не бывает при использовании сталей с прочностью при растяжении менее 620 МПа и твердостью по Роквеллу менее 22 по шкале С (рис. 9.48);

количества присутствующего водорода — чем его больше, тем быстрее происходит растрескивание.

Сульфидное растрескивание под напряжением вызывает серьезные осложнения, когда буровой раствор загрязнен сероводородом. На рис. 9.49 можно видеть, что при высоких напряжениях в буровой трубе может произойти ее быстрое разрушение. При высокой концентрации сероводорода разрушение случается примерно через 1 ч, но даже при очень низкой его концентрации до момента разрушения проходило не более недели.

### Борьба с коррозией

Наиболее простым и широко используемым методом борьбы с коррозией является применение высокощелочных буровых растворов. Применение этого метода, однако, ограничено тем,

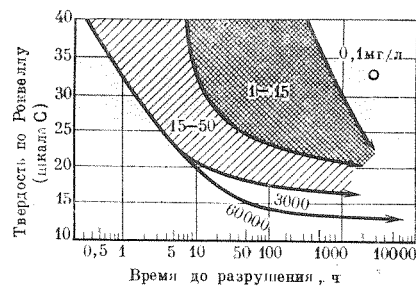


Рис. 9.49. Влияние концентрации сероводорода на разрушение стального образца при высоких напряжениях (130 % предела текучести)

что при  $pH > 10$  и температуре выше  $90^\circ C$  начинается разложение глинистых минералов гидроксильным ионом. Как отмечалось в главе 5, гидроксид кальция может вызвать отверждение бурового раствора при температурах выше  $150^\circ C$ . При таких температурах все гидроксиды вызывают значительное разложение глинистых минералов и загущение раствора. Поэтому наилучшим решением является поддержание  $pH$  в пределах 9—10, благодаря чему во многих скважинах коррозия сохранится на приемлемом уровне и в то же время не исключается возможность эффективно использовать таннатные и лигносульфонатные понизители вязкости. Если длительные наблюдения на конкретной площади покажут, что такая практика не обеспечивает предотвращения коррозии, или при исследовании стальных колец-образцов (которые следует включать в каждую буровую колонну) обнаружится чрезмерная коррозия, необходимо провести обработку раствора в соответствии с выявленными типом коррозии. В табл. 9.8 перечислены наиболее распространенные типы коррозии, их распространение в промышленных условиях и рекомендуемые виды обработки. Ниже детально рассмотрены действие различных корродирующих веществ и методы их нейтрализации.

**Углекислый газ.** Углекислый газ растворяется в воде и снижает  $pH$ , образуя угольную кислоту. С коррозией лучше всего бороться путем поддержания  $pH$  на уровне 9—10 при помощи гидроксида натрия, но при сильном притоке  $CO_2$  в скважину образование очень больших объемов растворимых карбонатов приводит к резкому повышению вязкости бурового раствора. В этом случае для нейтрализации кислоты можно использовать гидроксид кальция. Однако образующийся карбонат кальция при осаждении создает твердое покрытие и способствует появлению коррозионных гальванических элементов. Для предотвращения этого применяют ингибиторы осадкообразования и производят очистку труб во время спуско-подъемных операций.

**Сероводород.** Сероводород может сильно загрязнить буровой раствор в результате неожиданного притока высокосернистого газа или постепенного разложения лигносульфонатов сульфатвосстанавливающими бактериями либо под действием высоких температур. Термическое разложение лигносульфонатов начинается при температуре около  $165^\circ C$  и постепенно усиливается, пока не произойдет их практически полное разложение при температуре  $230^\circ C$ . Продуктами реакции являются сероводород, углекислый газ и монооксид углерода.

Сероводород — отравляющий газ, поэтому должны быть приняты все возможные меры предосторожности для защиты буровой бригады при очень низких концентрациях  $H_2S$  в воздухе. Он дает слабокислую реакцию при растворении в воде и корродирует железо с образованием сульфидов железа.

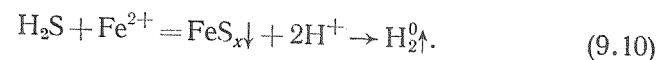


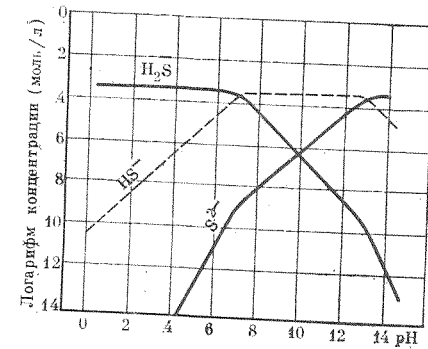
Таблица 9.8  
ВЫЯВЛЕНИЕ КОРРОЗИИ ПОД ДЕЙСТВИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НЕЙ

Причина	Главный источник	Визуально выявляемая форма коррозионного воздействия	Побочный продукт коррозии	Способ испытания	Метод обработки
Кислород	Добавляемая вода	Концентрационный элемент. Питтинговая коррозия под образовавшимися осадками	Главным образом магнетит $Fe_3O_4$	В 15 %-ной HCl не растворяется	Удаление кислорода: первоначальная обработка сульфитом натрия в количестве 1,2—2,5 кг/ч. Поддержание остаточной концентрации сульфита 20—300 мг/л. Проведение мероприятий по снижению насыщения бурового раствора воздухом в резервуарах. Давление к буровому раствору пеногасителей
Захват воздуха	Оборудование для приготовления бурового раствора и отделения твердой фазы	Резервуары заполняются черным магнитным побочным продуктом коррозии	Черный магнитный осадок	Побочный продукт притягивается магнитом	Покрытие труб ингибиторами, образующими тонкий слой во время спуска в скважину для уменьшения атмосферной коррозии и изоляции осадков, образующих концентрации гальванические элементы
Минеральные отложения	Разбуриваемые породы и материалы для приготовления бурового раствора	Коррозионные язвы под осадками	Продукты коррозии железа под минеральными отложениями	Белые минеральные отложения; соединения кальция, бария и (или) магния	При наличии минеральных отложений на бурилльных трубах проводится обработка ингибитором осадкообразования (органическими соединениями фосфора), добавляемым медленно и непрерывно в концентрации 5—15 мг/л или 11—34 кг/сут. Обработка ингибитором осадкообразования может

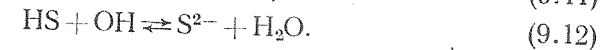
Аэрированный буровой раствор	Нагнетаемый воздух	Сильная питтинговая коррозия	Оксиды железа	Черный осадок, переходящий в ржавчину	Поддержание концентрации фосфата не выше 15 мг/л. При нормальных условиях бурения для профилактики ежедневно может проводиться обработка с использованием 2,4 л ингибитора осадкообразования на 100 м <sup>3</sup> раствора
Углекислый газ	Пластовые породы	Пленка от темнокоричневого до черного цвета в местах питтинговой коррозии	Карбонат железа	Медленное выделение газа в 15 %-ной HCl	Поддержание щелочности раствора с помощью каустической соды для нейтрализации кислотообразующего газа
То же	Продукты термического разложения бурового раствора	Минеральный осадок в результате метастабильной реакции углекислоты с кальцием	—	—	Обработка ингибиторами осадкообразования в концентрации 15 мг/л (11—34 кг/сут). На трубы при спуске наносятся пленкообразующие ингибиторы набрызгиванием или погружением

Причина	Главный источник	Визуально выявляемая форма коррозионного воздействия	Побочный продукт коррозии	Способ испытания	Метод обработки
Сероводород	Пластовые породы	На оборудовании приуроченная к сильной точечной коррозии пленка цветом от темно-синего до черного в связи с сильной питтинговой коррозией. Пломки из-за сульфидного растрескивания под напряжением	Сульфиды железа	Раствор мышьяковой кислоты вызывает образование светло-желтого осадка, растворимого в 15 %-ной HCl. Запах тухлых яиц. Темно-синяя или черная пленка на оборудовании, не защищенном от действия раствора. Исследование с помощью свинцовой индикаторной бумаги	Поддержание высокого pH с помощью каустической соды. Удаление ионов сульфида осаждением с помощью соединений металлов, например оксида железа, $Fe_3O_4$ и (или) соединений цинка $ZnCO_3$ или $ZnO$ . При содержании сульфидов до 100 мг/л добавляют оксид железа $Fe_3O_4$ в концентрации 8,6 — 14,3 г/л или соединения цинка в концентрации 0,3 — 1,4 г/л. Комбинированная обработка оксидом железа и соединениями цинка обеспечивает снижение загрязнения большинства буровых растворов ионами сульфида
Воздействие атмосферы	—	Ржавчина	Оксид железа	—	Промывка оборудования водой от солей и бурового раствора, покрытие оборудования пленкой ингибитора коррозии струйным способом

Рис. 9.50. Зависимость относительных концентраций  $H_2S$ ,  $HS^-$  и  $S^{2-}$  в равновесной водной системе от pH при температуре 25 °C и атмосферном давлении



Сульфиды осаждаются на трубах в виде черного порошка. Сероводород диссоциирует в два этапа:



На эти обратимые реакции влияет pH среды, как видно на рис. 9.50. Сульфид имеет формулу  $H_2S$  при  $pH \leq 6$ ,  $HS^-$  при  $pH = 8 \div 11$  и  $S^{2-}$  при  $pH > 12$ . Поскольку сульфидное растрескивание под напряжением вызывается атомарным водородом, образующимся вместе с  $HS^-$  на первом этапе диссоциации  $H_2S$  [см. уравнение (9.11)], поддержание pH в диапазоне 8—11 нельзя считать способом борьбы с коррозией. Образование атомарного водорода подавляется, когда  $pH > 12$ , однако поддержание такой высокой щелочности нежелательно, так как в буровом растворе накапливаются ионы  $S^{2-}$  [уравнение (9.12)]. Если pH снижается вследствие неожиданного притока дополнительных объемов сероводорода, реакции диссоциации протекают в обратном направлении, в результате образуется большее количество атомарного водорода, а возможно, и газообразного сероводорода. Высокое значение pH, конечно, нежелательно и в высокотемпературных скважинах из-за уже отмечавшегося разложения глинистых минералов. Поэтому предпочтительным методом борьбы с сероводородом является использование какого-либо поглощающего реагента, а не поддержание высокого значения pH.

Для поглощения сероводорода раньше применяли соли меди, но затем выяснилось, что они являются причиной биметаллической коррозии (т. е. процесса, иллюстрируемого на рис. 9.44). Для предотвращения биметаллической коррозии катион поглощающего реагента в ряду напряжений должен занимать место выше, чем железо. Этому требованию отвечает цинк, поэтому в настоящее время обычно используют карбонат цинка. Следует поддерживать pH в диапазоне 9—11. При больших или меньших значениях pH резко возрастает растворимость карбоната цинка, и ион цинка способствует флокуляции глинистых

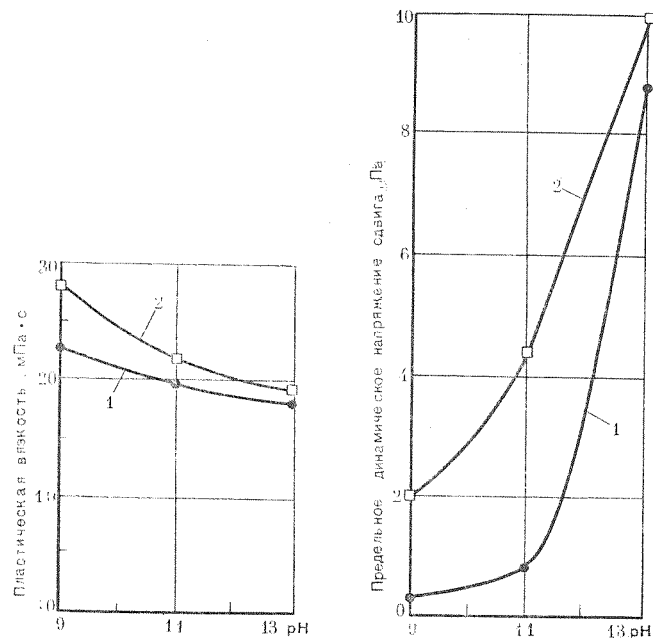


Рис. 9.51. Влияние добавки 17,1 кг/м<sup>3</sup> карбоната цинка на пластическую вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига пептизированного бурового раствора плотностью 1,414 г/см<sup>3</sup> при pH от 9 до 13:  
1 — исходный буровой раствор; 2 — раствор с карбонатом цинка

частиц в суспензии. На рис. 9.51 и 9.52 показано увеличение значений предельного динамического напряжения сдвига, предельного статического напряжения сдвига и скорости фильтрации при повышении pH с 9 до 13. Оптимальными свойствами, по-видимому, обладает раствор со значением pH, близким к 9. При проведении исследований пробы выдерживали в течение 16 ч во вращающейся камере при температуре 93 °С, последующее регулирование pH производили при температуре 24 °С.

Флокуляции под воздействием ионов цинка можно избежать посредством использования хелата цинка. В хелатном соединении цинк удерживается координатными связями, благодаря этому в растворе поддерживается низкое содержание ионов цинка, но в то же время цинк способен реагировать с сульфидом, что и требуется.

В качестве поглотителей сероводорода могут использоваться также размолотые железосодержащие минералы. Например, сероводород реагирует с оксидами железа, образуя нерастворимые сульфиды железа. Эта реакция протекает на поверхности, поэтому эффективность применения материала зависит от площади поверхности, на которую воздействует сероводород. В про-

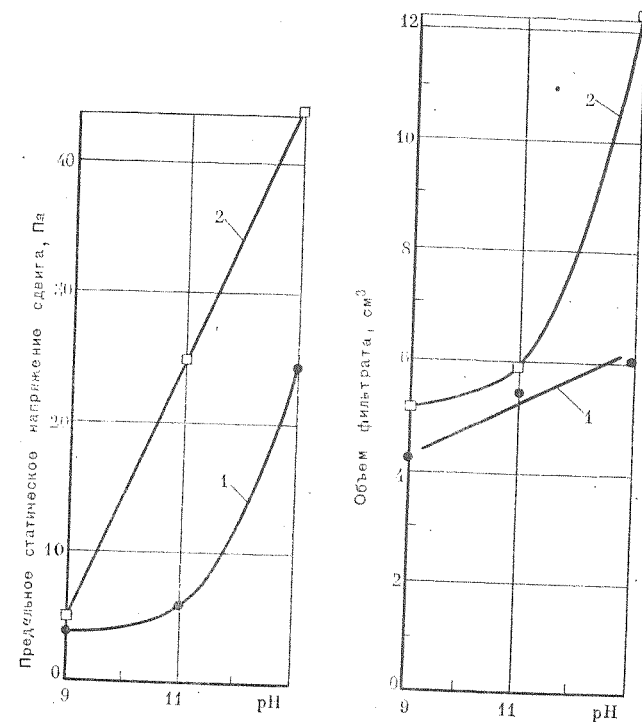


Рис. 9.52. Влияние добавки 17,1 кг/м<sup>3</sup> карбоната цинка на предельное статическое напряжение сдвига через 10 мин и объем фильтрата за 30 мин пептизированного бурового раствора плотностью 1,414 г/см<sup>3</sup> при pH от 9 до 14:  
1 — исходный буровой раствор; 2 — раствор с карбонатом цинка

даже имеется синтетический магнезит Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>, который обладает большой удельной поверхностью благодаря своей высокой пористости. Продуктом реакции является пирит, но химический процесс довольно сложен и зависит от ряда переменных, таких как pH, скорость сдвига бурового раствора и температура. Скорость реакции самая высокая при низких pH, благодаря чему этот материал оказывается наиболее эффективным для нейтрализации неожиданно значительных притоков сероводорода. Способность работать при низком pH, кроме того, является существенным достоинством для использования в высокотемпературных скважинах. Другое важное преимущество этого материала заключается в том, что он, будучи нерастворим, не влияет на реологические или фильтрационные свойства бурового раствора.

Кислород. В буровых растворах почти всегда присутствует кислород, растворившийся в буровом растворе во время его приготовления и обработки, причем нескольких его

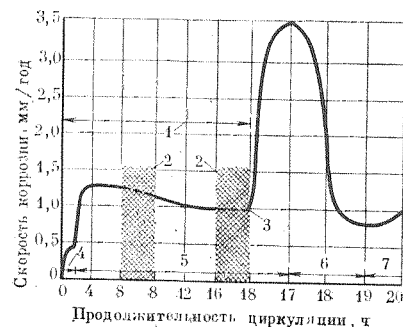


Рис. 9.53. Влияние температуры и солёности на скорость коррозии:  
1 — постоянная температура 27 °C; 2 — система выдержана в статических условиях в течение 16 ч; 3 — температура повышена до 74 °C; 4 — водопроводная вода; 5 — 3 %-ный раствор NaCl; 6 — насыщение до 26 %-ного содержания NaCl; 7 — разбавление до 5 %-ного содержания NaCl

миллиграммов на 1 л достаточно для того, чтобы вызвать сильную коррозию.

Для кислородной коррозии характерна питтинговая форма в связи с образованием кислородных коррозионных элементов (см. рис. 9.5) на участках, покрытых ржавчиной или другими осадками.

Кислородная коррозия резко усиливается с повышением температуры, на нее влияет также солёность бурового раствора. Рассолы и буровые растворы на минерализованной воде более агрессивны, чем буровые растворы на пресной воде, из-за более высокой электропроводности. Однако при очень высокой солёности скорость коррозии снижается благодаря меньшей растворимости кислорода. Влияние температуры и солёности иллюстрируется на рис. 9.53. Полимерные растворы с низким содержанием твердой фазы более агрессивны, чем обычные растворы с высоким содержанием твердой фазы, поскольку таннаты и лигносульфонаты, добавляемые к глинистым растворам для регулирования их реологических свойств, действуют так же, как поглотители кислорода. Обычно кислородная коррозия замедляется при повышении pH до 12, но затем начинает расти (рис. 9.54).

Наилучшим способом предотвращения кислородной коррозии является снижение до минимума поступления воздуха в буровой раствор в наземной части циркуляционной системы путем использования в резервуарах только погружных перемешивателей и такого монтажа пескоотделителей, илоотделителей и т. д., при котором выходящий из них раствор поступает в резервуары ниже поверхности находящегося в них раствора. Главным источником поступления воздуха является струйная мешалка, и ее следует использовать только при введении в раствор материалов для регулирования содержания твердой фазы. На

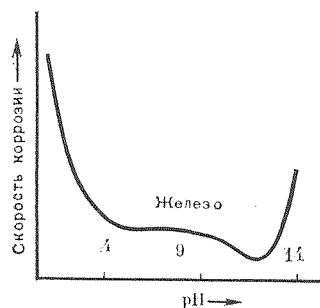


Рис. 9.54. Изменение скорости коррозии в зависимости от pH среды

Рис. 9.55. Замедление кислородной коррозии при малых расходах и после прекращения перемешивания бурового раствора:

1 — 14 ч 15 мин — включены все перемешивающие устройства; 2 — 14 ч 35 мин — скорость потока по сравнению с предыдущими замерами возросла на 0,21 м/с и составила 0,91 м/с; 3 — запуск; 4 — 15 ч 12 мин — закончено отключение всех перемешивателей, струйных и механических мешалок; 5 — 15 ч 35 мин; 6 — 15 ч 56 мин; 7 — включен смеситель на приеме насоса; 8 — 16 ч 00 мин — смеситель на приеме насоса выключен; 9 — 16 ч 18 мин; 10 — замедление питтинговой коррозии благодаря малому расходу бурового раствора

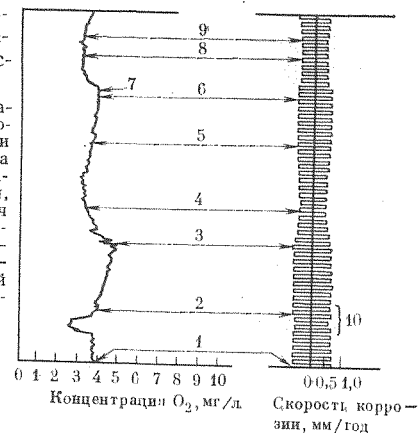
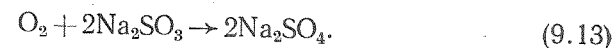


рис. 9.55 показано снижение содержания кислорода после прекращения операций по обработке раствора.

Необходимо постоянно контролировать агрессивность бурового раствора, чтобы в случае слишком высоких скоростей коррозии можно было быстро предпринять необходимые действия. Измерители коррозии, имеющиеся в настоящее время, можно смонтировать таким образом, что буровая бригада будет иметь возможность непрерывно следить за скоростью коррозии.

Кислородную коррозию можно оценить, если поместить одно коррозионное контрольное кольцо непосредственно под ведущей трубой, а другой — над утяжеленными бурильными трубами. Поскольку при движении бурового раствора вниз по бурильной колонне кислород расходуется на реакцию коррозии, мерой ее скорости может служить разница в потере массы верхним и нижним кольцами.

Если содержание кислорода в буровом растворе резко увеличится, следует использовать подходящий поглощающий реагент — обычно соли сернистой кислоты. Реагируя с кислородом, они образуют сульфаты



На рис. 9.56 показано заметное снижение содержания кислорода при введении в раствор поглощающего реагента.

Коррозию можно также уменьшить путем гидрофобизации поверхности труб в результате их обработки аминами или солями аминов. Действие этих соединений уже описывалось в главе 7. Если амин добавляется в раствор непрерывно, большая его часть будет теряться за счет адсорбции на частицах глины. Эффективность обработок повышается, если в раствор вводить малые порции амина через равные интервалы времени, например 15 л 10 %-ного раствора амина в дизельном топливе через каждые 30 мин. Можно также смачивать бурильные трубы раствором аминов во время спуско-подъемных операций.



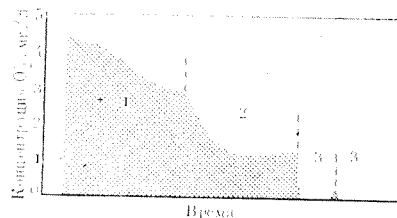
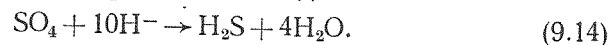


Рис. 9.56. Снижение содержания кислорода в буровом растворе путем добавления поглощающего реагента: 1 — солевой раствор плотностью 1,08 г/см<sup>3</sup>; 2 — добавление соли до насыщения раствора; 3 — добавление реагента, поглощающего кислород

Еще один способ борьбы с кислородной коррозией заключается в нанесении на внутреннюю поверхность труб защитного покрытия из пластмассы. Этот способ эффективен при использовании буровых растворов с высоким содержанием твердой фазы, так как большая часть кислорода расходуется на реакцию с органическими веществами, которыми обработан раствор, при его движении вниз по буровой колонне. Однако кислород вступает с ними в реакцию в меньших количествах, если раствор минерализованный или полимерный с низким содержанием твердой фазы. Следовательно, в восходящем потоке кислорода остается достаточно, чтобы вызвать коррозию наружной поверхности труб.

Микробиологическая коррозия. В буровых растворах на водной основе присутствуют разнообразные бактерии, которые способствуют коррозии, отлагаясь в виде слизи на отдельных участках поверхности труб, под которой возникают коррозионные гальванические элементы. Более значительный ущерб наносят бактерии *Desulfovibrio*, которые размножаются в анаэробных условиях, существующих под непроницаемыми отложениями. Они восстанавливают сульфаты, присутствующие в буровом растворе, с образованием сероводорода при реакции с водородом на катоде



Коррозии в этом случае способствует не только образующийся сероводород, но и деполяризация катода. Кроме того, разлагая добавки к буровому раствору (например лигносульфонаты), эти бактерии отрицательно влияют на реологические и фильтрационные свойства системы.

Вклад, который вносят в коррозию буровых труб эти микроорганизмы, точно не известен. По общему мнению, если физические свойства бурового раствора не ухудшаются, биокоррозия особых осложнений не вызывает.

С микроорганизмами можно бороться добавлением в раствор бактерицида. Выпускается множество бактерицидов, которые находят широкое применение. Однако в нефтепромысловой практике их выбор ограничивается тем, что бактерицид не должен отрицательно влиять на свойства бурового раствора и не должен быть агрессивным. Например, вследствие опасности биметаллической коррозии нельзя использовать соли меди

Наиболее подходящими бактерицидами являются хлорированные фенолы и параформальдегид. Необходимая их концентрация в буровом растворе зависит от содержания твердой фазы и может достигать 6 кг/м<sup>3</sup>.

Применение растворов на углеводородной основе для борьбы с коррозией. Растворы на углеводородной основе предотвращают коррозию, так как они не проводят электрического тока и содержат сильные гидрофобизаторы. Высокая стоимость таких растворов полностью оправдывается в тяжелых условиях применения, например, при разбуривании газоносных пластов с повышенным содержанием серы в глубоких высокотемпературных скважинах. Они также могут использоваться в качестве надпакерной жидкости (см. главу 10).

#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- $A$  — площадь;
- $D$  — диаметр долота;
- $d$  — экспонента, связывающая  $R/N$  и  $W/D$ ;
- $F$  — сила, параллельная поверхности скольжения;
- $K$  — предел прочности при растяжении;
- $k_1$  — константа, связывающая вертикальное и горизонтальное напряжения;
- $N$  — частота вращения долота;
- $p_f$  — пластовое давление;
- $p_m$  — гидростатическое давление бурового раствора на забое скважины;
- $p_w$  — гидродинамическое давление на забое скважины;
- $W$  — нагрузка на долото;
- $W_1$  — сила, перпендикулярная к поверхности скольжения;
- $H$  — глубина;
- $\sigma_1$  — наибольшее главное напряжение в горной породе;
- $\sigma_2$  — промежуточное главное напряжение в горной породе;
- $\sigma_3$  — наименьшее главное напряжение в горной породе

# РАСТВОРЫ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН, НАДПАКЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

## РАСТВОРЫ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

### СКИН-ЭФФЕКТ

Специалисты по разработке нефтяных месторождений на основании данных о снижении забойного давления в период отбора рассчитали, что дебиты многих скважин ниже их потенциальных значений. По-видимому, вокруг ствола скважины существует барьер либо проявляется поверхностный или скин-эффект, как показано на рис. 10.1. Этот поверхностный эффект вызывается зоной пониженной проницаемости вокруг ствола скважины, возникшей в результате загрязнения частицами бурового раствора или его фильтратом. Развитие скин-эффекта в ряде скважин способствовала также неправильная технология их заканчивания, например, слишком малая плотность прострела или недостаточное по глубине вскрытие продуктивного пласта.

Хотя зона загрязнения простирается в продуктивный пласт всего на несколько метров, она может стать причиной значительного снижения продуктивности скважины, так как течение в призабойной зоне радиальное и поэтому перепад давления пропорционален  $\ln(r/r_w)$ , где  $r_w$  — радиус скважины. Маскет получил выражение, определяющее соотношение продуктивностей скважин с загрязненной и незагрязненной призабойными зонами,

$$\frac{Q_d}{Q} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{k/k_d \ln(r_d/r_w) + \ln(r_e/r_d)}, \quad (10.1)$$

где  $Q$  — продуктивность скважины с незагрязненной призабойной зоной;  $Q_d$  — продуктивность скважины с загрязненной при-

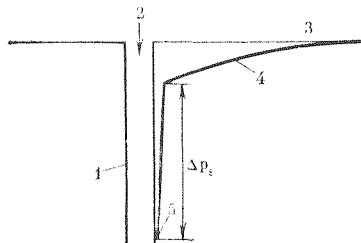
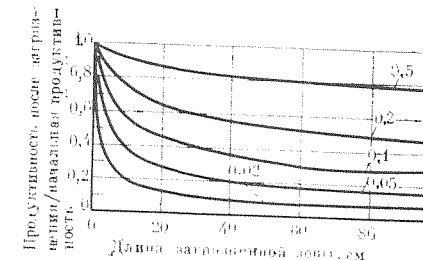


Рис. 10.1. Распределение давления в продуктивном пласте в условиях проявления скин-эффекта:

1 — зона проявления скин-эффекта, или загрязненная зона; 2 — ствол скважины; 3 — статическое пластовое давление; 4 — давление в пласте; 5 — забойное динамическое давление;  $\Delta P_s$  — падение давления в загрязненной зоне

Рис. 10.2. Снижение продуктивности (или приемистости) скважины в результате проникновения загрязняющего флюида в призабойную зону (цифры у кривых соответствуют различным значениям отношения проницаемостей загрязненной и незагрязненной зон пласта)



забойной зоной;  $r_e$  — радиус площади дренирования;  $k$  и  $k_d$  — естественная и ухудшенная проницаемости породы соответственно;  $r_d$  — радиус загрязненной зоны.

На рис. 10.2 видно, что влияние снижения проницаемости горной породы (измеряемой на линейном керне) на продуктивность скважины убывает с увеличением расстояния от ствола скважины.

Существует несколько механизмов снижения продуктивности скважины под влиянием твердой фазы или фильтрата бурового раствора.

1. Капиллярные явления — влияние относительных проницаемостей в результате изменений относительного содержания воды, нефти и (или) газа в порах пласта; эффекты смачиваемости; блокирование пор водными фильтрами.

2. Набухание и диспергирование глин, входящих в состав породы коллектора, под действием фильтрата бурового раствора.

3. Проникновение из бурового раствора в пласт твердых частиц, закупоривающих поровое пространство.

4. Закупоривание гравийной набивки хвостовика с щелевидными отверстиями и сетки фильтрационной коркой из бурового раствора.

5. Взаимное осаждение растворимых солей в фильтрате и пластовой воде.

6. Осыпание несцементированных песков.

В этой главе вначале дается детальный анализ всех этих механизмов. Затем рассматриваются различные растворы для заканчивания и капитального ремонта скважин, а также наилучшие способы ведения работ, когда загрязнения продуктивного пласта полностью исключены или минимальны.

### КАПИЛЛЯРНЫЕ ЯВЛЕНИЯ

Фильтрат бурового раствора на водной основе, проникающий в нефтеносный пласт, вытесняет нефть. В определенных условиях при вводе скважины в эксплуатацию не вся внедрившаяся вода удаляется в ствол, поэтому продуктивность скважины снижается. Этот механизм ухудшения коллекторских

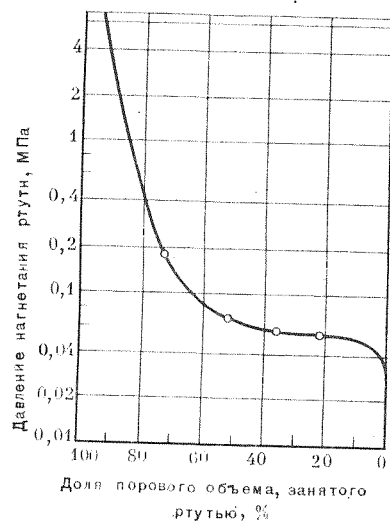


Рис. 10.3. Кривая капиллярного давления, полученная при нагнетании ртути в песчаник береа (пористость 21 %, абсолютная проницаемость 0,8 мкм<sup>2</sup>)

ставляет собой беспорядочную трехмерную систему пор, соединенных узкими каналами. Капиллярные свойства таких систем можно продемонстрировать путем нагнетания в образец породы ртути под все более высоким давлением; в ходе эксперимента регистрируется доля порового объема, занятого ртутью, при различных давлениях нагнетания и строится зависимость между этими параметрами (рис. 10.3).

Чтобы получить представление об извилистости каналов, по которым движется пластовый флюид, Свэнсон [6] закачал в образцы горной породы жидкий сплав Вуда, который подобно ртути не смачивает поверхностей породы. Затем основную массу породы он растворил кислотой, в результате осталась отливка из сплава Вуда, воспроизводящая поры в породе. На рис. 10.4 и 10.5 приведены полученные с помощью сканирующего электронного микроскопа микрофотографии отливок порового пространства в песчаниках высокой и низкой проницаемости. Следует обратить внимание на то, что крупные поры соединяются мельчайшими капиллярами.

В большинстве случаев вода без всякого внешнего воздействия вытесняет нефть или газ из образца горной породы; это свидетельствует о том, что горная порода обычно избирательно смачивается водой. Степень смачиваемости водой можно определить посредством экспериментов по капиллярной пропитке (измеряется количество нефти, вытесняемое самопроизвольно впитываемой водой) или дренированию (реги-

свойств пласта был выявлен первым и часто называется *водяным блокированием*.

В главе 7 было показано, что стекло смачивается водой предпочтительнее, чем воздухом или нефтью. Поэтому вода самопроизвольно вытесняет воздух или нефть из стеклянного капилляра, в то время как для вытеснения воды воздухом или нефтью необходимо приложить определенное давление (известное как пороговое). Проницаемые породы подобны пучку капиллярных трубок самых различных диаметров. В действительности, конечно, фильтрационные каналы в пласте имеют намного более сложную конфигурацию — они извилисты и распространены в трехмерном пространстве. Фактическая поровая структура большинства горных пород пред-

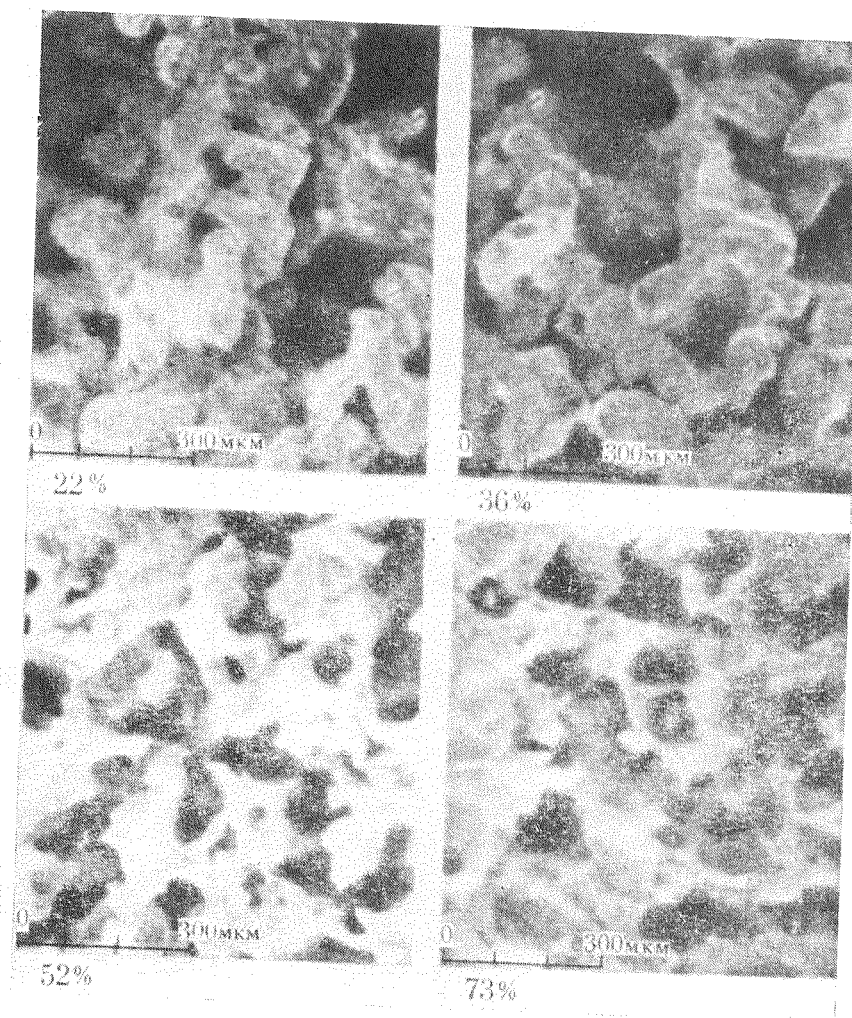


Рис. 10.4. Микрофотографии отливок из сплава Вуда, закачанного в жидком виде в песчаник береа, при различных значениях насыщенности сплавом

стрируется количество воды, вытесняемое нефтью под давлением) образцов породы.

Когда два несмешивающихся флюида одновременно текут через проницаемую среду, их траектории движения по каналам в этой среде зависят от избирательной смачиваемости породы. Если порода преимущественно гидрофильна, вода перемещается у поверхности зерен и по мелким капиллярам, в то время как нефть (или газ) движется по центральной части пор и по крупным фильтрационным каналам. Относитель-

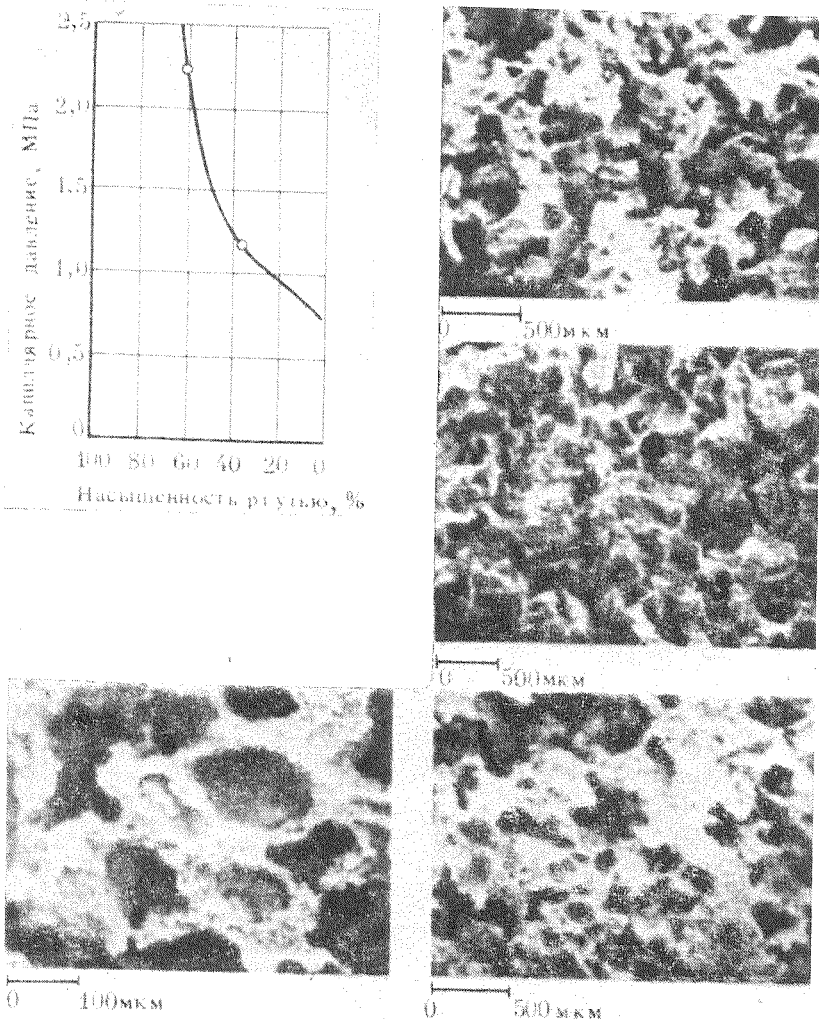


Рис. 10.5. Кривая капиллярного давления, полученная при нагнетании ртути в песчаник хосстон нижнемелового возраста (пористость 7,72 %; проницаемость по воздуху 350 мД; зернистость ниже средней, умеренно отсортированный, со значительным содержанием глины, очень хорошо сцементированный), и микрофотографии отливок из сплава Вуда

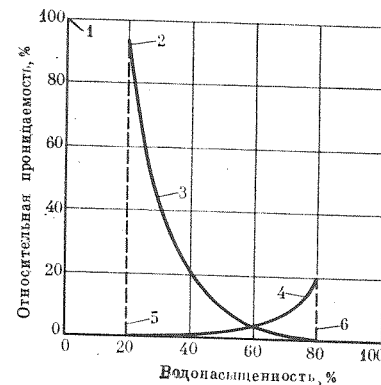


Рис. 10.6. Относительные проницаемости для нефти и воды в коллекторе, преимущественно смачиваемом водой:

1 — абсолютная проницаемость; 2 — максимальная проницаемость для нефти; 3 — нефть; 4 — вода; 5 — остаточная водонасыщенность; 6 — остаточная нефтенасыщенность

ная проницаемость для нефти (газа или воды), выражаемая как отношение фазовой проницаемости для нефти (газа или воды) к абсолютной проницаемости породы, измеряемой при 100 %-ном заполнении какой-либо фазой — обычно воздухом, зависит от смачиваемости горной породы и насыщенности каждой фазой. На рис. 10.6 показаны типичные кривые относительных проницаемостей для нефти и воды в зависимости от водонасыщенности породы. Как и следовало ожидать, при одинаковых значениях насыщенности нефтью и водой относительная проницаемость для нефти больше, чем относительная проницаемость для воды. Значение *остаточной водонасыщенности* (см. рис. 10.6) — это минимальное содержание в породе воды, когда при данном перепаде давления движется только нефть, а значение *остаточной нефтенасыщенности* — это минимальное содержание в породе нефти, когда при данном перепаде давления движется только вода.

До вскрытия нефтяного пласта остаточная водонасыщенность соответствует давлению, преобладающему в коллекторе. Проникающий в пласт фильтрат бурового раствора вытесняет нефть, снижая остаточную нефтенасыщенность. Когда скважину вводят в эксплуатацию, нефть вытесняет фильтрат обратно в скважину; при этом водонасыщенность снижается в направлении остаточного значения. Однако, как видно на рис. 10.6, по мере приближения к остаточной водонасыщенности относительная проницаемость для воды становится очень низкой. Поэтому до полного вытеснения фильтрата и достижения максимальной производительности скважины может пройти очень много времени, особенно при низком соотношении вязкостей нефти и воды. В большинстве коллекторов пластовые давления достаточно высоки, чтобы в конце концов вытеснить весь фильтрат; поэтому ухудшение коллекторских свойств за счет проявления эффекта относительной проницаемости носит лишь временный характер. Однако в коллекторах с низким пластовым давлением и низкой про-



нищаемостью, а также в скважинах, где производится капитальный ремонт, капиллярные давления играют важную роль. Как следует из уравнения (7.3), капиллярные давления обратно пропорциональны радиусу, а диаметр капилляров в горной породе может быть настолько мал, что капиллярные давления достигнут нескольких мегапаскалей. Капиллярное давление благоприятствует вытеснению нефти водным фильтратом, но препятствует вытеснению фильтрата нефтью. Существующий перепад давления может оказаться недостаточным для вытеснения фильтрата из мелких капилляров, особенно в непосредственной близости к стволу скважины, где перепад давления на границе раздела нефти и воды приближается к нулю. Этот механизм, который авторы определяют как водяное блокирование, приводит к необратимому ухудшению коллекторских свойств в призабойной зоне и даже прекращению притока пластового флюида в скважину из сильно истощенного коллектора. Образование водяного барьера в газových коллекторах раньше называлось *эффектом Жамена*.

Образования водяного барьера можно избежать, если использовать буровые растворы на углеводородной основе, в фильтрате которых при забойных условиях вода отсутствует. Два фактора ограничивают возможность применения буровых растворов на углеводородной основе. Во-первых, их нельзя использовать при разбуривании песчаных пластов, содержащих сухой газ, так как не вся углеводородная фаза будет вынесена из пласта вместе с газом и образуется вторая остаточная фаза. Во-вторых, катионные ПАВ, используемые для приготовления растворов на углеводородной основе, снижают степень смачивания водой поверхности зерен, а при неправильном выборе состава раствора могут даже сделать эти поверхности смачиваемыми нефтью. В гидрофобных породах характер кривых относительных проницаемостей, приведенных на рис. 10.6, меняется на прямо противоположный, потому относительная проницаемость для нефти при низких значениях водонасыщенности сильно снижается.

Другая возможная причина ухудшения коллекторских свойств из-за капиллярных явлений — эмульгирование внутрипоровой нефти, которое может произойти, если фильтрат эмульсионного («нефть в воде») бурового раствора содержит значительные количества эмульгатора. Эмульгирование происходит в связи с увеличением скорости сдвига в сужениях фильтрационных каналов, хотя общая скорость течения мала. Если при этом образуется устойчивая эмульсия, ее капельки запираются в порах и снижают эффективную проницаемость. Однако эмульгатор присутствует в фильтрате лишь в том случае, когда в эмульсионном буровом растворе имеется его избыток. Поэтому можно избежать эмульгирования в пласте, если тщательно подбирать и поддерживать состав эмульсионного раствора.

## УХУДШЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВЫМИ ГЛИНАМИ

Почти во всех песках и песчаниках содержатся глинистые частицы, которые значительно влияют на проницаемость этих пород. Такие глинистые частицы обязаны своим происхождением двум источникам. *Детритовые глины* осаждались вместе с зернами песка в процессе осадконакопления. *Диагенетические глины* осаждались позднее из пластовых вод или были образованы в результате взаимодействия пластовых вод и ранее существовавших глинистых минералов. Эти глины могут входить в состав скелета породы, покрывая стенки пор, или находиться в порах, не будучи скрепленными с их стенками. Диагенетические глины обычно присутствуют в виде отложений на стенках пор пластинчатых глинистых частиц, ориентированных перпендикулярно к поверхности зерен (рис. 10.7). Глины могут также присутствовать в виде тонких слоев или прослоек в песчаных пластах. Карбонатные породы редко содержат глины, но если глины все же в них присутствуют, то они включены в основную породу.

Действие водных фильтратов на пластовые глины может привести к катастрофическому снижению проницаемости породы, но только в том случае, если глины располагаются в порах. Новак и Крюгер обнаружили, что проницаемость для воздуха сухого керна, содержащего монтмориллонит, составляла  $0,06 \text{ мкм}^2$ , а для воды из того же пласта — всего  $0,02 \text{ мкм}^2$ . В опытах с использованием других пластовых вод проницаемость снижалась по мере уменьшения минерализации воды, а в опыте с дистиллированной водой проницаемость составила только  $2 \text{ нм}^2$ . Результаты этих экспериментов позволяют предположить, что снижение проницаемости вызыва-

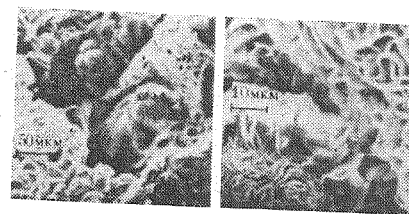


Рис. 10.7. Глинистые минералы, покрывающие поверхность пор



Рис. 10.8. Мелкие частицы, располагающиеся на поверхностях основной породы и зерен



ется набуханием и диспергированием монтмориллонита, а также последующим блокированием пор в результате миграции частиц монтмориллонита. Пласты, проницаемость которых снижается под действием водных растворов, называются *чувствительными к воде*.

Другие исследователи показали, что наибольшее снижение проницаемости наблюдается, когда в пласте присутствуют монтмориллонит и переслаивающиеся глины. Меньшее влияние на снижение проницаемости пласта оказывают иллиты, а самое малое — каолиниты и хлориты. Ухудшение проницаемости может быть вызвано также свободными мельчайшими частицами таких минералов, как слюда и кварц. Муэке сообщал, что мелкие фракции несцементированных песков в районе северного побережья Мексиканского залива представлены кварцем (39 %), аморфным материалом (32 %) и глиной (12 %). Мелкие фракции располагаются на поверхности крупных зерен (рис. 10.8).

### Механизм ухудшения проницаемости пластовыми глинами

Механизм ухудшения проницаемости чувствительных к воде пород под воздействием водных растворов изучали многие исследователи. Чтобы упростить интерпретацию результатов, эксперименты проводили с однофазными системами. Обычно через керн или песчаную набивку прокачивали сначала концентрированный раствор хлорида натрия, а затем растворы с постепенно снижающейся минерализацией или дистиллированную воду. Особенно информативными были эксперименты Бардона и Жакена, так как им удалось расчленить влияние, которое оказывают на снижение проницаемости набухание кристаллов глины, а также диспергирование и пептизация глинистых частиц. Они определили диапазон минерализации, в котором каждое из этих явлений имеет место. На основании ряда экспериментов на песчаной набивке, содержащей монтмориллонит, они установили, что снижение проницаемости с уменьшением концентрации хлорида натрия до 20 г/л (рис. 10.9) количественно коррелируется с повышением суммарного объема глины при набухании ее кристаллов, о чем сообщал Норриш (см. раздел главы 4, посвященный механизму набухания глин). Эта зависимость определяется уравнением

$$\sqrt[5]{k} = \sqrt[5]{k_0} [1 - P(A + B/\sqrt{C})], \quad (10.2)$$

где  $k$  — измеренная проницаемость;  $k_0$  — проницаемость при отсутствии глины в уплотненном песке;  $P$  — объемная доля глины;  $C$  — концентрация хлорида натрия, г/л;  $A$  и  $B$  — константы.

При минерализации менее 20 г/л глины становятся «неустойчивыми» (т. е. диспергируются). Бардон и Жакен отме-

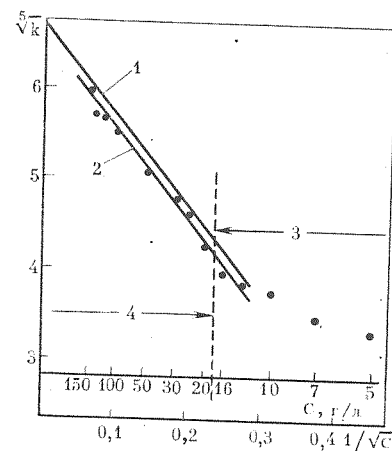


Рис. 10.9. Снижение проницаемости песчаной набивки, содержащей 10 % монтмориллонита, с уменьшением концентрации хлорида натрия до 20 г/л (причиной снижения проницаемости является набухание кристаллов глины):

1 — расчетные данные по уравнению (10.2); 2 — экспериментальные данные при  $C > C_0 = 20$  г/л; 3 — область неустойчивых глин; 4 — область устойчивых глин

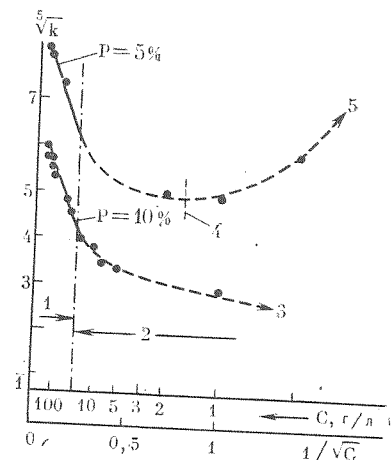
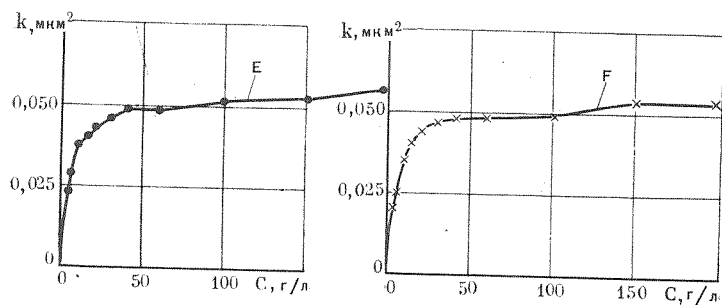


Рис. 10.10. Зависимость проницаемости песчаной набивки, содержащей 10 % монтмориллонита, от концентрации хлорида натрия (при минерализации раствора менее 20 г/л причиной снижения проницаемости является диспергирование глинистых частиц и пептизация при минерализации менее 1 г/л):

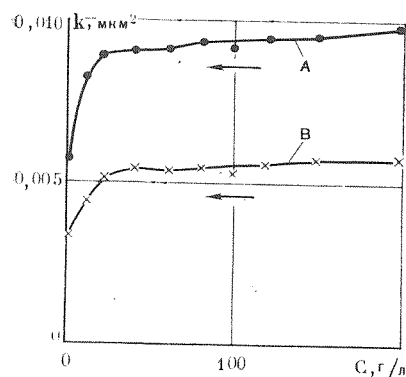
1 — область устойчивых глин; 2 — область неустойчивых глин; 3 — дистиллированная вода, набивка закупоривается; 4 — глинистые частицы выносятся из песчаной набивки; 5 — дистиллированная вода.  
 $\sqrt[5]{k} = 9,45$

тили, что концентрация 20 г/л — это почти та же концентрация хлорида натрия, при которой Норриш наблюдал неожиданное расширение решетки глинистых частиц, и близка к той минерализации (23 г/л), при которой происходит переход от агрегации к диспергированию (см. раздел главы 4, посвященный агрегации и диспергированию).

Наконец, при прокачке через песчаную набивку дистиллированной воды Бардон и Жакен отмечали полное закупоривание набивки, если объемная доля монтмориллонита в ней составляла 10 %, однако при снижении доли монтмориллонита до 5 % проницаемость набивки возрастала, и у выходного торца набивки наблюдали вынос глинистых частиц водой (рис. 10.10). Такие резкие изменения в поведении песчаной набивки становятся понятными, если вспомнить, что при минерализации раствора менее 1 г/л происходит не только диспергирование, но и пептизация глинистых частиц, которые становятся намного более подвижными, чем при флокуляции и диспергировании (см. главу 4).



I



II

Рис. 10.11. Изменение проницаемости песчанников в зависимости от минерализации раствора хлорида натрия:  
I — песчанник восгес, содержащий иллиты (образцы E и F); II — песчанник хассимессауд, содержащий каолиниты (образцы A и B)

Результаты аналогичных исследований естественных песчанников, которые содержат иллит или каолинит, количественно согласуются с данными, полученными на песчаных набивках с монтмориллонитом (рис. 10.11).

Большинство естественных песков и песчанников содержат гораздо меньше глины, чем песчаные набивки в экспериментах Бардона и Жакена; следовательно, снижение проницаемости в результате набухания кристаллов глины значительно меньше, чем показано на рис. 10.9. При набухании кристаллов глины объем монтмориллонита увеличивается не более чем в 2 раза (см. главу 4). Если глина присутствует только в виде тонкого слоя на стенках пор, двукратное увеличение ее объема оказывает незначительное влияние на проницаемость. Тем не менее, в естественных песчаных пластах и песчанниках фильтрационные каналы более извилисты, чем в песчаных набивках, поэтому диспергированные и пептизированные глинистые частицы обычно в них застревают, что приводит к резкому снижению проницаемости. Таким образом, форма кривых на рис. 10.11 типична для естественных песков и песчанников, даже при наличии в них монтмориллонита.

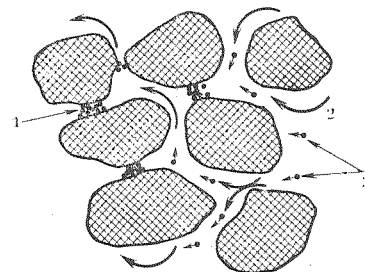


Рис. 10.12. Механизм глинистого блокирования:

1 — мелкие частицы, застрявшие в сужениях пор; 2 — направление фильтрации; 3 — подвижные мелкие частицы

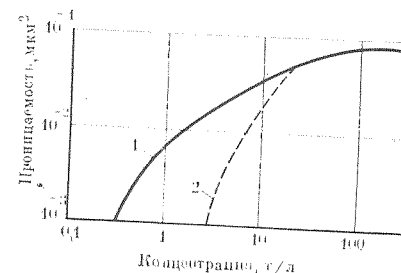


Рис. 10.13. Влияние гексаметафосфата натрия на снижение проницаемости песчаной набивки:

1 — раствор хлорида натрия; 2 — раствор хлорида натрия с добавкой гексаметафосфата натрия

Работы других исследователей не оставляют сомнений в том, что снижение проницаемости при низкой минерализации раствора связано с вытеснением глинистых и других мелких частиц со стенок пор проникающей жидкостью, диспергированием этих частиц и последующим их застреванием в сужениях пор (рис. 10.12). Этот механизм ухудшения коллекторских свойств теперь известен как *глинистое блокирование*. Он аналогичен образованию внешних фильтрационных корок бурового раствора, но в данном случае в местах сужения пор образуются многочисленные внутренние фильтрационные микрокорки. При нагнетании дистиллированной воды в условиях проявления пептизации наблюдаются такие же низкие проницаемости, как и при образовании фильтрационных корок при использовании флокулированных буровых растворов. Влияние пептизации можно продемонстрировать путем прокачки через песчаные набивки с монтмориллонитом раствора хлорида натрия, содержащего пептизатор, например гексаметафосфат натрия. Как отмечалось в главе 4, гексаметафосфат натрия повышает порог флокуляции монтмориллонита в растворах хлорида натрия до 20 г/л, в результате чего происходит как пептизация, так и диспергирование глинистых частиц при меньших концентрациях солей в растворе.

Поэтому проницаемости оказываются намного ниже получаемых в отсутствие в растворе гексаметафосфата (рис. 10.13). Это обстоятельство имеет большое практическое значение, так как означает, что такие пептизаторы, как комплексные фосфаты и танины, никогда не следует добавлять в диспергированные растворы при разбуривании чувствительных к воде пластов.

На глинистое блокирование влияет также скорость снижения минерализации. Джонс экспериментально показал, что проницаемость уменьшается значительно меньше, если мине-

Таблица 10.1  
СНИЖЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ КЕРНОВ ИЗ ПЕСЧАНИКА БЕРЕА  
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИНТЕНСИВНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ  
РАСТВОРА, ПРОКАЧИВАЕМОГО СО СКОРОСТЬЮ 120 см<sup>3</sup>/ч,  
ИЛИ  $1 V_{\text{пор}}/\text{ч}$

Продолжи- тельность прокачки, ч	Исследование 1		Исследование 2	
	Минерализация, мг/л	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Минерализация, мг/л	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>
0	30 000	0,190	30 000	0,190
1	18 200	0,180	28 500	0,187
2	11 200	0,175	27 100	0,187
4	4 050	0,170	24 500	0,188
8	550	0,100	20 100	0,188
10	200	0,050	18 200	0,187
20	1	0,025	11 000	0,186
40			4 050	0,183
60			1 500	0,180
80			550	0,180
100			200	0,179
150			17	0,178
210			1	0,177

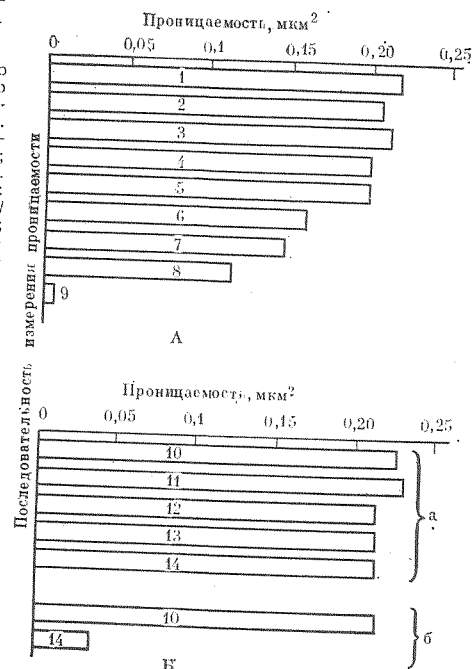
рализация солевых растворов, нагнетаемых в пласт, снижается постепенно, а не резко — от концентрированного раствора к пресной воде. Согласно исследованиям Мангена, если раствор хлорида натрия нагнетать в керн, полученный из песчаника береа, очень медленно в условиях постепенного и непрерывного снижения минерализации, то можно почти полностью избежать ухудшения коллекторских свойств (табл. 10.1). Когда после раствора хлорида натрия с концентрацией 30 г/л резко перешли на закачку пресной воды, при объеме нагнетания воды всего 1,2 порового объема проницаемость снизилась с 0,19 до 0,001 мкм<sup>2</sup>. Резкое изменение электрохимической среды, вероятно, способствовало диспергированию частиц.

#### Влияние катионообменных реакций на глинистое блокирование

Когда в системе «глина — солевой раствор» присутствуют два вида катионов (или более), поведение глинистых частиц определяется катионообменными реакциями. Как уже отмечалось в главе 4, константы катионообменного равновесия благоприятствуют адсорбции поливалентных катионов по отношению к моновалентным катионам; кроме того, если поливалентные катионы находятся в обменном положении, агрегаты глины не диспергируются даже в дистиллированной воде. Следовательно, когда катионообменные ионы на частицах чувствительных к воде глини преимущественно поливалентны, снижения проницаемости под действием фильтратов буровых растворов на пресной воде не происходит. Например, в обмене

Рис. 10.14. Снижение проницаемости с уменьшением минерализации раствора:

А — солевой раствор содержит только хлорид натрия; Б — солевой раствор содержит одну часть хлорида кальция на десять частей хлорида натрия. Концентрация NaCl в г/л: 1 — 58,5; 2 — 29,2; 3 — 14,6; 4 — 7,3; 5 — 5,6; 6 — 3,65; 7 — 1,83; 8 — 1,17; 9 — 0,585. Концентрации NaCl/CaCl<sub>2</sub> в г/л: 10 — 52,6/5,5; 11 — 5,26/0,55; 12 — 0,526/0,055; 13 — 0,263/0,027; 14 — 0,105/0,011; а — постепенное снижение минерализации; б — резкое снижение минерализации



на глинистых частицах, содержащихся в песчанике береа, преимущественно участвуют ионы кальция, поэтому, когда в сухой керн нагнетают дистиллированную воду, ухудшения проницаемости не наблюдается. Но если в сухой керн вначале нагнетают раствор хлорида натрия, глины приобретают натриевую форму, и при последующем нагнетании дистиллированной воды произойдет закупоривание керна [16]. Тем не менее, когда раствор хлорида натрия содержит поливалентные катионы в достаточном количестве, чтобы глины сохраняли поливалентную форму, диспергирования не произойдет. Так, Джонс показал, что в условиях присутствия в растворе одной части хлорида кальция или хлорида магния на десять частей хлорида натрия глинистого блокирования песчаника береа не происходило, если минерализацию снижали постепенно (рис. 10.14).

Хотя калий моновалентен, он прочно удерживается в решетке глины, поэтому не способствует созданию значительных отталкивающих усилий, являющихся причиной диспергирования. Следовательно, соли калия действуют так же, как соли кальция, и предотвращают глинистое блокирование.

Катионы горных пород находятся в равновесии с катионами в связанной воде. Главным компонентом минерализованных пластовых вод является хлорид натрия, концентрация которого обычно превышает 20 мг/л, а также соли кальция

Таблица 10.2

МИНИМАЛЬНЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ (в г/л) СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ,  
НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГЛИНИСТОГО  
БЛОКИРОВАНИЯ В ЧУВСТВИТЕЛЬНЫХ К ВОДЕ ПЛАСТАХ

Вид глинистого минерала в пласте	Растворы		
	NaCl	CaCl <sub>2</sub>	KCl
Монтмориллонит	30	10	10
Иллит, каолинит, хлорит	10	1	1

и магния, содержащиеся в значительных количествах, благодаря чему глины, находящиеся на стенках пор, устойчивы. Проникновение фильтрата бурового раствора нарушает равновесие и может вызвать диспергирование глин и глинистое блокирование. На эти явления влияет множество факторов, поэтому для определения оптимальной композиции бурового раствора желательно проводить лабораторные исследования на кернах, отобранных из интересующих пород. Обычно фильтраты буровых растворов на минерализованной воде, в которых содержание солей не ниже, чем показано в табл. 10.2, не вызывают снижения проницаемости (если не считать ухудшения коллекторских свойств в результате набухания кристаллов глинистых частиц). Фильтраты буровых растворов на пресной воде способствуют глинистому блокированию, особенно если в них присутствуют такие понизители вязкости, как таннаты и комплексные фосфаты. В то же время фильтраты известковых буровых растворов с лигносульфонатом кальция не вызывают снижения проницаемости, если отношение ионов  $\text{Ca}^{2+}/\text{Na}^{+}$  достаточно высоко для подавления диспергирования. Когда это отношение достаточно высоко для предупреждения диспергирования глин в буровом растворе, можно предположить, что оно окажется достаточным и для предотвращения диспергирования глин в пласте.

Очень важно не допустить диспергирования пластовых глин; иначе осуществить обратный процесс путем нагнетания в пласт высокоминерализованной воды не удастся. Можно лишь немного увеличить проницаемость за счет флокулирующего действия минерализованной воды, но лабораторные исследования показали, что первоначальная проницаемость восстанавливается только при сушке керна, в результате чего глина вновь конденсируется на стенках пор. Глинокислота устраняет глинистый барьер, но ее влияние на проницаемость носит лишь временный характер.

## Влияние pH

Водородный показатель влияет на диспергирование глин, так как от него зависит катионообменное равновесие. Однако влияние pH на конкретную систему зависит от электрохимических условий в ней. Водородный показатель фильтрата бурового раствора может стать причиной снижения проницаемости, но в результате проявления особого механизма, если цементирующей средой в породе является аморфный кварц. Фильтраты с очень высоким pH растворяют кварц, высвобождая мельчайшие частицы породы, которые после этого могут закупорить поровые каналы.

## Глинистое блокирование в двухфазных системах

До настоящего момента эффект глинистого блокирования рассматривали применительно к однофазным системам. На практике приходится иметь дело с двухфазными системами, в связи с чем особый интерес представляет влияние глинистого барьера на проницаемость для нефти и газа. В лабораторных условиях при оценке этого влияния в керне создается остаточная водонасыщенность и определяется проницаемость для нефти  $(k_o)_1$  после воздействия на керн фильтрата бурового раствора; затем осуществляется противоточная прокачка нефти, пока проницаемость не станет постоянной и равной  $(k_o)_2$ . Критерием снижения проницаемости в этом случае является отношение  $100 (k_o)_2 / (k_o)_1$ .

Снижение проницаемости при оценках по этому критерию значительно меньше, чем наблюдалось в однофазных систе-

Таблица 10.3

ВЛИЯНИЕ ФИЛЬТРАТОВ ПРОМЫСЛОВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ  
НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ДЛЯ НЕФТИ В ЭКСПЕРИМЕНТАХ  
НА КЕРНАХ, ОТОБРАННЫХ ИЗ ПЕСЧАНОГО ПЛАСТА СТИВЕНС  
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПАЛОМА

Тип бурового раствора	Остаточная водонасыщенность, %		Восстановление первоначальной проницаемости для нефти, %
	без фильтрата	с фильтратом	
Глинистый раствор на водной основе	34,3	37,6	65
Раствор на пресной воде с крахмалом	34,6	45,3	28
Раствор на пресной воде с КМЦ	32,2	36,2	47
Раствор хлорида кальция с крахмалом	32,3	25,7	110
Известковый раствор с крахмалом	28,5	27,4	83
Известковый раствор с таннатом	36,2	43,3	53
Эмульсионный раствор на пресной воде	32,0	37,7	39
Эмульсионный раствор на минерализованной воде	28,8	26,6	74
Раствор на углеводородной основе	25,2	24,0	96

Таблица 10.4  
ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ КЕРНОВ  
ИЗ ПЕСЧАНОГО ПЛАСТА СТИВЕНС В ИССЛЕДОВАНИЯХ БЕРТНЕСА

Номер образца	Проницаемость, мкм²			Обратная фильтрация нефти		Конечная проницаемость для нефти, мкм²
	для воздуха	для нефти при остаточной водонасыщенности	для нефти сразу после загрязнения пресной водой	продолжительность, ч	максимальный градиент давления, кПа/см	
1	0,025	0,0064	0,0	44	32,58	0,0038
2	0,026	0,0056	0,0004	35	21,72	0,0056
3	0,036	0,0095	0,0002	26	21,72	0,0098
4	0,038	0,025	0,0018	42	32,58	0,021
5	0,082	0,061	0,0013	54	32,58	0,0585
6	0,088	0,067	0,0028	44	21,72	0,069
7	0,128	0,099	0,0045	51	21,72	0,099
8	0,142	0,107	0,0061	42	21,72	0,105
9	0,234	0,192	0,0090	56	21,72	0,197
10	0,259	0,198	0,0113	62	16,29	0,199
11	0,299	0,243	0,0074	61	16,29	0,241
12	0,306	0,203	0,0068	61	27,15	0,207

мах. Например, в экспериментах Новака и Крюгера в керне, который был закупорен под воздействием дистиллированной воды, проницаемость для нефти удалось восстановить на 20 % от ее первоначального значения. Процент восстановления проницаемости оказывался значительно большим, когда загрязнение кернов происходило в результате внедрения в них фильтратов буровых растворов, особенно ингибированных (табл. 10.3). До получения максимального восстановления проницаемости необходимо было прокачивать нефть в обратном направлении в течение значительного периода времени. Например, в экспериментах Бертнеса для стабилизации скоростей при противоточной прокачке нефти потребовалось 62 ч (табл. 10.4). Такая продолжительность периода стабилизации может привести к ошибкам при интерпретации результатов

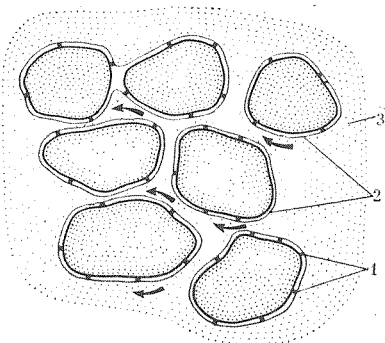


Рис. 10.15. Удержание мельчайших твердых частичек погребенной водой:

1 — неподвижные смачиваемые водой мельчайшие частицы; 2 — погребенная вода (неподвижная); 3 — нефть

исследований с помощью испытателя пласта, спускаемого в скважину на бурильных трубах.

Смачиваемость мельчайших частиц, которые могут перемещаться движущимися жидкостями, является важным фактором, определяющим характер фильтрации двухфазных систем. Эти мельчайшие частицы обычно смачиваются водой, поэтому перемещаются только во время движения воды. До вскрытия коллектора, имеющего остаточную водонасыщенность, пленки погребенной воды на зернах песка делают эти частицы неподвижными (рис. 10.15). Когда водный фильтрат бурового раствора проникает в коллектор, водная фаза становится подвижной, и мельчайшие частицы мигрируют, образуя перемычки, в суженных частях фильтрационных каналов, как об этом уже говорилось при обсуждении однофазного течения. После заканчивания скважины нефть движется в обратном направлении, перемычки разрушаются, и мельчайшие частицы перемещаются вдоль границы раздела нефти и воды. Одни частицы могут выноситься в скважину вместе с движущейся нефтью, другие образуют перемычки, препятствующие движению в обратном направлении, а третьи остаются в водяных пленках на поверхности зерен.

Фактическое поведение мельчайших частиц зависит от свойств коллектора и дебита скважины. Промысловые исследования показали, что при высоких дебитах продуктивности скважины снижается; вероятно, это обусловлено повышением концентрации мельчайших частиц в потоке, что способствует образованию сводовых перемычек. В исследованиях на микро-модели Муэке заметил, что после появления границы раздела нефти и воды на выходном конце пористой среды поступление мельчайших частиц из модели прекращается. Однако если в модели поддерживалось одновременное течение нефти и воды, мельчайшие частицы продолжали выноситься неопределенно долго, так как многофазный поток вызывал локальные возмущения давления.

#### СНИЖЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

Хорошо известно, что частицы твердой фазы бурового раствора проникают в пласт и вызывают снижение проницаемости в результате сужения фильтрационных каналов. Однако, как уже было показано в главе 6, частицы твердой фазы могут проникать в породу только в период мгновенной фильтрации, до образования фильтрационной корки. Как только фильтрационная корка полностью сформируется, она начинает задерживать мельчайшие коллоидные частицы благодаря своей структуре очень низкой проницаемости (около  $1 \text{ нм}^2$ ). Проницаемость может продолжаться снижаться, но не за счет частиц, проходящих через корку, а вследствие перемещения и измене-



ния положения частиц, уже проникших в пласт во время мгновенной фильтрации.

Таким образом, чтобы предотвратить ухудшение коллекторских свойств пласта под воздействием твердой фазы бурового раствора, необходимо свести к минимуму мгновенную фильтрацию путем поддержания в буровом растворе достаточного количества сводообразующих частиц нужного размера. Эти частицы, как показано в главе 6, внедряются в поры у стенки скважины и перекрывают их, образуя основу, на которой формируется фильтрационная корка. Для того чтобы эффективно выполнить эту функцию, основная часть частиц, образующих сводовую перемычку, по размеру должна быть меньше поровых отверстий, но не менее  $1/3$  их. Однако в растворе должны также присутствовать фракции частиц убывающего размера вплоть до крупных коллоидных частиц. Чем выше доля сводообразующих частиц и чем ниже проницаемость горной породы, тем быстрее сформируется сводовая перемычка и тем меньше будет мгновенная фильтрация.

Поскольку мгновенная фильтрация возникает в момент внедрения в пласт бурового долота, исследования проникновения частиц твердой фазы бурового раствора следует проводить в условиях, когда наружная корка непрерывно удаляется. Даже в этих условиях частицы твердой фазы проникают в горную породу на весьма небольшую глубину, если только в растворе содержится достаточное количество сводообразующих частиц нужного размера. Например, исследования Гленна и Шлюссера показали, что частицы твердой фазы проникают в образцы, изготовленные из оксида алюминия, на 2—3 см. Исследования на микродолотном буровом стенде, проведенные Юнгом и Греем, позволили установить, что частицы твердой фазы проникают в керны из песчаника береа, имеющего максимальную проницаемость  $0,105 \text{ мкм}^2$ , на глубину около 1 см. Крюгер приводит данные исследований, свидетельствующие о проникновении таких частиц на глубину от 2 до 5 см.

Наибольшее снижение проницаемости в результате проникновения частиц твердой фазы отмечается на первых нескольких миллиметрах образца. Юнг и Грей, например, обнаружили, что проницаемость кернов из песчаника береа снижается примерно до  $0,1 \text{ нм}^2$  на первом сантиметре, а оставшая часть керна практически сохраняет начальную проницаемость. В более проницаемых горных породах проницаемость зоны проникновения фильтрата за пределами первого сантиметра может снижаться до 70—80 % от первоначальной.

Снижение проницаемости пород на расстоянии нескольких сантиметров от поверхности пласта в стволе скважины можно исключить путем перфорации. Клотц показал, что последствия загрязнения пласта будут минимальными, если длина перфорационных каналов (обычно около 20 см) превысит ширину зоны загрязнения по меньшей мере на 50 % (рис. 10.16). Сле-

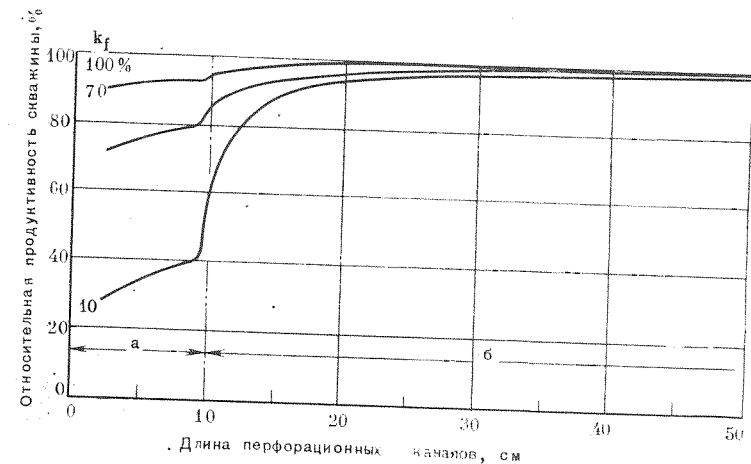
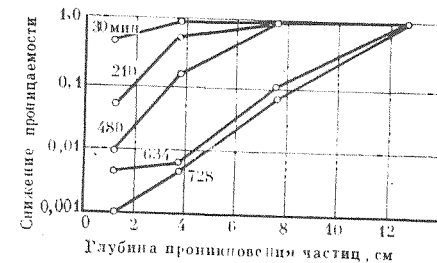


Рис. 10.16. Влияние длины перфорационных каналов на продуктивность скважины (относительная продуктивность определяется как отношение продуктивностей скважины с загрязненной и незагрязненной призабойными зонами и рассчитывается для радиального течения): а — зона загрязнения твердой фазой раствора во время бурения; б — загрязнения при простреле скважины отсутствуют;  $k_f$  — отношение проницаемости загрязненной зоны к начальной проницаемости пласта, %

довательно, можно сделать заключение, что ущерб от проникновения твердой фазы бурового раствора в пласт не будет существенным, если в растворе содержится необходимое количество сводообразующих частиц нужного размера, а в скважине осуществляют прострел (или расширяют открытый забой с помощью раздвижного расширителя) в присутствии одной из жидкостей для заканчивания, содержащих разлагаемую твердую фазу.

Глубокие и необратимые загрязнения пласта могут происходить при отсутствии в растворе необходимого количества сводообразующих частиц нужного размера. Экстремальный случай описан Абрамсом, который провел эксперимент с использованием солевого раствора без крупных частиц, необходимых для закупоривания пор. Этот раствор содержал 1 % частиц размером менее 12 мкм. Его непрерывно прокачивали

Рис. 10.17. Снижение проницаемости песчаной набивки в результате проникновения частиц твердой фазы из бурового раствора при отсутствии в нем сводообразующих частиц (условия эксперимента: расход  $5,34 \text{ см}^3/\text{мин}$ ; размер частиц в буровом растворе менее 12,5 мкм, средний размер 2—3 мкм; проницаемость набивки  $5 \text{ мкм}^2$ ; размер пор 30—40 мкм)



через песчаную набивку проницаемостью  $5 \text{ мкм}^2$ . На рис. 10.17 иллюстрируется резкое ухудшение коллекторских характеристик пласта в виде снижения проницаемости в зависимости от глубины проникновения частиц твердой фазы.

Обратная промывка нефтью мало чем способствовала восстановлению проницаемости. Абрамс рассчитал, что при одинаковом загрязнении пласта продуктивность скважины с радиусом дренирования около 150 м может снизиться до 14 % потенциального значения в отсутствие необходимых сводообразующих частиц и до 99 %, если таких частиц в растворе вполне достаточно.

#### Примеры из практики загрязнения пласта частицами твердой фазы бурового раствора

Любой буровой раствор, при использовании которого пробурено несколько метров ствола, содержит около  $3 \text{ кг/м}^3$  частиц фракции 2—50 мкм; этого количества вполне достаточно для образования сводовых перемычек на поверхности цементированных пород проницаемостью менее  $1 \text{ мкм}^2$ . В таких породах никаких особых мер предосторожности принимать не нужно, и продуктивный интервал обычно можно разбуривать с использованием того же бурового раствора, который применяли в верхних интервалах ствола. Тем не менее, для ряда пластов и различных операций трудно определить требования к закупоривающей способности частиц, причем могут потребоваться частицы диаметром более 50 мкм. В ситуациях, описанных ниже, необходимо принять меры для обеспечения надежного сводообразования. Когда сделать это невозможно, следует использовать такие растворы для заканчивания и подземного ремонта скважин, в которых твердая фаза может быть разложена или растворена после окончания этих работ.

Несцементированные пески. При разбуривании несцементированных песков для образования сводовых перемычек часто бывают нужны частицы диаметром более 50 мкм. В связи с большими различиями в необходимых размерах частиц, а также в размерах и формах пор трудно дать четкие рекомендации относительно выбора сводообразующих частиц. Однако для всех формаций, кроме пластов гравия и зон с открытыми трещинами или каналами, по-видимому, вполне достаточно  $15\text{—}30 \text{ кг/м}^3$  сводообразующих частиц максимальным диаметром 150 мкм. В буровых растворах иногда не хватает частиц размером более 50 мкм, чаще всего так бывает при эффективной очистке раствора в пескоотделителях и илоотделителях. Поэтому при бурении в несцементированных песках необходимо тщательно следить за гранулометрическим составом твердой фазы, а механические сепараторы должны быть отрегулированы так, чтобы в растворе сохранялась требуемая концентрация крупных частиц. При необходимости в раствор

следует добавлять крупнозернистый порошок подходящего материала, например карбоната кальция.

Помимо снижения продуктивности скважин, вызываемого глубоким проникновением частиц твердой фазы бурового раствора, нехватка необходимых сводообразующих частиц приводит к обваливанию несцементированных песков и увеличению диаметра ствола скважины. Как уже объяснялось в главе 8, несцементированный песок имеет коэффициент сцепления, равный нулю, поэтому он будет обваливаться в ствол, если глинистая корка не образуется. Перепад давления на глинистой корке повышает сцепление и снижает напряжения сжатия на стенке скважины. Важно, чтобы глинистая корка образовалась быстро, так как турбулентный поток вокруг долота способствует сильной эрозии и ствол быстро размывается. Если глинистая корка быстро образоваться не может, то не исключены снижение продуктивности, попадание определенных объемов песка в продукцию скважины, продольный изгиб обсадной колонны и другие осложнения при добыче нефти, связанные с увеличением диаметра ствола скважины. Установление корреляционной связи фракционного состава твердой фазы в буровом растворе с кривыми кавернометрии позволяет оперативно выявить оптимальные требования к закупориванию пор в конкретном коллекторе.

Коллекторы с трещинной пористостью. Некоторые коллекторы, особенно карбонатные, имеют очень низкую первичную проницаемость, и добыча нефти из них зависит от течения по системе микротрещин. Ширина этих трещин в большинстве случаев не превышает 10 мкм, но может быть и намного больше. В связи с отсутствием точной информации о размере трещин закупорить их гораздо сложнее, чем пористую среду. Если трещина не закупорена, мельчайшие частицы твердой фазы бурового раствора проникают в нее и откладываются на стенках, пока вся трещина не заполнится глинистой коркой.

Такие внутренние глинистые корки не удаляются при обратном течении пластовых флюидов, и продуктивность скважины значительно ухудшается. Подобные коллекторы, следовательно, должны вскрываться с использованием бурового раствора, содержащего разлагаемую твердую фазу.

Ухудшение коллекторских свойств при перфорации скважины. Загрязнение коллектора при перфорации скважины обычными буровыми растворами одно время считалось серьезным осложнением. Если при простреле скважины даже используется совершенно не загрязняющая пласт жидкость, продуктивность скважины все равно снижается из-за раздробления и уплотнения породы вокруг перфорационного канала (рис. 10.18). Если проницаемость этой зоны дополнительно ухудшится вследствие проникновения в нее частиц твердой фазы или фильтрата бурового раствора,

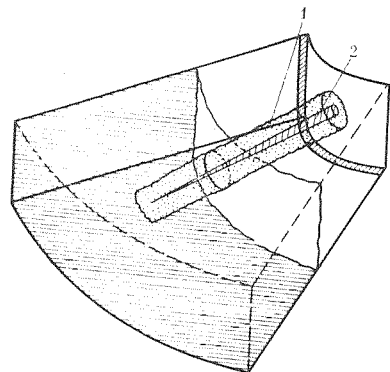


Рис. 10.18. Образование зоны разрушенной породы вокруг перфорационного канала:

1 — разрушенная порода; 2 — перфорационный канал

продуктивность скважины резко снизится. На основании экспериментальных данных Клотц рассчитал снижение продуктивности скважины в результате загрязнения пласта как за счет проникающих в него при бурении частиц твердой фазы и фильтрата бурового раствора, так и вследствие образования зоны раздробленных пород вокруг перфорационного канала. Как показано на рис. 10.19, если скважину перфорируют с применением совершенно не загрязняющей пласт жидкости и если проницаемость пласта не была ухудшена в процессе его разбуривания ( $k_f = 100\%$ ), проницаемость зоны раздробленных пород ( $k_p$ ) составляет 20 % первоначального значения проницаемости, а продуктивность скважины 80 % потенциальной. Если во время бурения произошло ухудшение проницаемости пласта, продуктивность скважины может снизиться до 20 % потенциального значения в зависимости от величины  $k_f$  и глубины проникновения твердой фазы и фильтрата. На рис. 10.20 видно, что если скважину перфорируют при наличии в ней загрязняющего пласт раствора,  $k_p$  может снизиться до 5 % первоначального значения, а максимальная продуктивность, которую следует ожидать (даже если во время бурения пласт не был загрязнен), составит только 45 % потенциальной. Эти данные свидетельствуют о том, что во время перфорирования крайне важно иметь в скважине незагрязняющую жидкость.

Капитальный ремонт скважины. Растворы, применяемые при капитальном ремонте скважин, отличаются от буровых растворов тем, что обычно в скважине они обогащаются сводообразующими частицами, которые приходится вводить в их композицию. Прежде важной роли сводообразующих частиц не понимали, и для капитального ремонта часто применяли жидкости, содержащие только коллоидные материалы, такие как крахмал, КМЦ, гуаровую смолу или бентонит. Эти жидкости обладали необходимыми реологическими свойствами и, казалось, имели приемлемые фильтрационные

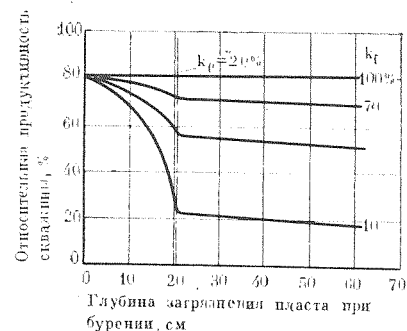


Рис. 10.19. Влияние ухудшения коллекторских свойств пласта буровым раствором на продуктивность скважины, перфорированной с применением совершенно не загрязняющей пласт жидкости

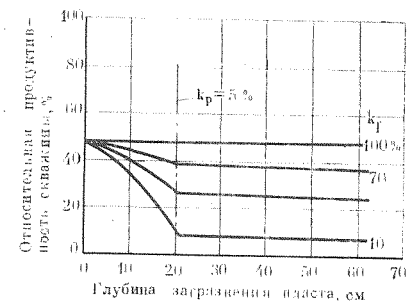


Рис. 10.20. Влияние ухудшения коллекторских свойств пласта в результате внедрения бурового раствора на продуктивность скважины, перфорированной с использованием загрязняющей жидкости

свойства, так как исследования проводились с применением фильтровальной бумаги. Тем не менее, находясь в скважине, они глубоко проникали в пласты с умеренной и высокой проницаемостью, вызывая значительное снижение продуктивности. Иногда возникали поглощения жидкости, в результате чего продуктивность скважины катастрофически снижалась. В настоящее время широко распространена практика добавления в жидкости для капитального ремонта скважин сводообразующих частиц, но, несмотря на это, при капитальном ремонте скважин отмечается загрязнение пластов. Это происходит по нескольким причинам. Прежде всего, невозможно определить точный диаметр частиц, необходимых для образования сводовых перемычек, так как во время предшествующей добычи могли открыться фильтрационные каналы, размер которых неизвестен. Кроме того, перераспределение межзерновых напряжений в призабойной зоне могло изменить поровую структуру, особенно если в продукции скважины был песок.

Еще одна проблема связана с тем, что в скважинах, подвергаемых капитальному ремонту, низки пластовые давления. Иногда они ниже гидростатического, поэтому применяемый раствор часто создает высокий перепад давления в системе скважина — пласт. В условиях проявления гидродинамических эффектов это вызывает усилие мгновенной фильтрации и повышает вероятность поглощения в результате гидроразрыва пласта. Наконец, коллекторские свойства пласта в скважине, подвергаемой капитальному ремонту, могут ухудшаться в результате загрязнения пород применяемыми жидкостями, проникающими в открытые перфорационные каналы. В связи со всеми этими осложнениями при капитальном ремонте скважины обычно рекомендуется применять раствор с разлагаемой твердой фазой.

Скважина с гравийным фильтром. При эксплуатации скважины с гравийным фильтром возникает проблема закупоривания гравия наружной фильтрационной коркой, оставшейся на поверхности пласта. Если гравийный фильтр установлен в необсаженной части ствола, разрушающаяся при работе скважины глинистая корка будет закупоривать гравий, если только она не диспергируется в добываемых флюидах и максимальный диаметр частиц не превышает одной трети размера пор в гравийной набивке. Однако на этот механизм полагаться не следует, и при расширении ствола раздвижным расширителем перед созданием гравийной набивки лучше всего пользоваться раствором с разлагаемой твердой фазой. Желательно, чтобы при расширении ствола буровой раствор не был загрязнен буровым шламом, поэтому на поверхности должна быть обеспечена эффективная механическая сепарация бурового шлама; кроме того, необходимо использовать буровые растворы, которые позволяют эффективно удалять буровой шлам и одновременно удерживают сводообразующие частицы.

Заканчивание водонагнетательных скважин. Водонагнетательные скважины особенно способствуют загрязнению пласта буровым раствором, так как после заканчивания поток в них направлен в пласт. Таким образом, любые твердые вещества, оставшиеся в скважине после промывки, будут переноситься в пласт нагнетаемой водой или отфильтровываться на стенке ствола. Поэтому при заканчивании или капитальном ремонте водонагнетательных скважин рекомендуется применять разлагаемые материалы.

#### ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ СНИЖЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА

Наиболее надежным способом предотвращения проникновения в пласт твердой фазы или фильтрата бурового раствора является проведение работ при отрицательном перепаде давления. К сожалению, такая методика работ в скважинах с высоким давлением рискованна. Она требует использования специального оборудования и привлечения высококвалифицированного персонала, поэтому может оказаться экономически неприемлемой. В скважинах с пластовым давлением, соответствующим нормальному гидростатическому давлению, отрицательный перепад может быть получен при использовании растворов на углеводородной основе. Однако в процессе бурения скважин трудно поддерживать необходимую низкую плотность бурового раствора вследствие непрерывного поступления в него выбуренной породы. Тем не менее, в ряде работ по капитальному ремонту скважин растворы на углеводородной основе и необработанная нефть вполне могут обеспечить поддержание отрицательного перепада давления. В скважи-

нах с очень низким пластовым давлением можно использовать газ или пену.

В большинстве скважин приходится поддерживать положительный перепад давления и для предотвращения ухудшения коллекторских свойств продуктивного пласта необходимо использовать незагрязняющие растворы. Как уже отмечалось, загрязнение чувствительных к воде пластов можно исключить посредством использования ингибированных буровых растворов или растворов на минерализованной воде. Для растворов хлоридов натрия, калия и кальция рекомендуются некоторые минимальные концентрации солей (см. табл. 10.2). Следует обратить внимание на то, что хлориды кальция и калия проявляют примерно одинаковое ингибирующее действие, но первый из них имеет серьезный недостаток — он может вызывать загрязнение пласта в результате осаждения карбонатов или сульфатов, которые часто присутствуют в пластовых водах. Поэтому предпочтение следует отдавать хлориду калия, если только при этом не требуются очень высокие плотности.

Иногда для предотвращения снижения проницаемости пласта в результате проникновения твердой фазы бурового раствора используют «чистые» солевые растворы; это обосновывают тем, что они не содержат твердой фазы и поэтому не могут нанести ущерба пласту. На самом деле во всех промышленных минерализованных водах присутствует твердая фаза, хотя и в очень малых концентрациях. В скважинах, в которых вскрыты продуктивные пласты низкой проницаемости, эта твердая фаза отфильтровывается на стенке ствола без каких-либо отрицательных последствий (либо с крайне незначительными) для проницаемости пласта. Если в скважине вскрыты продуктивные пласты средней или высокой проницаемости, твердая фаза (вместе с солевым раствором) внедряется в поровое пространство и может вызвать значительное снижение проницаемости пласта, так как, несмотря на низкую концентрацию твердых частиц, объем солевого раствора, поступающего в пласт, очень велик.

Загрязняющие солевой раствор частицы могут поступать в него вместе с технической водой или хранившейся в мешках солью, из автоцистерн или резервуаров на буровой. Мэли подчеркивал, что особое внимание необходимо обращать на удаление загрязняющих примесей на поверхности, но даже если приняты все необходимые меры, довольно большое количество твердой фазы может попадать в раствор на его пути вниз по колонне насосно-компрессорных труб и вызывать значительное снижение проницаемости пласта. В связи с этим для получения чистого раствора необходим забойный фильтр. Потребность в нем очень велика. Таттл и Баркмен показали, что для существенного ухудшения приемистости нагнетательных скважин у побережья шт. Луизиана при использовании воды из Мексиканского залива концентрация твердых частиц в ней

не должна превышать 2 мг/л. Подобного уровня очистки вод можно было бы добиться только с помощью песчаного фильтра с размерами пор около 1 мкм, а такой фильтр для нефтяных скважин неприемлем. Выпускаемый промышленностью фильтр самой тонкой очистки — хлопковый с размером отверстий 2 мкм — вместе с солевым раствором пропускает достаточное количество твердой фазы, чтобы снизить проницаемость пласта примерно на 20 % (рис. 10.21).

Из вышеизложенного следует, что во всех случаях, когда необходимо предотвратить значительное загрязнение пласта, растворы для заканчивания и капитального ремонта скважин должны содержать достаточное количество сводообразующих частиц. Следует помнить, что глинистая корка сразу после образования становится отличным забойным фильтром. Ущерб, наносимый мгновенной фильтрацией, можно исключить, если все твердые компоненты этих растворов, включая реагенты для регулирования фильтрации и вязкости, сводообразующие частицы и утяжеляющие добавки, поддаются разложению.

Промышленность производит различные типы растворимых или разлагаемых материалов. Выбор нужного материала зависит от пластовых условий и вида выполняемых работ. В качестве закупоривающих материалов для нефтяных пластов могут быть использованы отсортированные по крупности частицы нефтерастворимые смолы или воски. При вводе скважины в эксплуатацию любые частицы, оставшиеся на стенке или внутри пласта, растворяются. Совершенно ясно, что такие частицы не следует использовать в газовых (добывается сухой газ) или водонагнетательных скважинах. Органические частицы (по сравнению с неорганическими закупоривающими материалами) имеют то преимущество, что их плотность почти вдвое ниже плотности бурового шлама. Это значит, что при бурении или расширении ствола в продуктивном интервале буровой шлам можно удалять из раствора в отстойниках с сохранением частиц, необходимых для образования сводовых перемычек.

Первыми разлагаемыми закупоривающими материалами, примененными в растворах для капитального ремонта скважин, были измельченные карбонаты (известняки, раковины устриц, доломиты). Они и сейчас довольно широко используются для этой цели. После окончания ремонта скважины при необходимости их можно удалить с помощью соляной кислоты. Карбонаты дешевы и пригодны для пласта любого типа, но имеют ряд недостатков.

Требуется кислотная обработка, на которую расходуются дополнительные средства.

При движении в скважине кислота может прореагировать с железом, кроме того, соединения железа присутствуют и в пласте. После того как кислота прореагирует, pH увеличи-

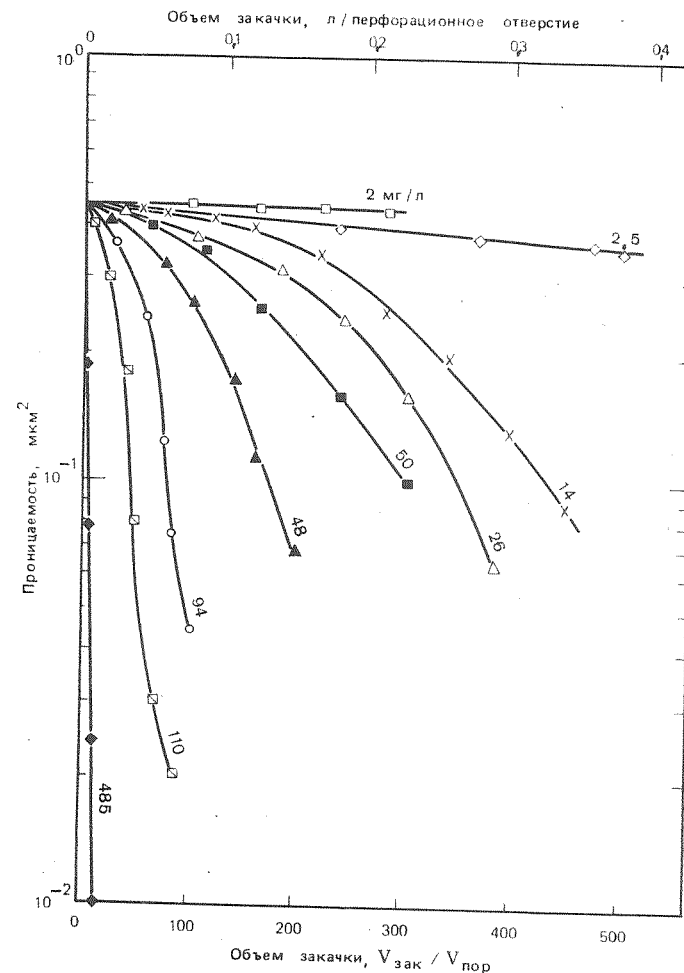


Рис. 10.21. Снижение проницаемости керна из песчаника сайпресс в результате прокачки различных обработанных и необработанных вод из Мексиканского залива у побережья шт. Луизиана (цифры у кривых — концентрация твердых частиц в растворе)



вается, гидроксид железа осаждается, что значительно снижает проницаемость пласта.

Кислота обычно движется по пути наименьшего сопротивления, поэтому с ней могут прореагировать не все карбонатные частицы. Для предотвращения этого необходимо попеременно закачивать порции кислоты и отклоняющего материала.

Когда цементирующим материалом является кальцит, кислота растворяет его, освобождая мельчайшие частицы.

Несмотря на все эти недостатки, карбонаты считаются наиболее подходящими разлагаемыми материалами для коллекторов сухого газа. Кроме того, перечисленные недостатки не имеют отношения к карбонатным коллекторам, которые в любом случае должны подвергаться кислотной обработке.

Для регулирования реологических свойств, а в ряде случаев и фильтрации буровых растворов с растворимой твердой фазой применяются полимеры с длинной цепью. К сожалению, большинство таких полимеров в лучшем случае разрушается лишь частично. В литературе и технических инструкциях иногда упоминается о «водорастворимых» полимерах, на основании чего можно сделать заключение, что эти полимеры не загрязняют пласта. В действительности ни один из подобных полимеров не образует истинного раствора; частицы их по своему размеру относятся к коллоидной фазе, а длина их молекул может превышать 0,1 мкм, что сравнимо с шириной глинистых пластинок среднего размера. Когда такие частицы глубоко проникают в пласт, происходит значительное снижение проницаемости. Удалить их из пористой среды трудно, так как они адсорбируются на поверхностях силикатов и на ребрах решеток глины (см. главу 4).

Ущерб, который могут нанести пласту полимеры, удалось выявить Таттлу и Баркмэну, которые прокачивали суспензии полимеров (не содержащие закупоривающих материалов) через керны песчаника проницаемостью 0,45 мкм<sup>2</sup>. При использовании гуаровой смолы обратная промывка обеспечила восстановление проницаемости только до 25 % начального значения, а при использовании гидроксипропила (ГЭЦ) — до 43 % (рис. 10.22). Разумеется, в промысловой практике для предотвращения глубокого проникновения полимера к его суспензии добавили бы закупоривающие материалы, но в операциях, требующих применения растворов с растворимыми материалами, эффективного закупоривания не происходит. Для предотвращения глубокого проникновения следует применять разлагаемые полимеры. ГЭЦ почти полностью растворяется в кислоте. Так, Таттл и Баркмэн после нагнетания в керн, загрязненный ГЭЦ, кислоты добились восстановления проницаемости до 90—100 % начального значения (рис. 10.23). Гуаровая смола в присутствии фермента разлагается в течение некоторого периода времени, но не полностью (сохраняется почти 9 %-ный остаток). Этого остатка вполне достаточно, чтобы

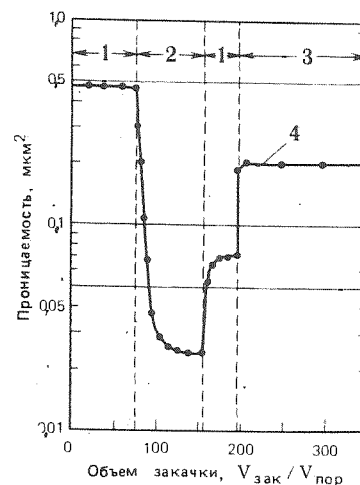


Рис. 10.22. Влияние раствора неразрушенной гидроксипропила (ГЭЦ) на проницаемость керна из песчаника сайпресс:  
1 — солевой раствор; 2 — полимерный раствор (ГЭЦ); 3 — обратная промывка соевым раствором; 4 — 43 % начальной проницаемости

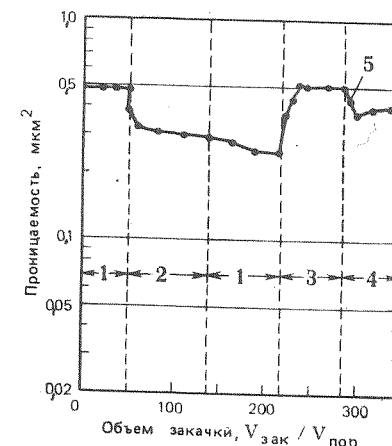


Рис. 10.23. Влияние раствора разрушенной гидроксипропила на проницаемость керна из песчаника сайпресс:  
1 — солевой раствор; 2 — полимерный раствор (ГЭЦ, разрушенная кислотой); 3 — обратная промывка соевым раствором; 4 — прямая промывка соевым раствором; 5 — 100 % начальной проницаемости

вызвать резкое ухудшение проницаемости пласта. Например, в экспериментах Таттла и Баркмэна восстановление начальной проницаемости после разрушения этой смолы было не более 50 %. Однако производные гуаровой смолы, такие как гидроксипропил и гидроксипропила гуаровой смолы (см. рис. 4.31), при разложении дают остаток всего 1—2 %. Аналогично, хотя крахмал не растворяется в кислоте, его производные (такие как гидроксипропилированный и этерифицированный крахмал) растворимы в кислоте.

Регулировать плотность лучше всего с помощью растворимых солей. Максимальные плотности, которые получают при этом, составляют 1,20 г/см<sup>3</sup> при использовании хлорида натрия, 1,39 г/см<sup>3</sup> — хлорида кальция и 1,80 г/см<sup>3</sup> при использовании бромиды кальция. Следует отметить, что только ГЭЦ, гуаровая смола и производные крахмала устойчивы в кальциевых растворах. В тех случаях, когда применение бромиды кальция не оправдано из-за высокой стоимости, плотности примерно 1,68 г/см<sup>3</sup> могут быть достигнуты путем добавок измельченных карбонатов. Поскольку плотность карбонатов меньше, чем бромиды кальция, скорость осаждения снижается и можно до минимума уменьшить повышение вязкости в связи с высоким содержанием твердой фазы. С этой целью используются карбонаты более грубого помола, чем применяемый

барит (например, 95 % фракций, проходящих через сито с размером ячейки в свету 0,074 мм, вместо 95 % фракций, проходящих через сито с размером ячейки 0,062 мм).

Для получения растворов плотностью более 1,68 г/см<sup>3</sup> можно применять карбонат двухвалентного железа (сидерит) либо оксид трехвалентного железа (гематит). Оба эти соединения растворимы в кислоте, но, как уже отмечалось, при обработке кислотой соединений железа существует опасность загрязнения пласта из-за выпадения в осадок гидроксида железа при повышении pH. Соединения двухвалентного железа осаждаются при pH=7, а трехвалентного железа — при pH=2. Именно поэтому карбонат двухвалентного железа FeCO<sub>3</sub> следует предпочесть оксиду трехвалентного железа Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.

#### ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

##### Растворы на водной основе с нефтерастворимыми органическими частицами

В ряде таких растворов используют нефтерастворимые органические частицы, например воски и смолы, выполняющие функцию закупоривающих материалов. В некоторых растворах при достаточно низких температурах эти частицы могут деформироваться и действовать как материалы для регулирования фильтрации и образования сводовых перемычек. Эти системы лучше всего работают при температурах от 65 до 95 °С. При температурах ниже 65 °С такие частицы становятся слишком твердыми, а при температурах выше 95 °С — чрезмерно мягкими. В системе, описанной Фишером, органические частицы состоят из смеси воска, ПАВ и сополимера этилена и винила. С помощью таких частиц фильтрационные потери по методике АНИ можно снизить до 24 см<sup>3</sup>, а при добавлении хромового лигнита — до 7 см<sup>3</sup>. Для регулирования реологических свойств в раствор можно добавлять ГЭЦ и ксантановую смолу. С целью увеличения плотности до 1,2 г/см<sup>3</sup> можно использовать хлорид калия.

Частицы термопластичной смолы в системе, описанной Кроун и Криаром, достаточно легко деформируются, обеспечивая снижение фильтрационных потерь до 7 см<sup>3</sup> без введения дополнительных материалов, но утрачивают способность регулировать эти потери в горных породах проницаемостью более 0,9 мкм<sup>2</sup>. Преимуществом этой системы является ее устойчивость во всех солевых растворах, вплоть до насыщенных.

Самэн описывает систему, в которой термопластичные смолы с повышенной (180 °С) температурой размягчения обеспечивают только закупоривающее действие и не способны регулировать фильтрацию. При необходимости фильтрацию можно регулиро-

вать с помощью производных крахмала или других полимеров, а несущую способность — с помощью ГЭЦ. Эта система также устойчива во всех солевых растворах, вплоть до насыщенных, при температурах до 150 °С.

#### Кислоторастворимые и биохимически разлагаемые системы

В кислоторастворимых и поддающихся биохимическому разложению системах в качестве закупоривающего материала обычно используют измельченный карбонат кальция. Он полностью растворяется в кислоте и поставляется в виде широкой гаммы порошков различного гранулометрического состава (от нескольких миллиметров до десятых долей миллиметра). Его можно использовать при любой температуре в нефтяных скважинах. Таттл и Баркмен установили, что при правильном подборе гранулометрического состава с помощью суспензий одного карбоната кальция можно проводить краткосрочный ремонт скважин, в которых для установления сообщаемости с пластом осуществлялась пулевая перфорация. Однако в большинстве случаев в эти суспензии необходимо добавлять полимеры для регулирования фильтрации и несущей способности. К широко используемым полимерам относятся КМЦ и полиакрилонитрил, которые нерастворимы в кислоте; ксантановая смола (растворима в кислоте на 50 %) и гуаровая смола, которые, как уже отмечалось, можно разложить с помощью ферментов; производные крахмала и ГЭЦ, которые почти полностью растворяются в кислоте. Следует обратить внимание на то, что для обеспечения высокой термостабильности к ГЭЦ необходимо добавлять оксид магния. При необходимости, в качестве дополнительных материалов для регулирования фильтрации используются лигносульфонаты кальция. Как гуаровая смола, так и ГЭЦ имеют низкие значения отношения предельного динамического напряжения сдвига к пластической вязкости, к тому же они нетиксотропны, что является их преимуществом, так как существует возможность эффективно удалять из раствора газ и посторонние твердые примеси. В тех случаях, когда требуются высокая несущая способность и взвешивающие свойства, по-видимому, целесообразнее использовать ксантановую смолу.

#### Растворы с водорастворимой твердой фазой

В конце 70-х годов был внедрен раствор для заканчивания и ремонта скважин, в котором в качестве закупоривающего и утяжеляющего материала использовали отсортированные зерна хлорида натрия. Эти зерна образуют суспензию в насыщенном солевом растворе благодаря добавке полимера и диспергатора (о которых никакой информации нет). Плотность этого раствора может быть доведена до 1,68 г/см<sup>3</sup>. Когда скважину вводят в эксплуатацию, зерна соли либо удаляются пластовыми

водами, либо промываются недонасыщенными солевыми растворами. Этот раствор, вероятно, наиболее пригоден для водонагнетательных скважин.

### Эмульсия углеводорода в воде для перфорационных работ

Уже неоднократно подчеркивалась важность использования незагрязняющих растворов при проведении пулевой перфорации. Прист и Морган, а также Прист и Аллен специально для этой операции разработали эмульсию, не содержащую твердой фазы. Обычно 40 % углеводородной фазы эмульгировано в растворе хлорида натрия или кальция. Углеводородной фазой служит керосин, четыреххлористый углерод или их смесь в зависимости от требуемой плотности эмульсии. Максимальная плотность 1,5 г/см<sup>3</sup>. Эмульсия достаточно устойчива, чтобы можно было регулировать фильтрацию в течение 24 ч.

Для сокращения расходов в скважину закачивается и размещается против перфорируемого интервала только порция эмульсии, причем ее плотность заранее регулируется с таким расчетом, чтобы эмульсия удерживалась на месте. Применение этой эмульсии в промысловых условиях показало, что она не вызывает снижения проницаемости ни во время перфорации, ни в ходе ремонтных работ с открытыми перфорационными каналами.

### Растворы на углеводородной основе

В большинстве условий обычные буровые растворы на углеводородной основе являются хорошим средством промывки при бурении в продуктивном интервале. Первоначально их разработали именно для этой цели. Слабая мгновенная фильтрация сводит к минимуму проникновение в пласт твердых частиц, а фильтрат, будучи нефтью или ее производным, не вызывает образования водяного барьера и не ухудшает свойств чувствительных к воде пластов. Лабораторные и промысловые исследования показали, что растворы на углеводородной основе вызывают меньшее ухудшение свойств чувствительных к воде пластов, чем обычные буровые растворы на водной основе. Применение растворов на углеводородной основе ограничивается тем, что они могут вызвать изменение в смачиваемости, и тем, что их нельзя использовать, если продуктивный пласт насыщен сухим газом.

Тем не менее обычные растворы на углеводородной основе разлагаются с трудом, поэтому их нельзя использовать в условиях, которые делают желательным применение разлагаемых систем. Растворы на углеводородной основе рассчитаны на максимальную устойчивость в процессе бурения; любая вода, которую они содержат или которая попадает в них при бурении, эффективно эмульгируется сильными ПАВ. Таким образом, су-

ществует опасность образования эмульсионного барьера в пласте, если сводовая перемычка на стенке скважины не образуется или разрушится и раствор внедрится глубоко в пласт. С учетом этого обстоятельства вместо инвертных эмульсий с высоким отношением воды к нефти следует использовать растворы на углеводородной основе, содержащие асфальт в коллоидном состоянии для регулирования фильтрации. Поскольку асфальт растворим в нефти ароматического основания, любой вред, наносимый им пласту, будет автоматически нейтрализовываться в коллекторах с нефтями этого основания. Во всех остальных случаях асфальт можно удалить промывкой ароматическими растворителями. Однако асфальтосодержащие растворы не следует использовать в газоконденсатных коллекторах, так как асфальт осаждается под воздействием легких углеводородов (таких как гексан).

Во многих работах по капитальному ремонту применяют нефть из соседних скважин. Ее преимуществами являются дешевизна и доступность. Однако в этой нефти содержится большое количество твердых примесей, которые могут привести к снижению проницаемости пласта, подобно частицам твердой фазы в «чистых» растворах. Поэтому не следует применять необработанную нефть, если существуют условия для ее проникновения в пласт в значительных количествах. Для условий, требующих применения раствора на углеводородной основе с определенными фильтрационными и реологическими свойствами, разработана разлагаемая эмульсия воды в нефти. Капли эмульсии стабилизированы пленкой из мелкозернистых частиц мела вместо органических ПАВ. При контакте с кислотой частицы мела растворяются, и эмульсия разлагается на нефть и воду, не оставляя никакого осадка. Эта композиция особенно подходит для использования при капитальном ремонте скважин, так как поставляется в мешках и для образования готовой эмульсии может быть смешана с нефтью из соседних скважин и водой или минерализованными пластовыми водами.

Райт составил полный список фирменных наименований, компонентов и функций различных материалов для растворов, используемых при заканчивании и капитальном ремонте скважин.

### ИССЛЕДОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПЛАСТА РАСТВОРАМИ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Сложность процесса загрязнения пласта затрудняет подбор состава раствора, не ухудшающего коллекторских свойств пласта, для заканчивания скважин без проведения всесторонних лабораторных исследований. Такие исследования обязательно связаны со значительными расходами на получение кернов и выполнение работ в лаборатории. Однако эти расходы оказываются пренебрежимо малыми по сравнению с увеличением

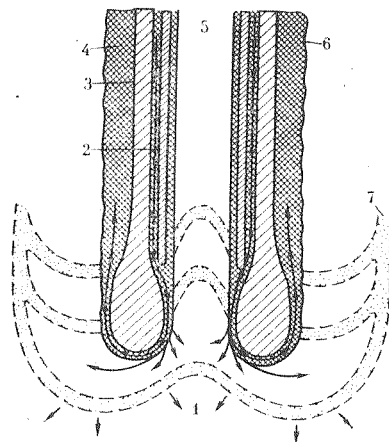


Рис. 10.24. Проникновение частиц твердой фазы бурового раствора в нижнюю часть керна, отбираемого под давлением:

1 — фильтрат за пределами глинистой корки; 2 — керноприемная труба; 3 — корпус устройства для отбора керна под давлением; 4 — глинистая корка вокруг устройства для отбора керна под давлением; 5 — керн; 6 — ствол скважины; 7 — слияние глинистых корок

прибыли в результате повышения продуктивности скважин на только что открытом месторождении всего на несколько процентов.

Одной из проблем, которой невозможно полностью избежать, является изменение состояния керна за счет его загрязнения частицами твердой фазы и фильтратом бурового раствора. В ходе исследований на буровом стенде с использованием микроголовок для отбора керна Дженкс установил, что фильтрат бурового раствора может вытеснять более 50 % жидкостей или газа, насыщающих вскрываемый пласт. Они показали, что загрязнение пласта можно значительно уменьшить путем поддержания положительного дифференциального давления не выше 1,4 МПа или применения буровых растворов с низкими значениями мгновенной фильтрации и фильтрационных потерь. Такие фильтрационные свойства легче всего получить при использовании растворов на углеводородной основе, которые обладают еще одним преимуществом — их фильтрат не оказывает отрицательного воздействия на чувствительные к воде глины.

На кернах, отобранных под давлением с помощью керноотборника с резиновой эластичной приемной камерой (рис. 10.24), Уэбб и Хаскин наблюдали пояски из частиц бурового раствора и породы. На кернах, отобранных обычным способом, таких поясков не было.

Все керны должны быть завернуты в полиэтиленовую пленку и герметизированы сразу после извлечения из скважины. Если керн оставить открытым, содержащиеся в породе глины покроются остаточной нефтью и свойства керна необратимо изменятся.

Методики лабораторных анализов кернового материала зависят от местных условий и выбора исследователя. Ниже приведено несколько рекомендаций, которые могут оказаться полезными.

Вырежьте образцы для исследований из центральной (по диаметру) части керна. Затем с торцов удалите участки с явным загрязнением буровым раствором. Этим достигается минимальное загрязнение испытуемого образца буровым раствором, особенно если керн имел большой диаметр.

Перед составлением программы исследований целесообразны следующие предварительные процедуры:

- промывка керна ароматическим растворителем, сушка керна и определение проницаемости для воздуха и пористости;

- проведение рентгеноскопического анализа для идентификации глинистых минералов или хотя бы испытание метиленовой синью (см. главу 3) для оценки активности глинистых минералов;

- если керны отобраны из пластов очень низкой проницаемости, определение капиллярных давлений путем нагнетания ртути;

- анализ пробы пластовой воды на содержание растворимых солей.

Исследования по оценке растворов для заканчивания скважины, не вызывающих загрязнения пласта, должны осуществляться на свежих образцах, в которых сохранены поровые флюиды. Сушка и промывка изменяют смачиваемость поверхности породы в поровых каналах. Обычно исследования проводятся по следующей методике:

1. Прокачивают естественную или искусственную минерализованную пластовую воду через образец до тех пор, пока проницаемость не перестанет изменяться.

2. Прокачивают нефть (азот в случае газоносного пласта) в обратном направлении до тех пор, пока не будет достигнута постоянная проницаемость  $(k_0)_1$ .

3. К торцу образца подают испытуемый раствор под перепадом давления 3,5 МПа (исходя из предположения, что в какой-то мере раствор уже имеет необходимые фильтрационные свойства), и этот перепад поддерживается до того момента, когда через образец пройдет как минимум один поровый объем фильтрата бурового раствора. При отсутствии камеры для динамической фильтрации может потребоваться выдержка в течение 1 сут и более, если диаметр образца не менее 76 мм.

4. Нагнетают в обратном направлении нефть до получения постоянной проницаемости  $(k_0)_2$ .

Критерием для оценки загрязнения пласта является отношение  $(k_0)_2/(k_0)_1$ , выраженное в процентах.

Для диагностики причин снижения проницаемости в этих исследованиях, а также для планирования мер по восстановлению проницаемости пород могут быть проведены следующие эксперименты.

Для оценки влияния фильтрата на глины, содержащиеся в пласте, без сопутствующего воздействия частиц твердой фазы бурового раствора с помощью многослойного фильтр-пресса

получают большой объем фильтрата и повторяют описанные исследования в той же последовательности, но на 3-м этапе к образцу подводят не буровой раствор, а его фильтрат. Перепад давления регулируют таким образом, чтобы получить подходящий расход, и прокачку заканчивают после достижения постоянной проницаемости.

Проверяют водонасыщенность после первоначального и конечного нагнетания нефти. Если наблюдается значительное изменение водонасыщенности, проводят капиллярную пропитку для определения вариации в смачиваемости.

Для выявления снижения проницаемости под влиянием частиц твердой фазы бурового раствора образец промывают и высушивают, затем в течение 6 ч его прокачивают при температуре 600 °С для дезактивации глин, содержащихся в породе. Исследования повторяют в обычной последовательности с использованием на 3-м этапе испытуемого бурового раствора. В этом случае любое снижение проницаемости отражает ухудшение коллекторских свойств пласта только под воздействием частиц твердой фазы бурового раствора. Для определения глубины их проникновения образец разрезают на тонкие пластинки, начиная с расстояния 0,25 см от поверхности и далее через 1 см, при этом измеряют проницаемость остающейся части образца, пока она не станет постоянной. Подобные исследования необходимо проводить для определения оптимального размера и концентрации частиц, образующих сводовые перегородки.

Проверяют на совместимость фильтрат бурового раствора и пластовую воду посредством их смешивания.

## НАДПАКЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ И ЖИДКОСТИ ДЛЯ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА

### ФУНКЦИИ И ТРЕБОВАНИЯ

При заканчивании скважины выше продуктивного интервала между колоннами насосно-компрессорных и обсадных труб рекомендуется устанавливать пакер, а кольцевое пространство над ним заполнять *надпакерной жидкостью*. Такая операция является просто мерой безопасности. Если этого не делать, то на обсадную головку будет воздействовать давление, равное пластовому при заканчивании скважины на залежь сухого газа или пластовому минус давление столба жидкости в кольцевом пространстве при заканчивании скважины на нефтяной коллектор. Надпакерная жидкость снижает разность давлений внутри колонны насосно-компрессорных труб и за ней (затрубное пространство), а также между последним и заколонным (т. е. снаружи обсадной колонны) пространством. Плотность надпакерной жидкости может быть достаточно высокой, чтобы ее столб уравновесил давление у нижнего конца колонны насосно-компрессорных труб; но даже в таком случае в верхней части этой

колонны все равно будет существовать перепад давлений, который увеличивается с приближением к устью скважины.

Поскольку надпакерная жидкость остается в скважине до тех пор, пока не потребуется провести подземный ремонт, что может случиться через многие годы, эта жидкость должна удовлетворять особым требованиям:

- быть устойчивой в механическом отношении, чтобы твердая фаза не оседала на пакер;

- быть устойчивой в химическом отношении при забойных температурах и давлениях, чтобы не развилась высокая прочность геля, исключая возможность циркуляции;

- должна содержать материалы, которые способны герметизировать места возможных утечек;

- сама не должна вызывать заметной коррозии и защищать металлические поверхности от коррозии под действием пластовых флюидов, которые могут просочиться в кольцевое пространство;

- поскольку при заканчивании и подземном ремонте скважины надпакерная жидкость может проникать в перфорационные отверстия, она не должна загрязнять пласт.

*Жидкости для заколонного пространства* — это жидкости, которые оставляют над цементным камнем в кольцевом пространстве между стенкой ствола скважины и обсадной колонной главным образом для того, чтобы защитить обсадную колонну от коррозии под действием пластовых флюидов. Они повышают шансы на успех при извлечении обсадной колонны, если в этом возникнет необходимость. Они должны обладать всеми свойствами надпакерных жидкостей и, кроме того, иметь хорошие закупоривающие и фильтрационные характеристики, чтобы предотвратить поглощение жидкости для заколонного пространства или ее фильтрата проницаемыми пластами.

Ниже приведены общие сведения о различных типах надпакерных жидкостей и жидкостей для заколонного пространства. Подробная информация по этому вопросу изложена в статье Шовэна.

### ВОДНЫЕ НАДПАКЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

#### Буровые растворы на водной основе

Буровые растворы на водной основе, которые применяют при бурении скважин, часто используют и в качестве надпакерных жидкостей. Их преимущества — доступность, экономичность, хорошая механическая устойчивость и подходящие взвешивающие свойства. Однако у них есть очень серьезный недостаток — они агрессивны. Для насосно-компрессорных и обсадных труб в работающей скважине характерны те же коррозионные явления, что и для бурильных труб (детальное описание см. в главе 9). Тем не менее, если при бурении скважины обработки раствора



можно проводить так часто, как это нужно, добавки к надпакерной жидкости должны действовать на протяжении неопределенно долгого времени, и нет никакой уверенности, что они сохранят свою эффективность. Поэтому использование бурового раствора на водной основе в качестве надпакерной жидкости со временем может привести к негерметичности обсадных или насосно-компрессорных труб, и эту практику следует признать нежелательной, за исключением скважин, в которых условия для коррозионных проявлений отсутствуют.

### Надпакерные жидкости с низким содержанием твердой фазы

Надпакерные жидкости с низким содержанием твердой фазы обычно содержат полимер для регулирования вязкости, ингибитор коррозии и растворимые соли для регулирования плотности. При необходимости к ним добавляют частицы, образующие сводовые перемишки, реагенты, регулирующие фильтрацию, и герметизирующие материалы (например волокна асбеста). Регулировать свойства этих простых систем легче, чем буровых растворов с высоким содержанием твердой фазы. В них не происходит разложения лигносульфонатов или глинистых минералов при высоких температурах, а коррозию можно замедлить с помощью гидрофобизирующих реагентов, так как потери ингибитора резко снижаются благодаря низкому содержанию твердой фазы. Одной из неблагоприятных характеристик таких жидкостей является то, что полимеры, будучи псевдопластичными, не имеют реального предельного динамического напряжения сдвига и не тиксотропны (за исключением ксантановой смолы с поперечными связями). Следовательно, частицы твердой фазы будут медленно оседать, но в этих жидкостях так мало твердых частиц (и совсем нет барита), что осаждение редко создает осложнения. Другая проблема обусловлена нестабильностью полимеров при высоких температурах. Поэтому, перед тем как закачивать полимерные жидкости в скважину, их необходимо подвергнуть продолжительным испытаниям на термостабильность при предполагаемых забойных температурах.

Мейел и Стейн сообщили о надпакерной жидкости с низким содержанием твердой фазы, состоящей из аттапульгитовой глины в насыщенном растворе хлорида натрия, с хроматом натрия в качестве ингибитора коррозии и карбонатом натрия для повышения pH до 10,5. Промысловые испытания показали, что эта жидкость обладает высокой термостабильностью при повышенных температурах.

### Чистые солевые растворы

Чистые солевые растворы можно использовать в качестве надпакерных жидкостей, но нельзя применять в качестве жидкостей для заколонного пространства, так как их фильтрация

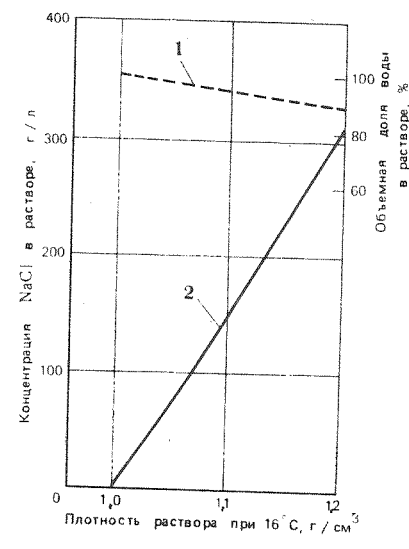


Рис. 10.25. Приготовление растворов хлорида натрия:  
1 — вода; 2 — 100 % NaCl

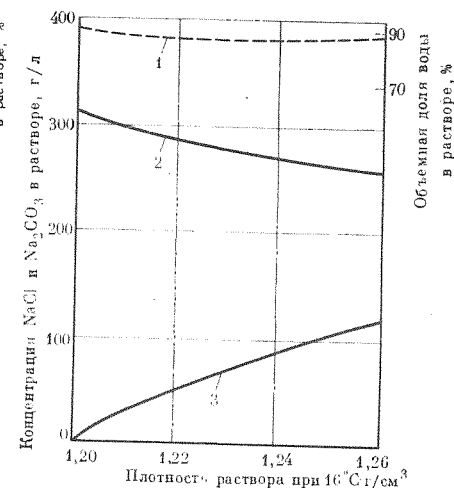


Рис. 10.26. Приготовление растворов хлорида и карбоната натрия:  
1 — вода; 2 — 100 % NaCl; 3 — 100 % Na₂CO₃

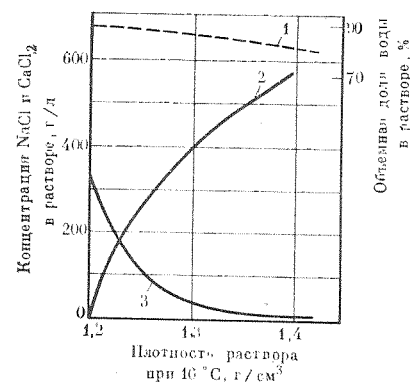


Рис. 10.27. Приготовление растворов хлоридов кальция и натрия:  
1 — вода; 2 — хлориды 95 %-ного CaCl₂; 3 — 100 % NaCl

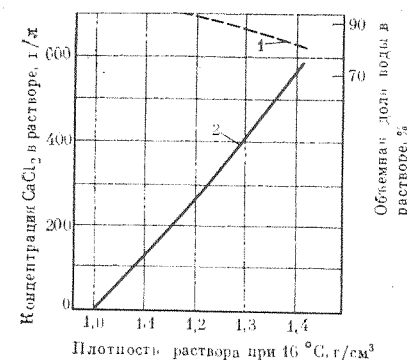


Рис. 10.28. Приготовление растворов хлорида кальция:  
1 — вода; 2 — хлориды 95 %-ного CaCl₂

не поддается контролю. После тщательного фильтрования и предохранения от загрязнения буровым раствором, остающимся на стенках насосно-компрессорных или обсадных труб, такие растворы практически свободны от твердой фазы и обладают всеми вытекающими отсюда преимуществами. Главный недостаток заключается в снижении продуктивности, если хотя бы небольшой объем солевого раствора проникнет в коллектор, как об этом уже говорилось в разделе о растворах для заканчивания скважин.

Источниками солевых растворов могут быть морская вода, добываемые вместе с нефтью минерализованные пластовые воды и соли, хранящиеся в мешках. При использовании солей, затаренных в мешки, могут быть достигнуты следующие максимальные плотности.

Соль	г/см <sup>3</sup>
Хлорид натрия	1,20 (рис. 10.25)
Хлорид и карбонат натрия	1,26 (рис. 10.26)
Хлориды натрия и кальция	1,40 (рис. 10.27)
Хлорид кальция	1,41 (рис. 10.28)
Хлорид кальция и бромид кальция	1,82 (рис. 10.29)

Для достижения плотности 2,30 г/см<sup>3</sup> недавно были использованы смеси хлорида кальция, бромида кальция и бромида цинка. Применение цинка и бромидов ограничено из-за высокой стоимости и агрессивности таких растворов (рис. 10.30).

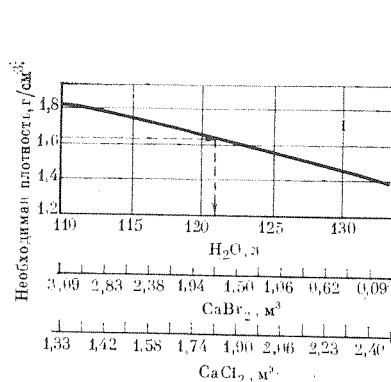


Рис. 10.29. Потребность в затаренных в мешки сухих солях ( $\text{CaCl}_2$  и  $\text{CaBr}_2$ ) и в воде для приготовления 1 м<sup>3</sup> надпакерной жидкости

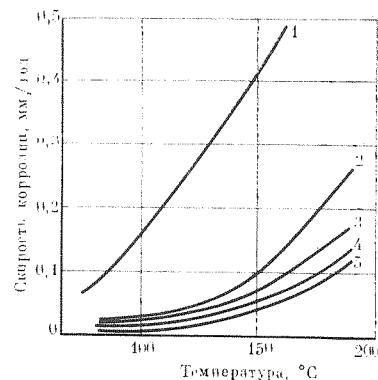


Рис. 10.30. Скорость коррозии под действием тяжелых солевых растворов на основании 30-суточных лабораторных испытаний образцов из стали марки N-80:

1 — раствор  $\text{ZnCl}_2$  и  $\text{CaCl}_2$  плотностью 1,68 г/см<sup>3</sup>; 2 — раствор  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{CaBr}_2$  плотностью 1,80 г/см<sup>3</sup>; 3 — раствор  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{CaBr}_2$  с добавкой 0,5 % ингибитора коррозии (плотность 1,80 г/см<sup>3</sup>); 4 — раствор  $\text{CaCl}_2$  плотностью 1,39 г/см<sup>3</sup>; 5 — раствор  $\text{CaCl}_2$  с добавкой 0,5 % ингибитора коррозии (плотность 1,39 г/см<sup>3</sup>)

## НАДПАКЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ И ЖИДКОСТИ ДЛЯ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Как уже отмечалось в главе 9, растворы на углеводородной основе не корродируют металлы и обладают более высокой термостабильностью, чем растворы на водной основе. Эти характеристики делают их особенно подходящими для использования в качестве надпакерных жидкостей, несмотря на высокую стоимость и потенциальную опасность загрязнения окружающей среды. В глубоких высокотемпературных скважинах может возникнуть проблема осаждения барита и других твердых веществ, однако эту проблему можно решить добавлением диспергируемого в нефти бентонита.

Растворы на углеводородной основе следует использовать во всех случаях, когда температура слишком высока для растворов на водной основе и когда ожидается сильная коррозия (например, когда в пласте содержится сероводород). Растворы на углеводородной основе являются идеальными в качестве жидкости для заколонного пространства благодаря коррозионной устойчивости, хорошим фильтрационными свойствам, а также потому, что они облегчают извлечение обсадной колонны, если в этом возникнет необходимость. Их используют в арктических районах для вытеснения растворов на водной основе из заколонного пространства в зоне многолетнемерзлых пород.

## Глава 11.

# КОМПОНЕНТЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В предыдущих главах основные компоненты буровых растворов анализировались с точки зрения их влияния на свойства и поведение бурового раствора. В этой главе основные составляющие буровых растворов будут рассмотрены как продукты, выпускаемые промышленностью. Показаны химический состав, источники сырья и технология получения таких продуктов. Даются оценки потребления большинства этих продуктов в США в последние годы.

### ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОДУКТЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

За 50 лет, прошедших с тех пор как началось промышленное производство материалов для буровых растворов, число выпускаемых продуктов возросло с полудюжины почти до 1400 добавок, имеющих торговый знак. Если первые добавки предназначались только для увеличения плотности, повышения или снижения вязкости буровых растворов, то в настоящее время предлагаются материалы, выполняющие одну или несколько функций, для десяти систем буровых растворов. Один из основных поставщиков предлагает 75 продуктов, имеющих товарный знак.

Главные поставщики имеют свои представительства во всех районах активного бурения. Большое число мелких поставщиков действуют в ограниченных сферах или поставляют продукты лишь нескольких наименований и не включаются в список основных поставщиков, которых насчитывается более 80.

Подгруппа Комитета АНИ по стандартизации материалов для буровых растворов подготовила список применяемых компонентов, чтобы ознакомить административные органы, которые следят за влиянием химических веществ на окружающую среду, с природой и объемом материалов, используемых в буровых растворах. В списке приведены расчетные объемы компонентов, использованных в США в 1977 г. (за исключением материалов для растворов, применяемых при заканчивании и капитальном ремонте скважин, и для надпакерных жидкостей), и обычные диапазоны их концентраций.

В списке перечислено примерно 40 основных веществ. При классификации основных систем (например, запатентованных буровых растворов на углеводородной основе) и других неидентифицированных продуктов включен ряд дополнительных веществ. Суммарная расчетная масса веществ, израсходованных в 1977 г., по-видимому, ниже их фактического потребления глав-

ным образом вследствие заниженных расходов барита и глин. По данным Горного бюро США, их общее потребление составило 3,21 млн. т.

В обзорах использования химических реагентов отмечалось влияние совершенствования технологии бурения на состав бурового раствора. В последние годы в строительстве скважин основное внимание обращалось на снижение стоимости бурения благодаря разработке новых систем, ускоряющих бурение скважин (увеличение скорости проходки и предупреждение осложнений и аварий). Такой подход позволил добиться значительных успехов в этой области, но он же привел к росту числа специальных материалов, в ряде случаев весьма сомнительного качества.

По мере совершенствования оборудования для удаления шлама из бурового раствора вновь обратились к идее (высказанной более 20 лет назад) о целесообразности повторного использования синтетических буровых растворов. В настоящее время, однако, ведущее положение (по тоннажу и стоимости) на рынке сохраняют два природных вещества — бентонит и барит — материалы, которые были предложены первыми в качестве основных ингредиентов буровых растворов.

### ВОДА

Вода — наиболее важный компонент буровых растворов. Вода, содержащаяся в разбуриваемых пластах, ограничивает бурение с продувкой воздухом, в связи с чем очень небольшое число скважин бурят с продувкой сухим воздухом. Во всех остальных случаях в определенные периоды бурения в буровых системах используется вода. Даже в том случае, когда прекращают использовать буровой раствор на водной основе и переходят на раствор с углеводородной основой или пену, вода продолжает играть важную роль в поведении бурового раствора. Необычные характеристики воды влияют на каждый этап буровых работ от забуривания ствола до заканчивания скважины, а на этапе планирования необходимо учитывать содержание химических веществ в технической воде.

Вода — своеобразное вещество. Фрэнкс во введении к четырехтомной монографии, посвященной воде, писал: «...из всех известных жидкостей вода, по-видимому, является наиболее изученной и наименее понятной, хотя многие ее свойства приняты в качестве международных стандартов...». К числу отличительных, по сравнению с другими жидкостями, свойств воды относятся самое высокое поверхностное натяжение, диэлектрическая константа, удельная теплота плавления, теплота парообразования и превосходная способность растворять различные вещества. Наиболее важным свойством воды, отличающим ее от большинства других веществ, является ее расширение при замерзании в условиях нормального давления.

Своеобразные свойства воды объясняются ее особой молекулярной структурой. Простая формула —  $\text{H}_2\text{O}$  — не выявляет нелинейной, асимметричной структуры ее молекулы, которую можно рассматривать как тетраэдр с атомом кислорода в центре и с двумя ядрами водорода и двумя парами электронов по углам. Полярная природа молекулы объясняет ее сильную тенденцию к образованию водородных связей и созданию структуры жидкой воды. В воде диссоциируют соли, кислоты и основания. Гидратные оболочки уменьшают притяжение ионов с противоположным зарядом. При любом изучении поведения бурового раствора главными объектами исследований являются реакции между поверхностями глинистых частиц и воды, а также влияние электролитов, растворенных в воде, на взаимодействие глины и воды.

Обычно вода доступна и затраты на ее приобретение сравнительно низки. На некоторых буровых, однако, ее качество таково, что приходится изменять композицию бурового раствора или подвергать воду обработке, чтобы устранить вредное влияние некоторых растворенных в ней веществ. В этих случаях следует обратить внимание на стоимостный аспект и рассмотреть вопрос об альтернативных решениях проблемы. На ряде площадей одной из главных статей буровых затрат может стать удаление избытка бурового раствора. В подобной ситуации график использования буровых растворов должен быть составлен так, чтобы свести к минимуму избыточный объем без ухудшения рабочих характеристик растворов.

Измерение объема воды, используемой в буровом растворе, производится очень редко. В этих случаях суточное потребление воды оказывалось чрезвычайно большим, достигая иногда 60 % объема бурового раствора в циркуляционной системе. При использовании утяжеленного бурового раствора объем добавляемой воды можно подсчитать по количеству барита, необходимого для поддержания заданной плотности. По весьма заниженным оценкам, масса воды, расходуемой ежегодно при бурении скважин, превышает 20 млн. т.

### МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПЛОТНОСТИ

Одной из важных функций бурового раствора является уравнивание давления пластовых флюидов с целью предотвращения выбросов. Иногда плотность бурового раствора приходится повышать, чтобы придать устойчивость слабо цементированным породам. Для некоторого увеличения плотности бурового раствора можно добавить любое вещество, которое имеет большую плотность, чем вода, и не оказывает отрицательного влияния на остальные свойства раствора. Выбор такого материала зависит не только от стоимости, но и от других факторов. Растворимость солей ограничивает диапазон их применимости, но есть и другие проблемы, связанные с использованием

Таблица 11.1  
МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПЛОТНОСТИ  
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Материал	Главный компонент	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Твердость по шкале Мооса
Галенит	PbS	7,4—7,7	2,5—2,7
Гематит	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	4,9—5,3	5,5—6,5
Магнетит	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	5,0—5,2	5,5—6,5
Оксид железа (искусственный)	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	4,7	
Ильменит	FeO·TiO <sub>2</sub>	4,5—5,1	5—6
Барит	BaSO <sub>4</sub>	4,2—4,5	2,5—3,5
Сидерит	FeCO <sub>3</sub>	3,7—3,9	3,5—4
Целестит	SrSO <sub>4</sub>	3,7—3,9	3—3,5
Доломит	CaCO <sub>3</sub> ·MgCO <sub>3</sub>	2,8—2,9	3,5—4
Кальцит	CaCO <sub>3</sub>	2,6—2,8	3

таких систем. Для повышения плотности буровых растворов пригодны различные мелкоизмельченные твердые материалы (табл. 11.1).

Совершенно ясно, что плотность утяжелителя имеет определяющее значение при его выборе, особенно для буровых растворов очень высокой плотности. Часть объема, которую занимает добавляемое твердое вещество, является одним из главных факторов, ограничивающих его использование. На рис. 11.1 показано влияние плотности утяжеляющего материала на его содержание в утяжеленных растворах. Например, для получения плотности бурового раствора 2,28 г/см<sup>3</sup> объемная доля утяжелителя плотностью 4,2 г/см<sup>3</sup> должна составить 39,5 % по сравнению с 30 % при использовании утяжелителя плотностью 5,2 г/см<sup>3</sup>.

На выбор вещества в качестве утяжелителя, помимо химической инертности и плотности, влияет еще ряд факторов. Прежде всего требуется, чтобы это вещество имело в больших количествах. Оно должно легко из-

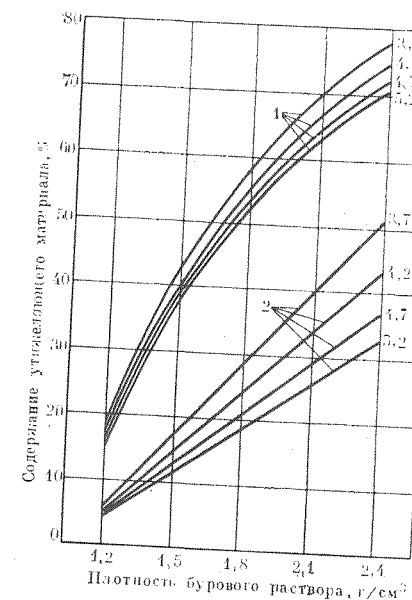


Рис. 11.1. Зависимость плотности бурового раствора от содержания утяжеляющего материала в растворе (цифры у кривых определяют плотность утяжелителя в г/см<sup>3</sup>):  
1 — массовая доля, %; 2 — объемная доля, %

мельчаться до нужного гранулометрического состава и быть сравнительно неабразивным, а также иметь умеренную стоимость, не причинять вреда буровой бригаде и окружающей среде. С учетом всех этих факторов для повышения плотности буровых растворов в США стали пользоваться исключительно баритом.

### Барит

Характеристики. Чистый барит (сульфат бария,  $\text{BaSO}_4$ ) содержит 58,8 % бария и имеет плотность 4,5 г/см<sup>3</sup>. Предлагаемый поставщиками барит, иногда именуемый тяжелым шпатом, имеет меньшую плотность, так как содержит включения других минералов (например, кварца, роговика, кальцита, ангидрита, целестина и различных силикатов). Кроме того, в него обычно входят несколько железосодержащих минералов, некоторые из которых могут повысить плотность продукта.

Барит фактически нерастворим в воде и не реагирует с другими компонентами бурового раствора. Добываемый вместе с баритом сульфат кальция, иногда присутствующий в виде гипса или ангидрита, должен быть удален из продукта, так как он загрязняет буровые растворы на пресной воде. Сульфидные минералы (такие как пирит и сфалерит), если они присутствуют в барите, могут подвергнуться окислению с образованием растворимых солей, которые отрицательно влияют на поведение бурового раствора. Барит, добываемый в шахтах штатов Арканзас, Калифорния и Невада, имеет цвет от темно-серого до черного, содержит немного органических примесей и при дроблении руды пахнет сероводородом, но у конечного продукта этого запаха нет.

Барит залегает в самых различных геологических условиях в осадочных, вулканических и метаморфических породах. Промышленные месторождения барита встречаются в виде жил, россыпей или пластов.

Больше всего производится и потребляется барита в США. В строительстве нефтяных скважин используется свыше 90 % барита, производимого в США, и почти вся импортируемая руда. В последние годы шт. Невада стал главным поставщиком барита (80 % общего производства), второе место по добыче барита занимает шт. Миссури. К числу других производителей барита относятся штаты Аляска, Арканзас, Калифорния, Джорджия, Айдахо, Иллинойс, Монтана и Теннесси. Барит ввозится в США из многих стран. Главными странами — импортерами барита являются Перу, Ирландия, Чили, Марокко, Мексика и Таиланд.

Ввиду большого экономического значения барита сообщения о его месторождениях и промышленной добыче встречаются в многочисленных публикациях.

Добыча и переработка. После открытия месторожде-

ния барита проводится обширная программа оценки его запасов. Пробы отбираются из канав и разведочных шурфов, а также проводят бурение с отбором керна. Для того чтобы убедиться, что разработка месторождения экономически выгодна и добываемый продукт соответствует техническим требованиям, осуществляется пробное обогащение. При оценке месторождения барита следует учитывать многие факторы, связанные с его разработкой и сбытом.

Барит получают так же, хотя и в небольших количествах, как побочный продукт при разработке месторождений некоторых других минералов. Жильные и рудные месторождения барита встречаются в известняках, доломитах, песчаниках и сланцах, возраст которых колеблется от докембрия до третичного периода. Россыпные месторождения образуются за счет дифференциального выветривания ранее сформировавшихся осадочных пород, в результате чего образуются крупные куски барита в глине. Промышленные пластовые месторождения барита обычно имеют цвет от серого до черного и могут занимать площадь несколько гектаров. Толщина пластов барита может превышать 30 м. Барит в этих месторождениях мелкозернистый и содержит примеси в виде мелкозернистого кварца. В нем обычно присутствуют также в небольших количествах глинистые минералы и пирит.

Барит может добываться как открытым, так и подземным способом, а иногда на одном месторождении одновременно используются оба способа (например, на месторождении Магнет-Коув, шт. Арканзас). Открытый способ обычно дешевле, чем подземный, и широко используется для разработки месторождений всех типов. На россыпных месторождениях баритсодержащий слой извлекается при помощи экскаватора и доставляется на обогащательную фабрику. В роторных дробилках, в которых используется вода под большим давлением, производится отделение мягкого барита от более твердых пород, идущих в отвал. Барит с остаточной твердой породой подаются на лоточные мойки, где отделяется глина. Во вторичной роторной дробилке или в барабанном грохоте производится отделение крупного гравия, а барит поступает в отсадочные машины для окончательного гравитационного отделения барита от остатков мелкого гравийного материала.

Барит ряда месторождений (главным образом жильных и рудных) невозможно отделить от пустой породы при обогащении на отсадочных машинах. При экономически благоприятных условиях руду обогащают посредством мокрого размола в шаровых мельницах. Затем концентрат бария получают путем флотации, фильтрования и сушки. Путем флотации в 1978 г. было получено, по-видимому, около 10 % барита, использованного в буровых растворах.

Согласно стандартам АНИ, барит должен отвечать следующим требованиям.



Плотность, г/см <sup>3</sup>	≥4,20
Ситовый анализ — остаток в % на сите с размером ячеек:	
0,074 мм	≤3,0
0,044 мм	≤5,0
Массовая доля растворимых щелочноземельных металлов (в расчете на кальций), %	≤0,025

Барит в буровых растворах. Барит был впервые использован при перебуривании скважины канатным способом в шт. Калифорния в 1923 г. Для предотвращения притока в скважину газа и прекращения обваливания стенок скважины плотность бурового раствора была повышена до 1,44 г/см<sup>3</sup>. Тогда же барит был использован при подъеме колонны из скважины.

Появилась еще одна функция барита — приготовление временной пробки высокой плотности (2,65 г/см<sup>3</sup>), образуемой из раствора барита в воде. При этом используется максимальная (примерно 2100 кг/м<sup>3</sup>) концентрация барита. Минимальная концентрация барита может составлять всего 28 кг/м<sup>3</sup>, хотя она обычно бывает значительно выше. Объем барита, который требуется для повышения плотности бурового раствора до заданного значения, можно легко рассчитать с помощью следующего уравнения:

$$\rho_f = (V_0 \rho_0 + V_b \rho_b) / (V_0 + V_b),$$

где  $\rho_f$  и  $\rho_0$  — соответственно конечная и начальная плотности бурового раствора;  $\rho_b$  — плотность барита;  $V_0$  — начальный объем бурового раствора;  $V_b$  — объем барита.

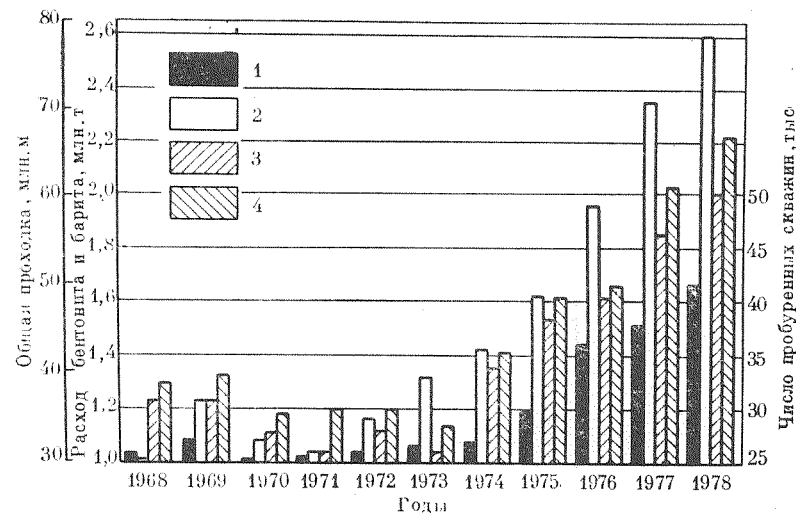


Рис. 11.2. Динамика потребления бентонита и барита при бурении скважин в США, числа пробуренных скважин и общей проходки:

1 — бентонит; 2 — барит; 3 — проходка; 4 — число скважин

Начиная с 1971 г., годовое потребление барита ежегодно возрастало (рис. 11.2). На этом же рисунке показаны число пробуренных скважин и общая проходка для периода с 1968 по 1978 г. Можно видеть примерное соответствие потребления барита числу пробуренных скважин и общей проходке, хотя использование барита за этот период возросло больше, чем следовало бы ожидать на основании данных о бурении. Роджерс отмечал аналогичную связь для периода с 1938 по 1962 г. Средний расход барита на 1000 м проходки возрос с 16,1 т в 1953—1962 гг. до 27,4 т в 1969—1978 гг. В 1979 г. потребление барита составило около 33 т на 1000 м проходки.

На потребление барита влияют пластическое давление, объем используемого раствора (определяется диаметром и длиной ствола), а также продолжительность бурения скважины. Другими факторами, влияющими на его расходование, являются эффективность системы отделения выбуренной породы и повторное использование утяжеленных буровых растворов.

Потребление барита значительно снижается при использовании центрифуг, а также при регенерации и повторном использовании утяжеленных буровых растворов. В 1978 г. при бурении скважин было израсходовано 2,38 млн. т барита, стоимость которого составила 350 млн. долл. На 1983 г. планировалось дальнейшее повышение потребления барита при бурении скважин на территории США (90 % общего его потребления) до 3,7 млн. т.

### Железосодержащие минералы

Оксиды железа. Природные оксиды железа (главным образом гематит  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) были в числе первых минералов, которые использовались для повышения плотности буровых растворов. Применение оксидов железа прекратилось в начале 40-х годов с появлением барита, имеющего меньшую стоимость.

В ФРГ утяжеляющий материал в виде оксидов железа изготавливают из отходов, получаемых при обжиге колчедана в производстве серной кислоты. Эти отходы охлаждают водой, нейтрализуют, выщелачивают и высушивают. Затем их размалывают до размера менее 75 мкм, причем получают такой гранулометрический состав, чтобы более 50 % частиц имели диаметр менее 10 мкм. Этому материалу приписывают следующие преимущества: высокая плотность (4,7 г/см<sup>3</sup>), низкая абразивность и меньшая по сравнению с природными оксидами железа магнитная восприимчивость, в соляной кислоте растворяется 85 %, способен реагировать с сероводородом, в результате чего образуются неагрессивные нерастворимые в воде полисульфиды железа.

Как уже отмечалось в главе 9, синтетический оксид железа (преимущественно  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ) используется как материал для очистки раствора от сероводорода. Этот ферромагнитный материал

состоит из частиц, которые (как показала электронная микроскопия) имеют сферическую форму и поры. Хотя стоимость этого продукта не позволяет использовать его в качестве утяжелителя, по плотности (4,5—4,6 г/см<sup>3</sup>) он вполне подходит для подобной цели.

Сидерит состоит из карбоната железа (FeCO<sub>3</sub>). Этот минерал обычно содержит примеси оксидов железа (по которым его и находят), доломита, кальцита и кварца. Сидерит легко растворяется в горячей соляной и в муравьиной кислотах, т. е. обладает свойством, которое считается желательным для добавок к растворам, используемым при заканчивании скважин. В настоящее время он добывается в восточной части шт. Техас, США.

Сидерит имеет более высокую (3,7—3,9 г/см<sup>3</sup>) плотность, чем кальцит. Следовательно, при одинаковом содержании твердой фазы с его помощью может быть приготовлен буровой раствор более высокой плотности. Сидерит позволяет утяжелять до 2,28 г/см<sup>3</sup> растворы как на водной, так и на углеводородной основе.

Смешением минерализованной воды, полимеров, кальцита и сидерита можно получать составы, подходящие в качестве растворов для капитального ремонта скважин и создания в них гравийных фильтров. Сидерит может быть использован как утяжелитель и самостоятельно. Исследования на кернах песчаника показали, что при таком использовании сидерита проницаемость пласта удовлетворительно восстанавливается после кислотной обработки.

### Карбонат кальция

Карбонат кальция был предложен в качестве утяжелителя, потому что фильтрационная корка, которая образуется на продуктивном пласте при его использовании, удаляется при обработке соляной кислотой. Карбонат кальция легко получить, размалывая известняк или раковины устриц. В буровых растворах на углеводородной основе он диспергируется легче, чем барит. Его низкая (2,6—2,8 г/см<sup>3</sup>) плотность ограничивает возможность максимального утяжеления бурового раствора до 1,4 г/см<sup>3</sup>. Муку из раковин устриц или молотый известняк часто используют в растворах для капитального ремонта скважин.

Растворы с высокими значениями фильтрации, содержащие во взвешенном состоянии отсортированные частицы мрамора или известняка, оказались весьма эффективным средством для борьбы с поглощениями. Гранулометрический состав измельченной породы способствует образованию из крупных частиц герметизирующих пробок максимальной плотности. В этот состав не вводят очень мелкие (менее 0,074 мм) частицы, чтобы раствор сохранял высокие значения фильтрации. Повышенной скоростью фильтрации обладает суспендирующий раствор (состоит

из воды, соли, аттапульгита, диатомовой земли и барита). На основе лабораторных исследований и промышленного опыта были созданы композиции растворов, плотность которых изменяется от 1,4 до 2,4 г/см<sup>3</sup>.

Потребление известняка и раковин устриц в 1978 г., по расчетам, должно было составить около 9 тыс. т.

### Галенит

Галенит PbS плотностью 2,4—2,7 г/см<sup>3</sup> используют для приготовления только очень тяжелых буровых растворов, которые иногда необходимы для уравнивания аномально высоких пластовых давлений. Галенит стоит дорого, поэтому для приготовления буровых растворов плотностью до 3,6 г/см<sup>3</sup> его используют в сочетании с баритом. С помощью одного галенита можно приготовить буровой раствор плотностью 3,8 г/см<sup>3</sup>. Галенит не является обычным компонентом утяжеленных буровых растворов. Поставка галенита в район северного побережья Мексиканского залива осуществляется только для использования в экстренных случаях.

### ГЛИНЫ

Термин «глина» используется для обозначения трех понятий: 1) отдельной группы мелкозернистых кристаллических минералов; 2) типа горной породы; 3) частиц выбуренной породы. Глина представляет собой природный мелкозернистый материал, состоящий главным образом из кристаллических веществ, образующих группу глинистых минералов. Это содержащие кристаллизационную воду алюмосиликаты, в которые обычно входят также в заметных количествах щелочи, щелочноземельные металлы и железо.

С точки зрения технологии буровых растворов наибольшее значение имеет поведение глин в воде, а не их химический состав как таковой. От этого поведения зависит успешность бурения и заканчивания большинства скважин. Именно поэтому в главе 4 были детально проанализированы минералогия и коллоиднохимические характеристики глин. В настоящем разделе авторы рассмотрели только вопросы применения глин в буровых растворах.

До внедрения фильтр-пресса для оценки поведения бурового раствора при его приготовлении широко использовали местные, залегающие у поверхности, глины. Исключительно низкие фильтрационные свойства таких растворов привели к тому, что от использования этих глин отказались, хотя другие глины с «низким выходом» продолжали использовать для повышения плотности буровых растворов до 1,26 г/см<sup>3</sup>. Лабораторные и промышленные исследования, проведенные в середине 50-х годов, продемонстрировали отрицательное влияние твердой фазы,

образуемой этими глинами, на механическую скорость бурения, и эта особенность привела к фактически полному исключению так называемых «буровых глин» из списка материалов, используемых для приготовления буровых растворов. Бентонит в настоящее время является единственной глиной промышленного значения, которую используют в больших объемах для приготовления буровых растворов на пресной воде.

### Бентонит

Характеристики. Термин «бентонит» произошел от названия места, где было обнаружено первое в США промышленное месторождение глин. В 1897 г. Найт сообщил, что Уильям Тейлор из пос. Рок-Крик, шт. Вайоминг, со следующего года начнет продавать особую глину, обнаруженную в сланцевых отложениях форт-бентон мелового возраста. Найт решил назвать эту глину «тейлорит», но, узнав, что этот термин уже используется, он предложил название «бентонит» для этой «мягкой, жирной на ощупь» глины, которую продавали фирмам, действующим в восточных районах США. За 150 т этой глины, проданной в 1897 г., было уплачено всего 810 долл. Как стало позднее известно, эта глина использовалась в качестве одного из компонентов туалетного мыла, а после выщелачивания в качестве добавки в производстве конфет.

Геологи пришли к заключению, что бентонит образовался в результате расстеклования и химического изменения вулканического пепла; способ образования этой глины был включен в качестве неотъемлемого признака в определение этой породы. Однако такое определение оказалось неадекватным понятию, так как исключало из класса бентонитов месторождения такой же глины во многих странах, образовавшиеся не в результате вулканической деятельности. Поэтому более подходит определение, данное Гримом и Ньюеном: «Любая глина, преимущественно состоящая из монтмориллонитового глинистого минерала, которым и определяются физические свойства глин». Грим и Ньюен описали геологическое и географическое расположение залежей бентонита во всем мире и исследовали разновидности минерального и химического состава монтмориллонитов. Бентонит также определили как минерал, состоящий из мелкозернистых глин и содержащий не менее 85 % монтмориллонита.

В практике использования буровых растворов выделяют *натриевый* и *кальцевый бентонит* в зависимости от преобладающего обменного катиона. С точки зрения поведения различают бентонит с высоким и низким выходом раствора. Превосходными растворообразующими свойствами обладает бентонит, поставляемый с месторождений в штатах Вайоминг, Южная Дакота и Монтана. Однако эти термины не определяют конкретного химического состава глин.

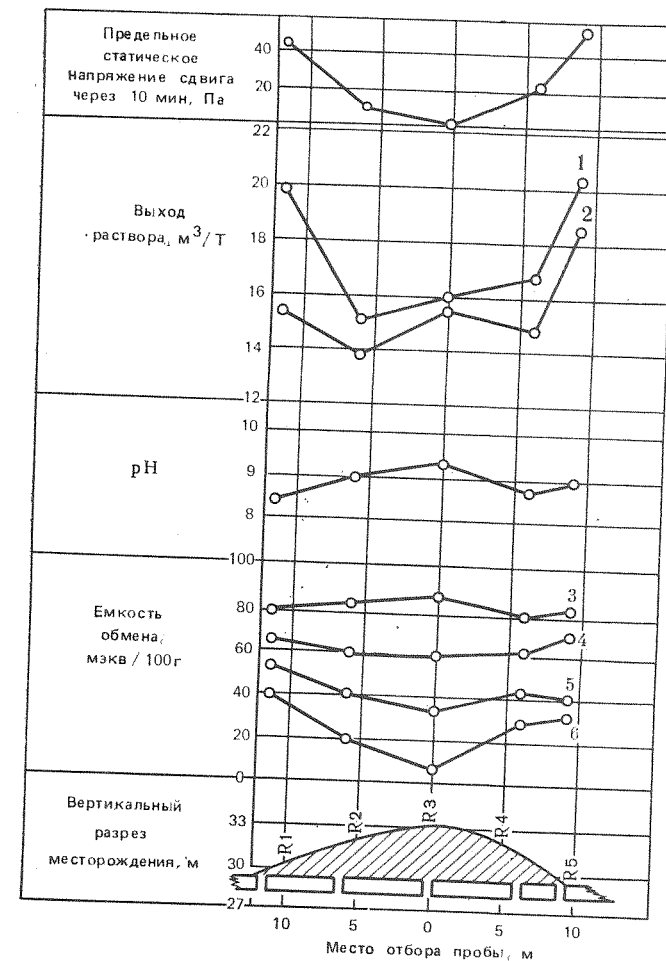


Рис. 11.3. Изменение свойств бентонита в зависимости от толщины покрывающих пород:  
1 — сушка на воздухе; 2 — сушка в печи при 110 °C; 3 — Ca; 4 — Na; 5 — Ca+Mg; 6 — избыток  $\text{SO}_4$  и  $\text{CO}_3$

Хотя бентонит, получаемый в западных районах США, считается глиной самого высшего качества для буровых растворов, его коллоидные свойства меняются даже в пределах одного месторождения. На рис. 11.3 показаны изменения свойств бентонита на месторождении близ г. Колони, шт. Вайоминг, в зависимости от толщины покрывающих пород. Удельная проводимость и содержание избыточных солей самые высокие в выветрелых отложениях глин, выходящих на поверхность; из них получают буровые растворы высокой вязкости и значительной гелеобразующей способности. Следует обратить внимание на

влияние температуры сушки на выход раствора вязкостью 15 мПа·с.

Неоднородный характер бентонита был доказан рентгено-структурным анализом и данными катионообмена для нескольких проб вайомингского бентонита, разделенного на три фракции посредством центрифугирования суспензий. Выявлена корреляционная связь между пластической вязкостью и предельным статическим напряжением сдвига, которые зависят от удельной поверхности и обменного катиона в центрифугированных фракциях. Сравнительно крупные фракции (наименьшая удельная поверхность) содержат в качестве обменного катиона преимущественно кальций, они дают растворы с меньшей вязкостью и предельным статическим напряжением сдвига, чем мелкие фракции, в которых преобладающим обменным катионом является натрий.

Результаты этих лабораторных исследований приведены для того, чтобы убедить поставщика бентонита в необходимости тщательного отбора проб из месторождения, создания больших запасов сырья, перемешивания бентонита из разных частей месторождения и контролирования сушки сырья. Только в этом случае его продукция будет иметь стабильное качество.

Добыча и обработка. Экономическая важность бентонита побудила геологическую службу штатов и федерального правительства опубликовать многочисленные доклады о месторождениях бентонита, его обработке и использовании.

После открытия потенциально промышленного месторождения бентонита для отбора проб производится шнековое или колонковое бурение. Если результаты оказываются благоприятными, осуществляется проходка шурфов, при которой особое внимание обращают на качество и количество извлекаемого бентонита, отношение требуемого объема вскрышных работ к извлекаемой массе бентонита, дренаж и восстановление земельных участков после окончания работ. Для разработки пригодны пласты бентонита толщиной не менее 0,6 м. Максимальная толщина вскрытых пластов достигает 18 м. После удаления покрывающих пород можно произвести повторный отбор проб по загущенной сетке. На основании результатов исследования этих проб осуществляется разметка карьера для селективной разработки.

Широко распространена практика обнажения глин, чтобы на них воздействовал воздух в течение нескольких месяцев, за это время пласт может быть распахан. При такой практике улучшается осушка и повышается качество глин.

Участки бентонита различного качества разрабатываются раздельно, добываемая глина доставляется на склады сырья обрабатывающей фабрики. Из складов бентонит пропускают через режущее или измельчающее устройство для получения материала нужных размеров, а затем через сушилку, где содержание влаги снижается с 15—35 до 8—10 %. Высушенный

бентонит размалывают в вальцевых мельницах. На основании результатов испытаний глин в мельницу стали подавать полиакрилаты (максимум 1 кг/т). С помощью циклонных пылеуловителей осуществляется сбор частиц диаметром менее 74 мкм, которые подаются на хранение в бункер, а затем затариваются в мешки или грузятся в вагоны с открывающимся дном.

Бентонит, поставляемый в соответствии со стандартом АНИ, должен удовлетворять следующим требованиям.

Содержание влаги при отправке из пункта производства, % . . .	≤10
Остаток на сите с размером ячеек 74 мкм при мокром рассеве, %	≤4
Свойства суспензии 22,5 г бентонита в 350 см <sup>3</sup> дистиллированной воды после перемешивания в течение 20 мин, выдержки в покое 12 ч и повторного перемешивания в течение 5 мин:	
Показание на шкале вискозиметра при частоте вращения 600 мин <sup>-1</sup> . . . . .	≥30
Отношение предельного динамического напряжения сдвига (Па) к пластической вязкости (мПа·с) . . . . .	≤6,2
Фильтрация, см <sup>3</sup> . . . . .	≤13,5

Бентонит в буровом растворе. Бентонит добавляют в пресную воду или в буровой раствор на пресной воде, чтобы улучшить очистку ствола от шлама; снизить просачивание или фильтрацию воды в проницаемые пласты; обеспечить образование тонкой фильтрационной корки низкой проницаемости; способствовать сохранению устойчивости ствола при разбуривании слабосцементированных пород и предотвращению или прекращению поглощения. Концентрация бентонита в буровом растворе может изменяться в широких пределах, тем не менее в табл. 11.2 показаны ориентировочные рекомендуемые значения для различных условий.

По потреблению бентонит продолжает оставаться вторым (после барита) материалом для буровых растворов (см. рис. 11.2). Несмотря на частичную замену бентонита полимерами в некоторых буровых растворах, в 1978 г. было израсходовано 1,16 млн. т набухающего бентонита; его стоимость составила около 120 млн. долл.

Бентонит южных месторождений. Бентонит, в котором преобладающим обменным катионом является кальций, добывается в штатах Техас, Миссисипи, Алабама, Окла-

Таблица 11.2  
РЕКОМЕНДУЕМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ (в кг/м<sup>3</sup>) БЕНТОНИТА  
В РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМАХ ДЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Операция	Пресная вода	Раствор на пресной воде	Дизельное топливо
Бурение в нормальных условиях	35—60	11—28	—
Стабилизация обваливающихся пластов	70—100	25—50	—
Борьба с поглощениями	85—100	28—56	1100



хома и Луизиана. От 27 тыс. до 36 тыс. т бентонита, добываемого ежегодно в шт. Техас, обрабатывают карбонатом натрия и полиакрилатами, чтобы добиться соответствия техническим требованиям АНИ. Примерно столько же этого бентонита, обработанного карбонатом натрия, продается в качестве «буровой глины», используемой главным образом только при бурении скважин вблизи места его добычи.

Модифицированный бентонит. Термины «пептизированный» и «модифицированный» определяют бентониты, к которым во время обработки добавлены органические полимеры (иногда также безводная кальцинированная сода). Эти продукты бентонита, добываемого в западных районах США, полезно использовать в начальном буровом растворе (для забуривания скважины), в растворах с низким содержанием твердой фазы. Такого материала требуется примерно в 2 раза меньше, чем бентонита, отвечающего техническим требованиям АНИ.

На многочисленные композиции, повышающие эффект загущения, выдано большее число патентов. Обычно применяется полимер, получаемый из акриловой кислоты или аналогичных соединений. Отобранный полимер смешивается с высушенным бентонитом перед его помолом. Массовая доля добавляемого к бентониту полимера зависит от типа полимера и его влияния на конкретный бентонит, но обычно она изменяется от 0,1 до 2,0 %. Несколько большее содержание полимера может оказаться бесполезным и даже вредным, поскольку в этом случае полимер ведет себя как флокулянт.

Бентонито-полимерные композиции с массовой долей полиакрилата натрия, частично замещенного кальцием, или смеси полиакрилатов кальция и натрия, по имеющимся данным, обеспечивают выход раствора вязкостью 15 мПа·с с удовлетворительными фильтрационными свойствами более 80 м<sup>3</sup>/т.

Предварительно гидратированный бентонит в буровых растворах на минерализованной воде. Прежде чем аттапульгитовую глину (фуллерову землю) начали использовать в качестве загустителя минерализованной воды, бентонит смешивали с пресной водой и оставляли на некоторое время для набухания. Затем густой раствор разбавляли минерализованной водой. Этот *предварительно гидратированный бентонит* лишь временно обеспечивает суспензионные свойства и почти не позволяет регулировать фильтрацию.

Некоторое улучшение свойств раствора было достигнуто путем добавления каустической соды и квебрахо к пресной воде с бентонитом. Значительно более высокая стабильность в минерализованной среде и меньшая фильтрация достигаются добавлением феррохромлигносульфоната к распущенному в пресной воде бентониту; при этом концентрации феррохромлигносульфоната и каустической соды в пресной воде составляют 8,6 и 1,4 кг/м<sup>3</sup> соответственно.

В качестве раствора для разбавления минерализованной водой была рекомендована выдержанная 5 %-ная суспензия бентонита в пресной воде, в которую добавлен сополимер винилацетата и малеиновой кислоты. Введение в эту суспензию размолотого льняного семени позволяло регулировать фильтрацию.

#### АТТАПУЛЬГИТОВАЯ ГЛИНА (АТТАПУЛЬГИТ, ПАЛЫГОРСКИТ)

Характеристики. Аттапульгитовая глина, которую обычно называют *аттапульгитом*, содержит от 80 до 90 % промышленного продукта. Кроме того, в нее входят монтмориллонит, сепиолит, другие глины, а также кварц, кальцит или доломит. Как материал для приготовления буровых растворов аттапульгитовая глина называется «солт-джел», «солоноватая глина» и т. п., так как ее используют в качестве суспендирующего агента в солевых растворах. Аттапульгит — основной член группы сорбционных глин, получивших название *фуллеровой земли*, так как эти глины вначале использовались для обезжиривания шерстяных тканей. Они широко применяются в качестве осветляющих и обесцвечивающих агентов, вспомогательных порошков для фильтрования, катализаторов, абсорбентов разнообразных веществ и носителей пестицидов. Название аттапульгит происходит от названия населенного пункта Аттапульгус, шт. Джорджия, где в 1935 г. де Лаппарент отобрал первые пробы для исследований. Аналогичные глины, обнаруженные в Палыгорском хребте Уральских гор в 1861 г., получила название «палыгорскит». В структурном отношении эти глинистые минералы идентичны.

Аттапульгит имеет волокнистую текстуру. В химическом отношении он представляет собой кристаллогидрат силиката магния с частичным замещением магния алюминием, железом и другими элементами. Частицы имеют форму иголок, а кристаллическая структура состоит из двойной цепи кремния и кислорода, связанной магнием и кальцием. При электронной микроскопии он имеет характерный щеточный вид со свободно расположенными иглами.

Когда аттапульгит помещают в воду, он не набухает, как бентонит, и его приходится диспергировать энергичным перемешиванием, чтобы разрушить пучки кристаллов. Образованию устойчивых суспензий способствуют неупорядоченность структуры, которая захватывает воду, и большая площадь поверхности, доступная для адсорбции полярных молекул воды. Многочисленные ссылки на публикации, касающиеся свойств и применения аттапульгита, можно найти в обзоре Хейдена и Швинта.

Добыча и обработка. Площадь в районе населенных пунктов Мейгс, Аттапульгис и Куинси в штатах Джорджия и Флорида обеспечивает основную добычу фуллеровой земли и



является единственным источником аттапульгита, используемого в буровых растворах. Запасы аттапульгитовой глины обнаружены в свите хоторн миоценового возраста. Разведочные работы, вскрышные операции и добыча производятся так же, как и при разработке бентонита. На обрабатывающей фабрике глину измельчают в валковых дробилках, выдерживают во вращающихся сушилках и мелют до нужного размера.

Свойства аттапульгита, необходимые для его использования в качестве суспендирующего агента, обеспечиваются обработкой глины перед сушкой. Раздробленную глину смешивают с водой в глиномялке, пока содержание воды не превысит 50 %, а затем ее пропускают через экструдер шнекового типа, в котором глина выдавливается через плиту с отверстиями. Полученный материал сушат и мелют.

Температура сушки сильно влияет на свойства аттапульгита, максимальная температура 315 °С. Улучшение суспензирующих свойств обеспечивает быстрая сушка при меньших температурах в распыленном виде.

Аттапульгитовая глина должна отвечать следующим техническим требованиям АНИ.

Содержание влаги при отправке из пункта производства, % . . .	≤16
Остаток на сите с размером ячеек 74 мкм при мокром расसेве, %	≤8
Свойства суспензии 20 г аттапульгита в 350 см <sup>3</sup> насыщенного раствора хлорида натрия после перемешивания в течение 20 мин и добавления двух капель октилового спирта (пенегасителя): показание на шкале вискозиметра при частоте вращения 600 мин <sup>-1</sup>	≥30

Аттапульгит в буровом растворе. Аттапульгит используют в буровом растворе исключительно для придания ему несущей способности. Растворенные соли не оказывают влияния на это свойство аттапульгита. Действительно, в насыщенном растворе хлорида натрия получают лишь несколько большую вязкость, чем в чистой воде. Аттапульгит обычно применяют в буровых растворах с большей минерализацией, чем в морской воде.

Аттапульгит влияет на фильтрационные свойства. Эта его особенность с успехом используется для приготовления растворов с высокой фильтрацией для борьбы с поглощениями. Концентрация аттапульгита, необходимая для удаления бурового шлама из скважины или для удерживания барита, колеблется от 14 до 70 кг/м<sup>3</sup>.

По данным Горного бюро США, в 1977 г. в буровых растворах было использовано почти 100 тыс. т фуллеровой земли (аттапульгита). В 1978 г. расход аттапульгита, исходя из увеличения проходки при бурении скважин, несколько увеличился.

Модифицированный аттапульгит. Оксид и гидроксид магния повышают загущающую способность аттапульгита, причем их действие усиливается при введении в раствор манногалактана, получаемого из стручковых бобов. Добавление сополимера этилена и малеинового ангидрида (массовая

доля 0,1 %) в суспензию хорошо диспергированного аттапульгита, выдержанного в насыщенном солевом растворе, повышает выход раствора на 40 % по сравнению с выходом, получаемым при одновременном добавлении в насыщенный солевой раствор глины и сополимера.

## Сепиолит

Сепиолит представляет собой гидратированный силикат магния, который содержит меньше замещаемого алюминия, чем похожий на него аттапульгит. Сепиолит встречается в виде волокнистых и удлиненных, напоминающих драпку, частиц. По кристаллической структуре сепиолит сходен с аттапульгитом, однако элементарная ячейка его немного больше. Каналы и бороздки, ширина которых соответствует размеру молекул, обеспечивают его высокую адсорбционную способность.

Ранее сепиолит при бурении за рубежом использовали для получения структурированных растворов на минерализованной воде, а в США его стали продавать лишь в последние годы. В США начали разрабатывать месторождение сепиолита в шт. Невада. Пласт сепиолита толщиной 1,2 м обнаружен в пустыне Амаргоза, округ Най, шт. Невада. Сепиолиту сопутствуют доломит (до 40 % объема пласта), сапонит, иллит, кварц, полевой шпат, вулканическое стекло. Сепиолит и доломит обязаны своим происхождением первоначальной высокой концентрации магния в озерной воде.

Сообщения об устойчивости сепиолита при высоких температурах побудили Карни и Мейера исследовать его применение в буровых растворах для бурения геотермальных скважин. При нагреве раствора сепиолита в пресной воде (70 кг/м<sup>3</sup>) при температурах до 400 °С отмечали лишь умеренное повышение консистенции раствора. Для снижения скорости фильтрации в раствор вводили небольшие количества вайомингского бентонита и определенных полимеров (о составе которых не сообщается). При бурении геотермальных скважин на территории шт. Калифорния использовали буровые растворы, состоящие из воды, сепиолита, модифицированного лигнита, натрийполиакрилата и каустической соды. Диспергирование сепиолита производилось с помощью устройства, обеспечивавшего высокие сдвиговые усилия. В процессе бурения нефтяных скважин сепиолит используется вместо аттапульгита в буровых растворах на минерализованной воде; вместо асбеста в композициях пробок для очистки ствола скважины; в системах, содержащих бентонит и окисленный битум, и в наждачной жидкости.

Дальнейшее изучение устойчивости сепиолита при высоких температурах показало, что сепиолит превращается в стевенсит (разновидность смектита) при нагреве водного раствора до температуры 150 °С или выше. Температура является важнейшим фактором в этом превращении. Более чем 10 %-ное изме-

нение было отмечено после выдержки при температуре 205 °С в течение 24 ч. Присутствие хлоридов или гидроксидов натрия, кальция или магния не оказывало существенного влияния на это превращение.

Комитет по стандартизации материалов для буровых растворов АНИ в 1978 г. установил технические условия на сепиолит, аналогичные техническим требованиям к аттапульгиту.

### Органофильные глины

В главе 2 уже отмечался тот вклад в технологию буровых растворов на углеводородной основе, который внесло внедрение органофильных глин. В процессе катионного обмена обычные гидрофильные глины реагируют с солями алифатического амина и четвертичного аммониевого основания с образованием глино-органического продукта, который может диспергироваться в нефти, обеспечивая ее высокую несущую способность.

Органофильную глину готовят из бентонита или аттапульгита. В суспензию глины в воде вводят органический катион. Аминогруппы замещают катионы натрия и кальция, первоначально присутствовавшие на поверхности глины. В то же время углеводородные цепи вытесняют ранее адсорбированные молекулы воды. Глина выпадает в осадок, так как водой больше не смачивается. Органофильную глину отделяют, промывают водой и сушат.

Органофильные глины используют в буровых растворах на углеводородной основе в концентрациях от 6 до 40 кг/м<sup>3</sup> в зависимости от плотности бурового раствора и диапазона регулирования фильтрации. К более высоким концентрациям прибегают при использовании растворов на углеводородной основе с высокой фильтрацией, чтобы повысить механическую скорость бурения. В надпакерных жидкостях, используемых в арктических скважинах, органофильные глины можно применять в концентрациях до 140 кг/м<sup>3</sup>.

Расчетное потребление органофильных глин в буровых растворах на углеводородной основе в 1978 г. составило 10 тыс. т.

### АСБЕСТ

Хотя глины остаются основным загустителем буровых растворов, ограниченное применение находит и другое минеральное вещество — асбест. В таких условиях бурения, когда единственным требованием к буровому раствору является удаление выбуренной породы, для повышения несущей способности в воду может быть добавлен асбест.

Асбест — это общее название группы встречающихся в естественных условиях волокнистых силикатных минералов. Главным компонентом промышленного асбеста является *хризотил* — гидратированный силикат магния. Другие минералы, в состав

которых входит асбест, включают в себя иные катионы, помимо магния, связанного с гидратированным кремнеземом. Хризотил состоит из трубчатых параллельно расположенных волокон, плотно прилегающих одно к другому. Особенность хризотила заключается в том, что при диспергировании в воде его частицы имеют положительный заряд.

Уинсон проанализировал данные о распространении, добыче и обработке асбеста. Асбест, используемый при бурении скважин в США, добывается в пров. Квебек, Канада, и возле г. Коалинга, шт. Калифорния, и состоит из коротковолнистой разновидности хризотила.

Волокнистая природа хризотила ведет к образованию щеточной структуры при диспергировании как в пресной, так и в минерализованной воде. Предварительное перемешивание ускоряет диспергирование асбеста на буровой, а брикетирование уменьшает суммарный объем продукта. Добавление асбеста в концентрации 6—14 кг/м<sup>3</sup> обеспечивает достаточную несущую способность раствора, но не оказывает никакого влияния на его фильтрационные свойства. При наличии пресной воды для обеспечения очистки ствола скважины и некоторого регулирования фильтрации применяли смесь равных количеств бентонита и хризотил-асбеста.

В законе США «Об охране труда в промышленности» асбест отнесен к категории «опасных материалов», причем предельно допустимая концентрация при работе с этим материалом определяется содержанием в 1 см<sup>3</sup> воздуха двух волокон длиной более 5 мкм. Для сведения к минимуму возможности вдыхания этих волокон при работе с асбестом внедрены специальные методы его обработки.

Расчетное потребление асбеста в 1978 г. составило около 10 тыс. т.

### ОРГАНИЧЕСКИЕ ПОЛИМЕРЫ

В практике использования буровых растворов термин «*органический полимер*» применяется для обозначения различных веществ многоцелевого назначения, которые состоят из ряда повторяющихся или похожих групп атомов (называемых *мономерами*) и являются главным образом соединениями углерода. Органические коллоидные материалы используются в буровых растворах для снижения фильтрации, стабилизации глин, флокулирования выбуренной породы, повышения несущей способности, а в ряде случаев в качестве эмульгаторов и смазывающих добавок. Часто при введении в раствор одного продукта улучшается несколько характеристик бурового раствора.

Коллоидные свойства органических полимеров во многом определяют их роль в буровых растворах. Органические полимеры, пригодные для буровых растворов, обладают высоким сродством с водой. При низких концентрациях они образуют

сильно набухающие гели. Некоторые полимеры активно адсорбируются частицами глины, что обеспечивает защиту последних от флокуляции под действием солей. Хотя эти полимеры не набухают в минерализованной воде так сильно, как в пресной, тем не менее они образуют мелкие шламовидные частицы, препятствующие течению воды через фильтрационную корку. Подобные многоцелевые полимеры обеспечивают практическую возможность применения недиспергирующих буровых растворов с низким содержанием твердой фазы. Такие вещества, как лигносульфонаты, производные лигнита, и соединения, используемые в основном из-за их поверхностной активности, правильно было бы отнести к органическим полимерам. Коллоидные свойства органических полимеров довольно подробно были рассмотрены в главе 4.

Органические полимеры, используемые в буровых растворах, в общих чертах можно классифицировать по их происхождению и составу. Некоторые из них (такие, как крахмал и гуаровая смола) встречаются в природе и пригодны для использования после незначительной обработки. Другие (например, ксантановая смола) получают в результате протекания естественных процессов. Третьи полимеры (например, производные крахмалов и смол, а также натрийкарбоксиметилцеллюлоза) можно назвать полусинтетическими. Четвертый класс органических полимеров — производные нефтехимического производства (такие как полиакрилаты и полимеры оксида этилена) — следует считать полностью синтетическими продуктами.

Повторяющиеся группы атомов (мономеры), из которых состоит полимер, могут быть одинаковыми или разными. Комбинации двух-трех мономеров образуют *сополимеры*. В структурном отношении полимеры бывают линейными и разветвленными (рис. 11.4); линейные и разветвленные структуры могут иметь поперечные связи, т. е. соединены между собой ковалентными связями. Существуют и другие разновидности структуры полимеров, так как два мономера могут соединяться различными способами (рис. 11.5). На этих схемах не отражена вся сложность структуры, поскольку она трехмерна. Молекула полимера может свертываться в спираль или вытягиваться в зависимости от характеристики среды. Теперь уже многое известно о влиянии состава и структуры молекул на свойства полимера, а специалистам в области химии полимеров удалось синтезировать продукты самого разного назначения.

Разнообразие по составу и свойствам органических полимеров, предлагаемых для использования в буровых растворах, требует критического отношения к факторам, влияющим на выбор продукта для конкретного применения. К числу факторов, влияющих на действие полимера, относятся условия сдвига, температура, содержание растворенных солей, щелочных соединений и микроорганизмов, а также продолжительность использования раствора. Если полимер должен применяться в опера-

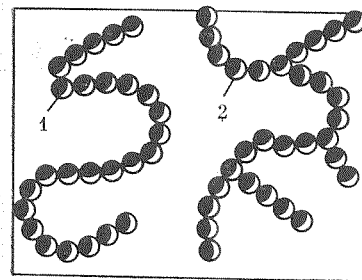


Рис. 11.4. Схематическое изображение линейной и разветвленной цепей полимера:  
1 — линейная; 2 — разветвленная

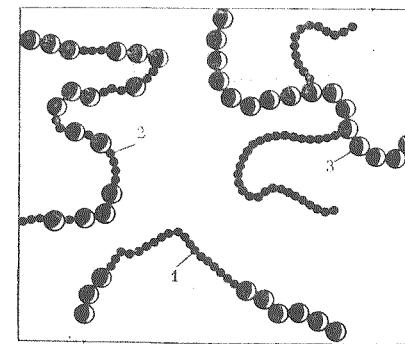


Рис. 11.5. Типы структур сополимеров:  
1 — блокчатая; 2 — неупорядоченная; 3 — крафт

циях по заканчиванию скважины, следует учитывать его растворимость в кислотах и возможное закупоривающее действие при внедрении в продуктивный пласт. К числу других определяющих факторов относятся легкость транспортирования и введения в раствор, возможное влияние на окружающую среду и стоимость полимера.

## Крахмал

Крахмал был первым органическим полимером, который в значительных количествах использовали в буровых растворах. В 1939 г. крахмал начали добавлять в буровые растворы на минерализованной воде при бурении в западной части шт. Техас для регулирования фильтрации. С тех пор его стали широко применять и в других районах во всех случаях, когда возникали проблемы, связанные с фильтрацией бурового раствора. Повсеместное применение крахмала пошло на убыль по мере внедрения других полимеров (особенно КМЦ) и в связи с переходом от буровых растворов с высоким pH на гипсовые растворы, что способствовало возникновению необходимости в бактерицидах для предотвращения ферментации крахмала. Тем не менее, этот полимер все еще остается наиболее экономичным средством снижения фильтрации высокощелочных растворов и растворов, насыщенных солями, при неглубоком бурении.

Состав. Крахмал является главным компонентом семян зерновых культур (таких как кукуруза, пшеница, рис) и клубневых культур (картофель и тапиока). Гранула крахмала состоит из углеводов. Его формула  $(C_6H_{10}O_5H_2O)_n$ . При гидролизе крахмала образуются глюкоза, а также в небольших количествах азот, жирные и фосфорные кислоты. Углеводная часть

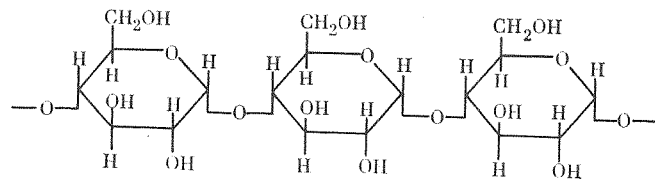


Рис. 11.6. Формула амилозы с прямыми цепями повторяющихся групп глюкозы

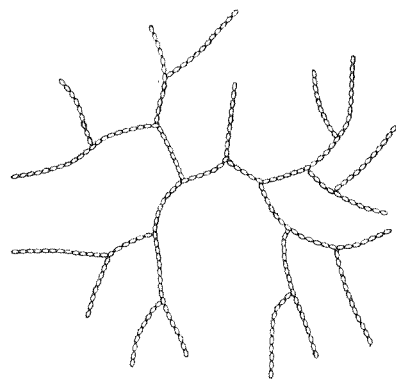


Рис. 11.7. Схематическое изображение структуры амилопектина

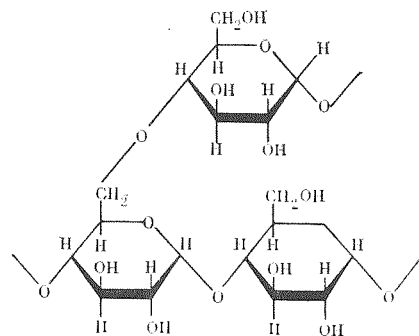


Рис. 11.8. Формула узла разветвления в структуре амилозы

содержит два полисахарида — амилозу и амилопектин. Амилоза состоит из длинных прямоцепных групп  $\alpha$ -глюкозы (рис. 11.6), молекулярная масса которых изменяется от 10 тыс. до 100 тыс. Амилопектин содержит смесь молекул с разветвленной цепью (рис. 11.7 и 11.8). Молекулярная масса амилопектина 40 тыс.— 100 тыс.

**Обработка.** Главным источником крахмала, используемого в буровых растворах, является кукуруза. Гранулы крахмала отделяют от остальной части зерен, после чего подвергают желатинизации или превращают в пасту, чтобы крахмал мог легко диспергироваться в воде. Процесс желатинизации заключается в разрушении гранул и многократном увеличении размера частиц под действием тепла, химических реагентов или того и другого одновременно. К химическим реагентам, которые могут быть использованы в процессе желатинизации, относятся мочевины, перекись бария, фосфорная и соляная кислоты. Воздействием тепла на раствор можно получить кристаллы. Пасту также можно пропускать между валками, нагреваемыми паром.

**Крахмал в буровом растворе.** Крахмал используется в буровых растворах только для снижения фильтрации.

Его удобно вводить в раствор через конусную струйную мешалку.

Крахмал подвержен ферментативному разложению многими микроорганизмами (дрожжевыми грибами, плесенью, бактериями). Поэтому когда буровой раствор не насыщен солями или pH не равно приблизительно 12, необходимо добавлять бактерицид, если раствор будет использоваться в течение нескольких суток. На скорость микробного разложения влияет температура окружающей среды — снижается, если раствор холодный или очень горячий (температура выше 70 °C). Для предотвращения ферментативного разложения параформальдегид или другой бактерицид может быть введен в крахмал при его обработке или поддерживаться в буровом растворе в концентрации от 0,6 до 1,4 кг/м<sup>3</sup>.

Крахмал разлагается под действием тепла и перемешивания. Во время непрерывной циркуляции в стволе скважины при температурах выше 90 °C крахмал быстро разрушается. Получающийся при этом продукт продолжает влиять на вязкость раствора, но не оказывает уплотняющего действия на фильтрационную корку. Поэтому фильтрация и толщина корки при статических условиях на забое оказываются значительно выше получаемых во время испытаний при температуре, существующей на поверхности.

Как и многие другие органические полимеры, крахмал выпадает в осадок вместе с кальцием, если каустическая сода добавляется в буровой раствор, содержащий растворенные соли кальция. Для снижения концентрации ионов кальция в растворе можно добавить диаммонийфосфат.

Во время приготовления свежего раствора любое регулирование концентрации ионов кальция, которое сопровождается образованием осадка, должно производиться до введения в раствор крахмала.

Крахмал используется в буровом растворе в концентрациях от 6 до 28 кг/м<sup>3</sup>. В 1978 г. потребление крахмала составило около 13 тыс. т. В качестве консерванта было использовано приблизительно 1,5 тыс. т параформальдегида.

**Модифицированный крахмал.** Для использования в буровых системах и растворах для заканчивания скважин предложено большое число модификаций и производных крахмала. Устойчивый к ферментации продукт получен путем перемешивания влажного крахмала (около 20 % воды) с добавлением 3 % параформальдегида и 3 % бис-(2-гидрокси, 3,5-дихлорфенил) сульфида и продавливания этой смеси через подогреваемый экструдер непрерывного действия. Этот продукт вызывает меньшее увеличение вязкости, чем обычный предварительно желатинизированный крахмал, и является эффективным средством замедления диспергирования глинистых сланцев. Как уже говорилось в главе 2, эти свойства крайне желательны для «недиспергирующих» буровых растворов.



Материал, получивший название «гидролизированные кукурузные хлопья» и содержащий 75—85 % гексасахаридов и других полисахаридов с большим числом колец, снижает предельные статические и динамические напряжения сдвига известковых буровых растворов. Этот материал считается полезной добавкой к буровому раствору для обеспечения устойчивости глинистых сланцев (см. главу 2). Фильтрация известковых растворов с высокой концентрацией ионов кальция и хлора весьма значительна и не снижается при использовании предварительно желатинизированного крахмала. Исследования Уокера показали, что в этом случае фильтрация может быть снижена путем добавления катионного крахмала (например третичного эфира аминоалкилкрахмала) или четвертичного аммониевого крахмала.

Для безглинистых растворов в качестве понизителя фильтрации рекомендовано несколько производных крахмала. Среди них такие производные, как цианоэтилированный крахмал, аминокрахмальный эфир, гидроксипропилкрахмальный эфир и четвертичные аммониевые соли крахмала. Эти производные крахмала в настоящее время используются редко.

### Гуаровая смола

Как и крахмал, гуаровая смола является природным полимером, который перед применением нуждается лишь в незначительной обработке. Источником гуаровой смолы являются зерна морозостойкой однолетней бобовой культуры, возделываемой в шт. Техас. Растение имеет стручки, содержащие пять-шесть зерен. Эндосперма, содержащая смолу, составляет примерно 40 % веса зерна.

Состав. Гуаровая смола является неионогенным полисахаридом с разветвленной цепью, или галактоманнаном. Формула повторяющейся группы приведена на рис. 11.9. Молекулярная масса продукта примерно 200 тыс. В среднем каждая вторая маннозная группа в прямой цепи содержит галактозное ответвление (см. рис. 11.9). Каждый повторяющийся элемент цепочки имеет девять реакционноспособных гидроксильных групп, благодаря которым гуаровая смола может образовывать производные с такими веществами, как оксид этилена и подобными ему. Однако при получении производных в реакцию вступает сравнительно небольшое число гидроксильных групп, поэтому новый гуаровый полимер сохраняет основную структуру, но имеет улучшенные характеристики для определенных областей применения (например для гидроразрыва пласта).

Обработка. Кожура, эндосперма и зародыш разделяются посредством многоступенчатого помола и рассеивания. После отделения эндоспермы от кожуры и зародыша ее подвергают более тонкому помолу и упаковывают как конечный продукт с названием «гуаровая смола».

Гуаровая смола в буровых растворах. Гуаровая смола образует вязкие растворы как в пресной, так и в минерализованной воде при концентрациях от 3 до 6 кг/м<sup>3</sup>. Это означает, что гуаровая смола должна использоваться в растворах с низким содержанием твердой фазы. Гуаровую смолу добавляют для снижения фильтрации и повышения устойчивости ствола скважины. Она быстро разлагается при температурах выше 65 °С, что позволяет применять ее только в неглубоких скважинах. Влияние этой смолы на вязкость ослабевает с повышением температуры.

Как и крахмал, гуаровая смола подвержена действию микроорганизмов, если не поддерживаются высокие значения pH и минерализации, а бактерициды отсутствуют. Ферменты, обычно присутствующие в смоле или поступающие в нее из окружающей среды, разрушают смолу с образованием веществ, обладающих кислотными свойствами. При использовании гуаровой смолы в процессе бурения скважин на воду образование кислот считается признаком разрушения фильтрационной корки, отложенной на водоносном пласте. При добавлении вместе с гуаровой смолой метиленовой сини исчезновение голубой окраски свидетельствует о том, что образовались вещества с кислотными свойствами. Иногда газ, образующийся при разложении смолы, влияет на результаты стандартных исследований на присутствие гнилостных бактерий, и воду ошибочно объявляют непригодной для питья.

При добавлении гуаровой смолы в малых концентрациях к воде, используемой для промывки ствола скважины, происходит флокуляция выбуренной породы. В этом случае для ее осаждения необходимо, чтобы на буровой имелись резервы с большой площадью поверхности. Концентрация и коллоидная активность шлама должны быть низкими, поэтому процесс флокуляции оказывается неэффективным при быстром разбуривании глинистых сланцев, подобных встречаемым в районе северного побережья Мексиканского залива.

Ионы боратов способны образовывать поперечные связи между цепями гидратированной гуаровой смолы, что обеспечивает получение исключительно вязких суспензий при низких концентрациях смолы. Например, при pH=9—10 вязкость раствора, содержащего 0,25 % гуаровой смолы и 0,05 % тетрабората натрия, может составить 6 Па·с. При снижении pH до

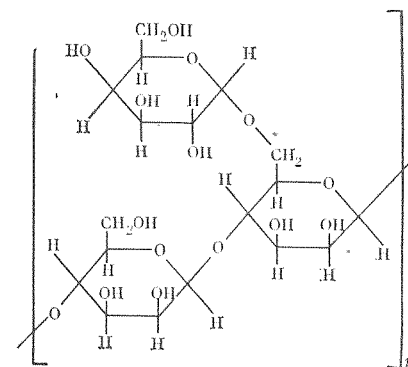


Рис. 11.9. Формула повторяющейся группы гуаровой смолы ( $n$  изменяется от 400 до 600)



нейтрального значения происходит обратная реакция, причем загущение происходит, когда pH повышается до 9—10. В ряде случаев можно прекратить поглощение в неглубокой скважине путем нагнетания в нее загустевающего в зоне поглощения раствора гидратированной гуаровой смолы и бората.

В качестве компонентов безглинистых растворов для капитального ремонта скважин рекомендованы производные гуаровой смолы, образующиеся при ее реакции с оксидами алкилена, такими как оксиды этилена и пропилена.

Расчетное потребление гуаровой смолы и ее производных в 1978 г. составило около 200 т.

### Ксантановая смола (ХС-полимер)

Ксантановую смолу правильнее отнести к природным полимерам, хотя фактически ее получают искусственным, а не естественным путем. Метод получения ксантановой смолы был разработан в 1961 г. в Северном региональном центре Управления по исследованиям в сельском хозяйстве, г. Пеория, шт. Иллинойс. В опубликованном в 1976 г. обзоре Джинза содержится перечень публикаций, посвященных ксантану и состоящий из 49 наименований. Ксантан представляет собой водорастворимый полисахарид, получаемый в результате воздействия бактерий (относящихся к роду *ксантамонас*) на углеводы. В качестве компонента буровых растворов его начали применять в середине 60-х годов под названием «ХС-полимер». В 70-х годах его использование заметно возросло.

Дейли сообщил о некоторых интересных свойствах растворов ксантановой смолы. Этот полимер повышает вязкость как пресной воды, так и солевых растворов, хотя для получения одной и той же вязкости во втором случае требуются несколько большие концентрации смолы. Растворы ксантановой смолы демонстрируют исключительную способность к сдвиговому разжижению. Условная вязкость при скорости сдвига 30 тыс.  $\text{с}^{-1}$  заметно ниже, чем при 1000  $\text{с}^{-1}$ . Вязкость раствора значительно повышается при введении в него иона хрома, образующего поперечные связи. Повышение pH с 7 до 11 оказывает очень слабое влияние на вязкость. Разложение полимера при кратковременном нагреве до 120 °C незначительно.

Состав. В результате обширных исследований установлено, что ксантан состоит из групп глюкозы, образующих линейную главную цепь и связанных (как в целлюлозе) с чередующимися группами, присоединяемыми в виде трехзвенных боковых цепей (рис. 11.10). Функциональные группы карбоксила и карбонила, а также соседние гидроксильные группы позволяют с помощью ионов хрома легко образовывать поперечные связи и тем самым совершенствовать тиксотропное поведение растворов ксанта. Расчетная молекулярная масса ксанта около 5 млн.

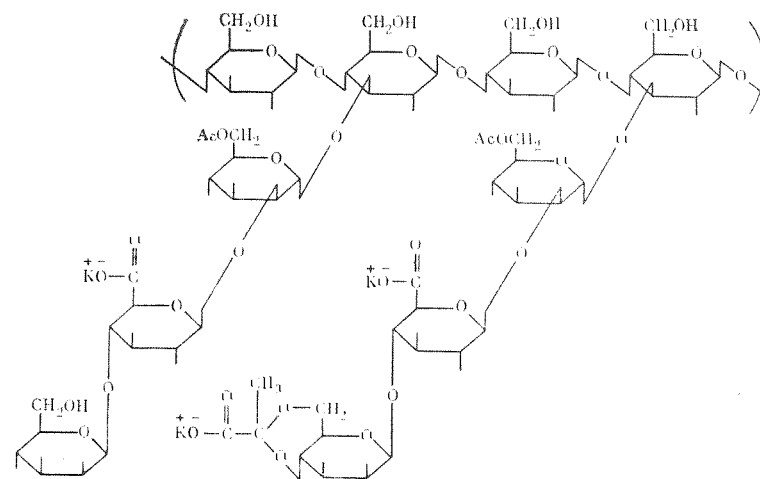


Рис. 11.10. Структурные особенности повторяющейся группы ксантановой смолы

Производство. Свое название ХС-полимер получил в связи с тем, что это вещество образуется в результате действия поражающих растения бактерий *ксантамонас кампестрис* на углеводы в подходящей среде. Продукт характеризуют как внеклеточный микробный полисахарид, т. е. полисахарид, образующийся в виде покрытия на каждой бактерии. Ферментационной средой служит получаемая из злаковых зерен *d*-глюкоза, смешанная с дрожжами, вторичным кислым фосфатом калия и небольшими количествами необходимых солей.

Эти условия ферментации тщательно выдерживаются. В процессе ферментации заметно повышается вязкость. На заключительном этапе осуществляются осаждение в изопропиловом спирте, разделение, сушка и измельчение до порошкообразного состояния.

Оборудование и методы обработки описаны Пэттоном и Линдбломом, а также Джинзом.

Фирма «Келко» начала промышленное производство ксантановой смолы в 1964 г.

Ксантановая смола в буровых растворах. Главное назначение ксантановой смолы в буровых растворах — повышать их вязкость и несущую способность. Карико пришел к выводу, что несущая способность раствора полимера прямо связана с вязкостью раствора при низких скоростях сдвига. Результаты простого испытания на осаждение показывают, что по несущей способности ксантановая смола превосходит любой другой полимер из числа применяемых в буровых растворах.

Исключительная несущая способность ксантановой смолы при низких концентрациях благоприятствует ее использованию

при высоких транспортных расходах. Хотя ксантановая смола не является материалом для регулирования фильтрации, она хорошо сочетается с веществами — понизителями фильтрации, такими как бентонит и КМЦ. В главе 2 было дано несколько примеров применения ксантановой смолы в бурении.

Ксантановая смола обладает свойствами, желательными для растворов, применяемых при заканчивании и капитальном ремонте скважин. Изучение опасности загрязнения продуктивного пласта на кернях из песчаника берега показали, что после нагнетания полимерного раствора в объеме, равном половине порового объема, при обратном течении достигается удовлетворительное восстановление проницаемости.

Карико и Бэгшоу проанализировали свойства типичных полимеров, используемых при бурении, капитальном ремонте и заканчивании скважин, и сделали заключение о важности оценки этих свойств в рабочих условиях для выбора наиболее подходящего полимера применительно к конкретным ситуациям.

Для образования поперечных связей в молекуле ксантановой смолы с помощью соединений хрома рекомендована специальная методика. Вначале ксантановую смолу диспергируют в воде, содержащей минимум 80 мг/л иона кальция. (Если вода более соленая, чем морская, необходимо провести опытное испытание, так как в насыщенных солевых растворах образовать поперечные связи не удастся). Затем в воде растворяют порошок хлорида хрома или хромовые квасцы и эту воду добавляют в раствор ксантановой смолы, чтобы соотношение их масс составляло 1:5. Путем добавления разбавленного раствора каустической соды pH смеси доводится до 7,5—10.

Ксантановую смолу используют в концентрациях от 0,6 до 6 кг/м<sup>3</sup>. Предложены модифицированная ксантановая смола и ее производные. Сообщают также о синергическом воздействии других полимеров.

В 1978 г. расчетное потребление ксантановой смолы в США составило около 500 т; возможно, столько же смолы экспортировалось.

### Натриевая карбоксиметилцеллюлоза

Наиболее широко используемыми органическими полимерами являются полусинтетические смолы, получаемые при химической модификации целлюлозы. Целлюлоза содержит большую часть оболочек растительных клеток (например, волокно хлопка более чем на 90 % состоит из целлюлозы). Первой производной целлюлозы в буровых растворах была использована карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). Случилось это в 1944 г. в скважине, которую фирма «Филлипс петролеум» бурила в северо-западной части шт. Оклахома. Несколько позднее этот продукт стали широко применять при бурении скважин в во-

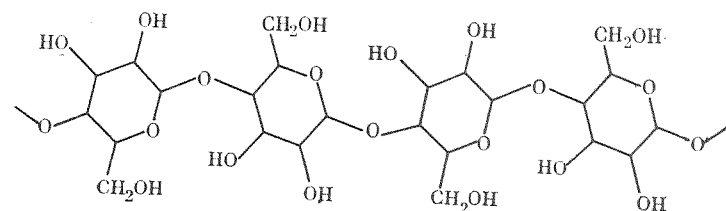


Рис. 11.11. Упрощенная структурная формула цепи целлюлозы, состоящей из повторяющихся групп ангидроглюкозы, каждая из которых включает в себя три гидроксильные группы, способные замещаться

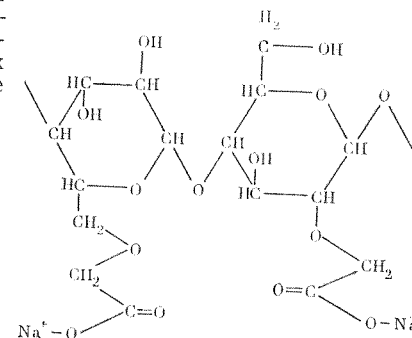


Рис. 11.12. Структурная формула натриевой карбоксиметилцеллюлозы со степенью замещения, равной единице

сточной части шт. Техас и в районе северного побережья Мексиканского залива.

Натриевая карбоксиметилцеллюлоза — это растворимый в воде нетоксичный порошок без цвета и запаха, при нормальных условиях применения не подвергающийся ферментации. Поэтому ее предпочитают вместо крахмала в тех случаях, когда буровой раствор не имеет высокого pH и не насыщен солями. КМЦ стоит дороже, чем крахмал, но ее требуется меньше для снижения фильтрации и толщины фильтрационной корки.

Состав. Диспергируемые в воде целлюлозные полимеры получают посредством химической модификации нерастворимой в воде целлюлозы, которая образует главную цепь макромолекулы полимера. Хотя основная немодифицированная цепь целлюлозы состоит из повторяющихся ангидроглюкозных колец, каждое из которых содержит три способные к замещению гидроксильные группы (рис. 11.11), волокнистая целлюлоза представляет собой сложную структурную смесь кристаллитов и аморфного материала. Следовательно, во время приготовления производных целлюлозы отдельные участки ее цепи обладают различной способностью к реакции замещения в зависимости от структуры, так что замещение оказывается неравномерным.

На рис. 11.12 изображены два ангидроглюкозных кольца, чтобы проиллюстрировать образование натриевой карбоксиметилцеллюлозы благодаря реакциям с первичным (слева) и вторичным (справа) спиртами. Такая однородность замещения

показана только в иллюстративных целях. Если замещение гидроксильных групп произойдет во всей молекуле целлюлозы, то будет получена КМЦ со *степенью замещения* единица. Однако ожидать такого полного замещения не приходится из-за структурной неоднородности. Поэтому обычно определяется средняя степень замещения. Для промышленной КМЦ она изменяется от 0,5 до 1,5. Растворимость КМЦ в воде повышается с ростом степени замещения.

Длина цепи целлюлозы или степень полимеризации (число ангидроглюкозных колец в молекуле) определяет молекулярную массу и вязкость водной суспензии. Чем больше молекулярная масса, тем выше вязкость суспензии. Измерения вязкости разбавленных суспензий позволяют оценить размер молекул полимера. Степень полимеризации варьирует в диапазоне 500—2000.

Регулированием молекулярной массы цепи целлюлозы и степени замещения можно получить целый ряд продуктов.

Производство. Химически очищенную целлюлозу обрабатывают раствором каустической соды для получения щелочной целлюлозы. На этом этапе технологического процесса может произойти некоторое снижение молекулярной массы. Подбор источника целлюлозы позволяет в какой-то мере регулировать степень полимеризации. Например, хлопковый пух образует КМЦ высокой вязкости, древесная масса — КМЦ средней вязкости, а щелочная целлюлоза — КМЦ низкой вязкости.

На следующем этапе процесса добавляют монохлоруксусную кислоту или монохлорацетат натрия для образования натриевой карбоксиметилцеллюлозы. В качестве побочного продукта образуется хлорид натрия, а часть монохлорацетата натрия превращается в гликолят натрия. Избыток гидроксида натрия, если он имеется, нейтрализуют. Примеси удаляют промывкой водой со спиртом, после чего химически чистый продукт сушат и измельчают. Технический продукт может содержать около 30 % хлорида натрия.

КМЦ в буровых растворах. Натриевая карбоксиметилцеллюлоза является аннионоактивным полимером (см. главу 4) и адсорбируется на глинах. При низких концентрациях КМЦ удастся резко уменьшить фильтрацию, особенно при использовании КМЦ повышенной молекулярной массы (и более высокой вязкости). КМЦ низкой вязкости используется для снижения фильтрации буровых растворов очень высокой плотности. КМЦ средней вязкости используется в буровых растворах с обычной концентрацией твердой фазы.

Суспензии КМЦ обладают способностью к сдвиговому разжижению; они имеют высокую условную вязкость при очень низких скоростях сдвига. Условная вязкость суспензий КМЦ, как и суспензий других полимеров, снижается с повышением температуры. При температуре 150 °С вязкость составляет при-

мерно 1/10 вязкости при 27 °С. Тепловая деструкция КМЦ ускоряется по мере приближения к температуре 150 °С.

Эффективность КМЦ в отношении снижения фильтрации и повышения вязкости падает с увеличением концентрации солей. Некоторые кальцийсодержащие буровые растворы разжижают добавлением небольших количеств КМЦ. Подобно крахмалу, КМЦ выпадает в осадок вместе с кальцием и магнием при повышении pH.

Выявленные ограничения в применении обычной КМЦ в солевых растворах побудили синтезировать «полианионный целлюлозный полимер высокой молекулярной массы» (ПЦП). Дополнительные данные о нем не публиковались. Этот продукт загущает солевые растворы. При использовании в сочетании с диаммонийфосфатом ПЦП позволяет получить полимерэлектrolитную композицию, ингибирующую набухающие глинистые сланцы и экологически безопасную. Раствор одного такого полимера обладает исключительными ингибирующими свойствами.

Натриевая карбоксиметилцеллюлоза является многоцелевой добавкой и выпускается в нескольких модификациях для различных растворов. В связи с этим диапазон применяемых концентраций весьма широк (0,6—14 кг/м<sup>3</sup>). Потребление КМЦ в США в начале 80-х годов составляло около 12 тыс. т.

### Гидроксиэтилцеллюлоза

Гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) по внешнему виду напоминает КМЦ, но поскольку этот полимер неионогенный, он эффективно снижает фильтрацию и повышает вязкость солевых растворов.

При реакции гидроксильных групп в целлюлозном полимере (см. рис. 11.11) с оксидом этилена образуются гидроксиэтильные группы, некоторые из которых могут дополнительно реагировать с оксидом этилена с образованием боковых оксиэтилированных цепей. Степень молярного замещения колеблется от 1,5 до 2,5. Вязкость дисперсий ГЭЦ повышается с увеличением молекулярной массы полимера.

ГЭЦ получают с помощью реакции щелочной целлюлозы с оксидом этилена в присутствии изопропилового спирта.

Хотя ГЭЦ пригоден для буровых растворов, более широко его используют в жидкостях для заканчивания скважин (см. главу 10). Оксид магния стабилизирует загущающее действие ГЭЦ в солевых растворах при температурах до 135 °С. Для обработки солевых растворов используется готовая смесь ГЭЦ, оксида магния и кальциевого лигносульфоната.

ГЭЦ применяется в концентрациях от 0,6 до 6 кг/м<sup>3</sup>. В 1978 г. ее потребление при бурении скважин в США составило около 2500 т.

## Другие водорастворимые целлюлозные полимеры

Гидроксильные группы в щелочной целлюлозе способны реагировать с несколькими видами соединений, образуя сложные и простые эфиры. Этим способом можно синтезировать самые различные целлюлозные полимеры посредством изменения типа полимера и степени замещения, а также молекулярной массы целлюлозы. Примерами целлюлозных полимеров, которые рекомендуются в качестве добавок для буровых растворов, являются кислые соли аминоцеллюлозы, водорастворимые сульфатные целлюлозы щелочных и щелочноземельных металлов, этилщелочная или щелочноземельная сульфэтилцеллюлоза и карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза. Из перечисленных в бурении была применена только последняя, да и то в ограниченных масштабах.

## Диспергируемые в воде синтетические полимеры

**Состав и структура.** Из мономерных материалов синтезировано большое число диспергируемых в воде полимеров. При образовании гомополимеров и сополимеров, в которые входят нерастворимые в воде гомополимеры, можно получить продукты, состав и свойства которых колеблются в очень широком диапазоне. Многие из этих продуктов синтезируются путем прямой полимеризации, другие в результате реакции второго порядка. В качестве примера синтеза рассмотрим акриловые полимеры, состоящие из углерода, водорода, кислорода и азота. Из этих элементов можно синтезировать большое число водорастворимых полимеров. Из акрилонитрила ( $\text{CH}_2 : \text{CHCN}$ ) как исходного соединения может быть образована акриловая кислота, затем ее полимеризуют и путем нейтрализации гидроксидом натрия получают натриевый полиакрилат. Если полимеризованный акрилонитрил обработать гидроксидом натрия, можно получить полимер, содержащий амидные группы ( $\text{CONH}_2$ ) и карбоксилат натрия ( $\text{COONa}$ ). Из акрилонитрила можно получить акриламид ( $\text{CH}_2\text{CHCONH}_2$ ), а после полимеризации — нейтральный полиакриламид. Из акриловой кислоты и акриламида может быть синтезирован сополимер.

Преобразование амидных групп в карбоксильные называется гидролизом. Независимо от того, является ли полимер неионогенным, катионо- или анионоактивным, процент гидролизованных групп и молекулярная масса считаются важными факторами, влияющими на ингибирование шлама (см. главу 8). Промышленность поставляет полиакриламид с молекулярной массой от 1 млн. до 15 млн.

Помимо акриламида, синтез которого был приведен выше в качестве примера, для производства громадного количества диспергируемых в воде полимеров используются и другие повторяющиеся структурные группы, как показано на рис. 11.13.

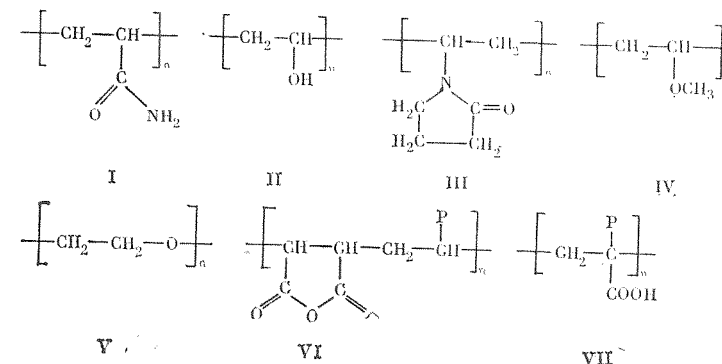


Рис. 11.13. Типичные повторяющиеся группы в синтетических диспергируемых в воде полимерах:

I — полиакриламид неионогенный; II — поливиниловый спирт неионогенный; III — поливинилпирролидон неионогенный; IV — поливинилметилэфир неионогенный; V — оксид полиэтилена неионогенный; VI — маленные сополимеры анионоактивные; VII — карбоксильные полимеры анионоактивные

В этой книге не делается никаких попыток анализировать методы получения или свойства подобных материалов. Рассматриваются лишь некоторые случаи их применения в буровых растворах.

**Применение акрилового полимера.** На поведение синтетических соединений в буровых растворах влияют не только состав, структура и молекулярная масса конкретного полимера, но и состав и температура системы, в которую их добавляют. Конкретный полимер может работать как флокулянт при малых концентрациях и как понизитель фильтрации при высоких. Эти переменные факторы делают необходимым проведение обширной программы испытаний до того, как новый продукт поступит на рынок.

Скэнли сообщил об изучении влияния молекулярной массы и соотношения карбоксилатов и амидов двух видов акриловых полимеров на вязкость и фильтрационные свойства четырех различных композиций буровых растворов. Для одного вида полимера по мере увеличения молекулярной массы с 1800 тыс. до 390 тыс. фильтрация обработанного им раствора снижалась, а вязкость и предельное статическое напряжение сдвига повышались. Пока не сделано никаких общих выводов о влиянии на характеристики бурового раствора соотношения карбоксилатов и амидов. Гидролизированный полиакриламид, имеющий молекулярную массу около 250 тыс., обеспечил самую низкую фильтрацию при содержании карбоксилатов менее 50 % и самые малые изменения вязкости и предельного статического напряжения сдвига при 23 %-ном содержании карбоксилатов.

Скэнли утверждал, что акриловые полимеры должны быть более устойчивыми к действию температуры и микробов, чем полисахариды, потому что акриловые полимеры имеют в главной

цепи связи типа углерод-углерод. Коуэн установил, что объем фильтрата бурового раствора, обработанного полиакрилатом, при измерении по методике АНИ (24 °С) не изменяется во время нагрева до температуры 200 °С в течение 16 ч, но фильтрация, измеренная при 200 °С, оказывается высокой. Объясняя это наблюдение, Коуэн предположил, что акриловый полимер свертывается в спираль при высокой температуре и распрямляется при охлаждении.

Применению натриевого полиакрилата для регулирования фильтрации в ряде районов мешала его чувствительность к ионам кальция. Перед добавлением этого полимера в буровой раствор необходимо удалить из него растворимые соединения кальция при помощи безводной кальцинированной соды.

При бурении в твердых породах с использованием воды вместо бурового раствора некоторые акриловые полимеры, введенные в воду, оказались весьма эффективными флокулянтами и позволили вести «бурение на чистой воде» (промысловый опыт см. в главе 2, а коллоидное поведение — в главе 4).

Сополимеры винилацетата и малеинового ангидрида придают несколько желательных свойств растворам с низким содержанием твердой фазы. Будучи флокулянтами избирательного действия, эти сополимеры улучшают загущающие свойства бентонита, улучшая благодаря этому очистку ствола скважины. При его использовании улучшается отделение шлама от буровых растворов с низким содержанием твердой фазы. Кроме того, он снижает потери на трение при турбулентном режиме течения раствора. В результате всего этого достигается увеличение механической скорости бурения при значительном снижении стоимости 1 м проходки.

Изучая стабилизацию сланца раствором акриловых полимеров и хлорида калия, Кларк установил, что применение гидролизованного на 20—40 % полиакриламида, имеющего молекулярную массу свыше 3 млн., более эффективно, чем полиакриламидов меньшей молекулярной массы, а также при повышенных или пониженных степенях гидролиза (см. главу 8).

Опубликованы данные о том, что сополимеры стирола и малеинового ангидрида низкой молекулярной массы и их натриевые соли снижают вязкость и предельное статическое напряжение сдвига буровых растворов и сохраняют этот эффект после выдержки в течение 72 ч при температуре 120 °С.

По другим сообщениям, несколько композиций с полимерами обладают повышенной термостабильностью. В ряде случаев, однако, выдержка при высокой температуре (ниже 260 °С) была сравнительно непродолжительной, а свойства после этой выдержки измерялись при комнатной температуре. Исключительная термостабильность (10 при температуре 260 °С) приписывается буровому раствору, содержащему «поли-*n*-виниламид карбоновой кислоты с открытой цепью». Натриевый полиакрилат с молекулярной массой менее 2500 при добавлении

в буровой раствор плотностью 2,0 г/см<sup>3</sup>, обработанный лигносульфонатом, значительно ослабляет термодеструкцию, как это показали испытания на консистометре Фэнна при максимальной температуре 230 °С. Сополимер сульфированного стирола и малеинового ангидрида, имевший до сульфирования молекулярную массу от 1000 до 5000, позволил предотвратить чрезмерное загустевание глинистого раствора на водной основе при выдержке в течение 16 ч при температуре 260 °С. Информация о применении вышеперечисленных полимеров в глубоком бурении отсутствует.

Использование акриловых полимеров для модификации бентонита в процессе его производства рассматривалось в начале этой главы.

Как было показано, акриловые полимеры находят применение при концентрациях от 0,03 (в качестве флокулянта) до 8 кг/м<sup>3</sup> (для регулирования фильтрации). Расчетное потребление акриловых полимеров в 1978 г. составило около 2500 т.

Применение полимера на основе оксида алкилена. В главе 2 упоминалось о создании бурового раствора с кальциевым ПАВ, заменяющего известковый раствор при бурении глубоких высокотемпературных скважин. Неионогенное ПАВ, представляющее собой фенол с 30 молями оксида этилена, имеет формулу  $C_6H_5O(CH_2CH_2O)_{30}H$ .

Этот полимер адсорбируется глинами и оказывает весьма заметный ингибирующий эффект на диспергирование выбуренного сланца. Такой раствор, содержащий также пеногаситель нонилфеноксизетанол ( $C_9H_{19} \cdot C_6H_4 \cdot O \cdot CH_2CH_2OH$ ) — промышленный продукт с товарным знаком DMS, эффективно поддерживает удовлетворительные реологические свойства буровых растворов, подвергающихся действию высоких температур. При бурении рекордной по глубине (7803 м) скважины в южной части шт. Луизиана для регулирования реологических свойств и фильтрации раствора применяли лигнит и DMS. Плотность бурового раствора составляла 2,24 г/см<sup>3</sup>, а забойная температура приближалась к 260 °С [174].

Производное нонилфенола с 30 молями оксида этилена  $C_9H_{19} \cdot C_6H_4 \cdot O \cdot (CH_2CH_2O)_{30}H$  используют для эмульгирования нефти в буровом растворе с ПАВ.

Полимеры, содержащие оксиды алкилена, рекомендуются в качестве компонентов для жидкостей, применяемых при заканчивании скважин. Примером могут служить суспензия, состоящая из полиэтиленоксида, карбоната кальция и смачивающего агента, и композиция, включающая полиэтиленоксид высокой молекулярной массы (от 1 млн. до 10 млн.) и лигносульфонат натрия или кальция.

Главными полимерами этого класса, применяемыми в буровых растворах, являются оксиэтилированные алкилфенолы. Диапазон концентраций 3—28 кг/м<sup>3</sup>. Расчетное потребление в 1978 г. около 2000 т.



Вещества, рассматриваемые в этом разделе, по традиции называют *понижителями вязкости*. Их вводят в буровой раствор для уменьшения гидравлических сопротивлений и загустевания. Именно для этой цели первоначально и добавляли эти материалы. Однако опыт показал, что некоторые из так называемых понизителей вязкости выполняют и другие важные функции, часто значительно более важные, чем улучшение реологических свойств бурового раствора. В частности, некоторые из этих веществ применяют для снижения фильтрации и толщины фильтрационной корки, для противодействия влиянию солей, для уменьшения влияния воды на вскрытый скважиной пласт, для эмульгирования углеводородной фазы в воде, для стабилизации свойств бурового раствора при высоких температурах. Поэтому для них более подходит термин «*реагент для обработки бурового раствора*», чем понизитель вязкости.

Понижители вязкости обычно включают в себя сравнительно крупные анионоактивные частицы, которые адсорбируются на положительно заряженных частицах, тем самым снижая силы притяжения между ними, но не оказывая влияния на гидратацию глины. Механизм разжижающего действия более полно описан в главе 4 при рассмотрении вопроса о флокуляции и пептизации.

Материалы, обычно используемые в качестве понизителей вязкости, можно подразделить на четыре широких класса: растительные танины; полифосфаты; лигнитные материалы и лигносульфонаты. В этом разделе в общем виде будут рассмотрены другие важные функции этих веществ.

## Танины

Состав и источники получения. Слово «танины» — это собирательный термин для группы сложных вяжущих веществ, состоящих из углерода, водорода и кислорода, а в некоторых случаях содержащих небольшие количества азота и фосфора. Для них характерно образование нерастворимых соединений с желатином и выделяющими желатин тканями, поэтому их главное назначение — выделка шкур в кожевенном производстве. Они относятся к очень слабым кислотам с молекулярной массой в диапазоне 300—1000, легко растворяются в щелочах и осаждаются тяжелыми металлами.

Танины можно подразделить на два широких химических класса: *гидролизуемые танины*, состоящие из сложных эфиров одной или нескольких полифенолоксилов (например галловой кислоты), и *конденсированные танины*, состоящие из фенольных ядер, из которых можно получить катехин или протокатеховую кислоту. Гидролизуемые танины называют также галло-

танинами или пирогаллоловыми танинами, а конденсированные танины — флавогаланнами или катехинотанинами.

Танины образуются во многих растениях и экстрагируются из коры, древесины или плодов. Промышленное получение танина ограничено содержанием танина в сырье и возможностями его заготовки. Сырьем служат кора австралийской акации, мангрового дерева и эвкалипта, древесина квебрахо и благородного каштана, а также плоды мираболанов и дивидивиди. В настоящее время единственным таниновым материалом, используемым в значительных количествах в США в качестве понизителя вязкости, является экстракт квебрахо.

Квебрахо. Экстракт квебрахо был одним из первых понизителей вязкости бурового раствора, который использовали в США и одно время был важным компонентом щелочно-таннатных и известковых растворов, описанных в главе 2.

Сокращение потребления квебрахо произошло по нескольким причинам. Вторая мировая война обусловила снижение импорта сырья и вынудила искать заменители квебрахо в США. Внедрение лигносульфонатов кальция привело к снижению потребности в квебрахо для известковых растворов. Известковые растворы были почти полностью заменены растворами, обработанными хромлигносульфонатом, и это привело к дальнейшему сокращению применения квебрахо в конце 50-х годов.

Квебраховый танин экстрагируется горячей водой из плотной древесины нескольких деревьев (квебрахо означает «ломающий топор») вида *шинопсис*, произрастающий в северной Аргентине и западном Парагвае. Красную древесину, содержащую 15—25 % танина, превращают в щепу и экстрагируют водой при температуре около 125 °С. Затем воду удаляют в испарителях и в распылительных сушилках. Конечный продукт измельчают и затаривают в мешки.

Квебрахо содержит 60—65 % танина, относящегося к классу катехинотанинов. Экстракт квебрахо с трудом растворяется в холодной воде. Танин обычно растворяют вместе с каустической содой, соотношение их масс может варьировать от 1 : 1 до 5 : 1. В результате получают легко растворимый высушенный продукт. Для предотвращения слеживания и снижения стоимости экстракт квебрахо может быть измельчен совместно с лигнитом.

В настоящее время применение квебрахо в качестве понизителя вязкости ограничено неглубокими скважинами и буровыми растворами на пресной воде, в которые его добавляют в виде раствора с каустической содой. Квебрахо без соды можно добавлять в буровой раствор для противодействия его загрязнению цементом. Концентрация квебрахо колеблется от 1,5 до 6 кг/м<sup>3</sup>.

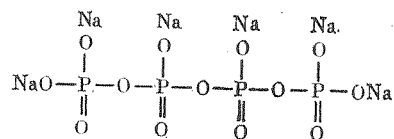
Модифицированные танины. Квебрахо можно сделать растворимым в холодной воде путем обработки бисульфитом натрия. Дальнейшую модификацию можно осуществлять

путем образования комплексных соединений металлов с танинами, в которые введены алкилсульфогруппы. Эти соединения легко растворяются в воде и более эффективно, чем исходный таннин, снижают вязкость и фильтрацию бурового раствора. Таннин с сульфометильной группой обычно получают путем добавления формальдегида и бисульфита натрия в раствор квебрахо и каустической соды, после чего смесь нагревают. Продукт реакции можно выделить испарением воды или подвергнуть дальнейшему модифицированию в растворе хлорида хрома для получения комплексного соединения с хромом. Высушенное квебрахо с сульфометильной группой может быть смешано с сухим хроматом (например с хроматом натрия). При добавлении этой смеси в буровой раствор достигается повышение термостабильности раствора.

Расчетное потребление квебрахового таннина, как экстракта, так и модифицированного продукта, в 1978 г. составило около 2000 т.

### Полифосфаты

Характеристики. Полифосфатами называются фосфаты, в которых два атома фосфора или более соединены между собой атомами кислорода, например тетрафосфат натрия.



Полифосфаты могут быть кристаллическими или стекловидными. Стекловидные полифосфаты — это аморфные смеси полифосфатов натрия с цепями различной длины, а их формула может быть представлена в виде отношения  $\text{Na}_2\text{O}/\text{P}_2\text{O}_5$ . Общая формула кристаллических полифосфатов  $(\text{Na}, \text{H})_{n+2}\text{P}_n\text{O}_{3n+1}$ .

Полифосфаты натрия получают нагреванием содержащих водород ортофосфатов до определенной температуры для удаления воды или сплавлением с безводными компонентами при необходимых соотношениях. Кристаллические фосфаты образуются при температурах от 150 до 620 °С. Стекловидные полифосфаты сплавляют при более высоких температурах и быстром охлаждении. Получаемые при этом продукты дробят с образованием крупнозернистого белого порошка.

Полифосфаты натрия — очень эффективные пептизаторы глины в пресной воде и были одними из первых понизителей вязкости буровых растворов (см. главу 2). Они неэффективны в сильно минерализованных (более 10 г/л) буровых растворах. Стекловидные полифосфаты успешно смягчают жесткую воду,

образуя растворимые комплексы с ионами кальция и магния. Этот эффект используется для улучшения пептизации бентонита в целях снижения фильтрации. По мере приближения к температуре кипения воды происходит быстрое обратное превращение полифосфатов в ортофосфаты, что может привести к загустеванию бурового раствора. Тем самым применение полифосфатов ограничивается сравнительно небольшими глубинами. Понемногу сокращению потребления полифосфатов при разбуhrивании глинистых сланцев способствовало то, что эти вещества вызывают разрушение и диспергирование выбуренных глинистых сланцев и тем самым повышают содержание твердой фазы в буровом растворе.

Промышленные продукты. В качестве понизителей вязкости в настоящее время поставляют кислый пирофосфат натрия, тетрафосфат натрия и «гексаметафосфат» натрия.

Кислый пирофосфат натрия  $\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$  можно получать нагреванием моноватрийортофосфата ( $2\text{NaH}_2\text{PO}_4 \rightarrow \text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7 + \text{H}_2\text{O}$ ). Раствор кислого пирофосфата натрия имеет рН примерно 4,2 и, следовательно, может с успехом применяться для борьбы с загрязнением пресноводного раствора цементом.

Тетрафосфат натрия  $\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$  может быть получен из ортофосфатов путем нагревания ( $2\text{Na}_2\text{HPO}_4 + 2\text{NaH}_2\text{PO}_4 \rightarrow \text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13} + 3\text{H}_2\text{O}$ ) или в результате реакции безводной кальцинированной соды и фосфорной кислоты при соотношении  $3\text{Na}_2\text{O}/2\text{P}_2\text{O}_5$  с последующим быстрым охлаждением расплава. Тетрафосфат натрия — наиболее часто используемый полифосфат. Его раствор имеет рН около 7,5.

Гексаметафосфат натрия  $(\text{NaPO}_3)_6$  представляет собой стекло с соотношением  $\text{Na}_2\text{O}/\text{P}_2\text{O}_5$ , равным 1:1. Его можно получить сплавлением и быстрым охлаждением расплава ( $\text{NaH}_2\text{PO}_4 \rightarrow \text{NaPO}_3 + \text{H}_2\text{O}$ ). Его раствор имеет рН около 7.

Полифосфаты натрия обычно используются в концентрациях от 0,3 до 3 кг/м<sup>3</sup>. Их расчетное потребление в 1978 г. составляло приблизительно 1800 т.

Органические фосфаты и соли фосфиновой кислоты. В качестве средства для диспергирования силикатных материалов предложен пептизатор, образованный из монодибутилортофосфата и аналогичных веществ или пирофосфата динзоксиловой кислоты.

В качестве понизителей вязкости буровых растворов были испытаны также соединения фосфиновой кислоты. Эффективность алкилендифосфиновой кислоты или ее солей (например, четырехнатриевого метилена дифосфоната) оказалась выше, чем полифосфатов. Продуктом, который более устойчив к действию температуры и изменениям рН, чем полифосфаты, является родственный аминокислотный фосфат, пятинатриевый аминоксипропанфосфат, имеющий формулу  $\text{N}-(\text{CH}_2\text{PO}_3\text{Na})_2(\text{CH}_2\text{PO}_3\text{HNa})$ . Это вещество нашло ограниченное промышленное применение.

## Лигнит (леонардит)

Характеристики. Вещество, которое называют по-разному — лигнит, леонардит, горный лигнин, бурый уголь, выветрившийся уголь, стало важным компонентом буровых растворов. Впервые его применили в 1947 г. в качестве частичного заменителя экстракта квебрахо. В связи с ограничениями в импорте квебрахо [179] применение лигнита расширилось. Лигнит больше не считается просто понизителем вязкости буровых растворов. Кроме того, он является сырьем для продуктов, которые пригодны для буровых растворов как на водной, так и на углеводородной основе.

Терминами «*лигнит*» и «*бурый уголь*» часто пользуются для обозначения углей с низкой теплотой сгорания (менее 20 МДж/кг).

«*Леонардит*» — это окисленный в природных условиях лигнит, образовавшийся в результате длительного выветривания. Вещество получило название по имени геолога из шт. Северная Дакота доктора А. Г. Леонарда, который первым начал изучать месторождения лигнита. Леонардит не является каким-то отдельным минералом. Это название используется для обозначения продуктов окисления лигнита с высоким содержанием гуминовых кислот.

«*Гуминовые кислоты*» представляют собой сложные карбоновые соединения с фенольными радикалами, ассоциированными, вероятно, водородными связями. Их молекулярная масса колеблется от 300 до 4000. Термин «гуминовая кислота» часто применяется в широком смысле для обозначения содержащихся в почве органических веществ, которые растворимы в щелочах и не растворимы в неорганических кислотах и спиртах. Гуминовые кислоты изучаются как важный компонент почв и как промежуточное вещество в процессе превращения растительности в уголь. Вследствие сложного состава гуминовой кислоты относительно ее детального строения существуют разногласия. Одна из возможных моделей основана на структуре гидрохинона.

Леонардит относится к лигнитным материалам, используемым в буровых растворах. Его особенностью является более высокое, чем в лигните, содержание кислорода и влаги. В месторождениях лигнита выявлены три сорта леонардита: 1) смесь лигнита и леонардита, содержащая около 45 % гуминовых кислот и залегающая у разрушающейся кровли пласта; 2) черный коллоидный набухающий в воде материал, содержащий около 80 % гуминовой кислоты и по минералогической системе Дана определяемый как «природная гумусовая кислота»; 3) мелкозернистые вторично осажденные «гуматы кальция», смешанные с гипсом и содержащие около 10 % гуминовых кислот. Массовая доля влаги в леонардите на месте залегания изменяется от 30 до 60 %. Растворимость в щелочах можно использовать как показатель содержания гуминовой кислоты.

В лигните (и леонардите) присутствуют пыльца и споры

растений, которые произрастали во время образования отложений. Буровой шлам может быть неполностью очищен от обработанного лигнитом бурового раствора, поэтому палеоботаники, изучающие выбуренные частицы, должны быть очень внимательны, чтобы не ошибиться относительно происхождения отбираемых ими проб.

Источники получения и обработка. Основные источники леонардита, используемого в качестве добавки к буровому раствору находятся в шт. Северная Дакота. Второстепенными источниками леонардита являются месторождения лигнита в штатах Южная Дакота, Монтана, Нью-Мексико и Техас.

До начала разработки месторождения осуществляется отбор проб. Это обычно делается с помощью шнековых буровых станков. Простым методом полевых оценок содержания гуминовой кислоты является сравнение цвета экстракта, полученного с помощью каустической соды из пробы, с цветом эталонного раствора. После удаления покрывающих пород, мощность которых обычно составляет несколько метров, мягкий влажный леонардит сгребается в кучи, в которых происходит частичная сушка и, возможно, окисление. Затем влажность снижается до 15—20 % пропусканием материала через сушилку; после сушилки продукт размалывается и затаривается в мешки.

Лигнит (леонардит) и его производные в буровых растворах. В качестве понизителя вязкостей буровых растворов гуминовая кислота упоминается в одном из патентов, выданных в довоенное время, но широкое использование леонардита началось только после сокращения импорта квебрахо во время второй мировой войны. Лигнит менее кислый, чем квебрахо, поэтому расход щелочи на производство реагента меньше и составляет одну часть на пять частей лигнита. Растворимые продукты реакции получают испарением раствора лигнита в каустической соде или совместным измельчением лигнита и каустической соды. Обработанный каустической содой лигнит в большинстве случаев оказывается менее эффективным, чем квебрахо, при разжижении буровых растворов на пресной воде. Несмотря на повышенные расходы, лигнит может оказаться более экономичным ввиду его меньшей стоимости. Лигнит не пригоден в качестве понизителя вязкости растворов, содержащих кальций, хотя его можно использовать в растворах, загрязненных цементом. Лигнит не пригоден также для снижения вязкости сильно минерализованных растворов.

Леонардит обладает большей термостабильностью, чем другие понизители вязкости. Он отлично предотвращает отверждение известковых растворов при температурах, приближающихся к 150 °С. Лигнит обеспечивает устойчивую фильтрацию при бурении высокотемпературных скважин. На протяжении многих лет лигнит был одним из важнейших компонентов растворов для бурения геотермальных скважин. «Бурый уголь»

является основным компонентом бурового раствора, специально созданного для бурения геотермальных скважин. Этот раствор после выдержки в течение 24 ч при температуре 260 °С продемонстрировал лишь умеренное увеличение фильтрации. Лигнит входит в состав аэрированных буровых растворов и пен, применяемых при бурении геотермальных скважин.

Лигнит в настоящее время применяется главным образом в сочетании с хромлигносульфонатами (см. главу 2). Добавление хромата натрия в растворенный в щелочи лигнит позволяет получить удобный продукт для улучшения фильтрационных свойств и обеспечения термостабильности буровых растворов, обработанных хромлигносульфонатами.

Леонардит — универсальный материал для стабилизации эмульсий. При растворении в каустической соде он становится эмульгатором нефти в воде. Одно из производных лигнита, используемых в растворах на углеводородной основе преимущественно для снижения фильтрации, повышает устойчивость эмульсий нефти в воде.

Считается, что для снижения предельного статического напряжения сдвига весьма эффективны смесь кальциевого соединения, леонардита и полифосфата и смесь калиевых солей, леонардита и полифосфата.

Щелочно-калиевый лигнитный продукт ограничивает впитывание воды глинистыми сланцами, снижает фильтрацию в проницаемые породы и служит в качестве дополнительного источника ионов калия в композиции бурового раствора, предназначенного для разбуhrивания глинистых сланцев.

Фенольные и карбоксильные группы в гуминовой кислоте, входящей в состав лигнита, способны вступать в реакции и позволяют получать множество производных. Например, могут быть получены водорастворимый сульфометилированный лигнит и сульфонаты лигнита, являющиеся по действию аналогами производных квебрахо. Продукт реакции сульфированного лигнита и соли железа, хрома, марганца или цинка обеспечивает стабильность свойств бурового раствора в течение 16 ч при температуре 150 °С. Композиция, состоящая из сульфированного лигнита и водорастворимого сульфометилированного фенола, обеспечивает удовлетворительную термостабильность буровых растворов в течение 16 ч при температуре 180 °С. Эта и подобные ей композиции эффективны в поддержании удовлетворительных фильтрационных и реологических свойств растворов, насыщенных солью, в течение 16 ч при температуре 120 °С.

При добавлении сульфата цинка к раствору леонардита в щелочи может быть получено комплексное соединение цинка. Высушенный продукт реакции вводят в буровой раствор для снижения фильтрации при повышенных температурах.

Леонардит используется в буровых растворах при концентрациях от 3 до 120 кг/м<sup>3</sup>. Многочисленные случаи использова-

ния леонардита в различных целях затрудняют точный расчет его суммарного потребления, но, по ориентировочным оценкам, в 1978 г. его расход составил около 55 тыс. т.

### Лигносульфонаты

Источники получения и состав. Лигносульфонаты являются побочными продуктами сульфитной варки, используемой для отделения целлюлозной пульпы от древесины. Облочки клеток древесины представляют собой сложную смесь полимеров. От 70 до 80 % такой ткани образуют полисахариды (именуемые холоцеллюлозой), остальную часть ткани составляет лигнин. Последний — это связующий материал, который придает растениям жесткость. Он служит также для ограничения потерь влаги и защиты растений от разрушающего действия микроорганизмов. Холоцеллюлоза состоит из целлюлозы и гемицеллюлозы. Последняя представляет собой смесь полимеров с относительно короткой цепью, образованную родственными сахару компонентами. При отделении целлюлозы (при варке лигнин и гемицеллюлоза разлагаются и растворяются горячим раствором бисульфита. В качестве бисульфита могут использоваться гидросульфиты кальция, магния, натрия или аммония, хотя чаще всего используется первый из них. Отработанный сульфатный щелок содержит около 10 % твердой фазы, из которых одна половина представлена лигнином, а другая — гидролизной глюкозой, органическими кислотами и смолистыми материалами.

В настоящей книге не делается попытки проанализировать сложное химическое строение лигнина и лигносульфонатов. Авторы затрагивают лишь некоторые их особенности, чтобы показать многообразие этих веществ и различные сферы их применения в буровых растворах. Подробную информацию относительно обширных исследований химии лигнина можно найти в многочисленных монографиях. Все исследователи пришли к единому мнению, что лигнин имеет сложную структуру и что этим термином обозначается группа похожих очень крупных молекул, в которых основным мономером является фенилпропан. Главные группы, как видно на рис. 11.14, представлены спиртами: кунариловым, конифериловым и синапиловым. Нерастворимый лигнин в древесине состоит, как считают, из переплетения фенилпропановых цепей с большим числом поперечных связей и ответвлений. При обработке лигнина бисульфитом образуются растворимые фрагменты лигносульфокислот и их солей.

Хотя лигносульфонаты проще по своему строению, чем лигнин, их структуры не определены. Отработанный сульфитный щелок содержит полимеры с различной степенью сульфирования молекулярной массой, варьирующей от 1 тыс. до 200 тыс.



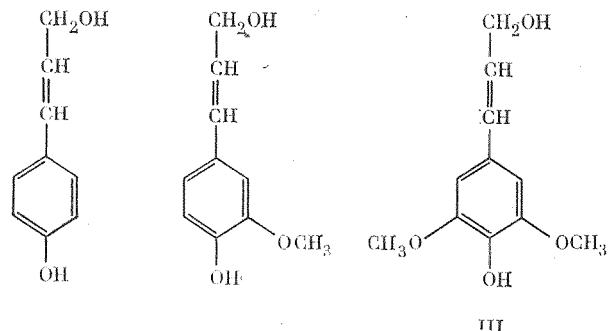


Рис. 11.14. Первичные группы, участвующие в строении лигнина и лигносульфонатов:

I — кумариловый спирт; II — конифериловый спирт; III — синапиловый спирт

Сульфогруппы присоединены к трехуглеродной боковой цепи (см. рис. 11.14), но не все реакции протекают с одной и той же скоростью, поэтому на две фенилпропановые группы обычно приходится приблизительно одна сульфогруппа. Гидрофильные свойства лигносульфонатам придают группы вторичных и третичных спиртов.

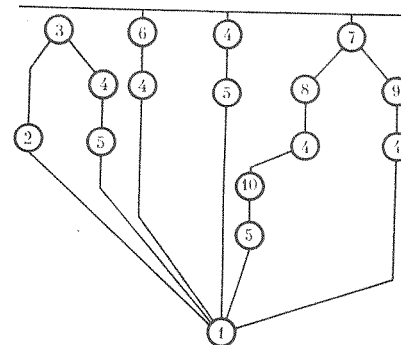
Обсуждая вопросы стабилизации эмульсий лигносульфонатом, Браунинг предложил возможное структурное строение молекулы полимерной лигносульфонокислоты, четко отличающееся от строения мыла. Структуру лигносульфонатной частицы он представил как жесткий эллипсоид, из которого выступают короткие цепи, содержащие сульфогруппы и гидроксильные группы [228]. Такая структура весьма гидрофильна и способна к образованию водородных связей, однако набухание ее ограничено из-за непроницаемости для воды. Дополнительные исследования, возможно, подтвердят этот вывод.

Химия лигносульфонатов, и в частности их реакции с ионом хрома, рассмотрены Браунингом и Перрикоуном.

Получение реагента для обработки буровых растворов. В связи с необходимостью сброса отработанного сульфитного щелока из него стали извлекать материалы, на основе которых теперь получают реагенты для обработки буровых растворов. В процессе сульфитной варки для получения древесной целлюлозы щепу нагревают под давлением в растворе бисульфита. После отделения целлюлозы необходимо было сбрасывать оставшийся разбавленный раствор лигносульфонатов, сахаров, органических кислот и других веществ, присутствующих в небольших концентрациях. Проблема сброса частично решается посредством метода фракционного осаждения, который заключается в добавлении все возрастающих количеств извести. Фракция, состоящая преимущественно из лигносульфоната кальция, может быть подвергнута дополнительной очистке;

Рис. 11.15. Технологическая схема получения лигносульфонатов металлов по методам Кинга и Адольфсона:

1 — исходный материал; 2 — нейтрализация щелочью; 3 — кислота; 4 — окисление; 5 — соли металлов; 6 — кислая соль; 7 — щелочная обработка; 8 — кислотная обработка; 9 — сульфат алюминия или железа; 10 — понизитель вязкости для известковых растворов



при этом с помощью реакций обменного разложения, сопровождающихся осаждением сульфата кальция, можно получить лигносульфонаты других металлов. Лигносульфонат кальция начали применять в качестве пептизатора в процессе приготовления буровых растворов, обрабатываемых известью, в 1947 г. Эмульсии, стабилизированные лигносульфонатом, начали использоваться в 1949 г.

С тех пор на рынке материалов для буровых растворов появилось множество продуктов, выполняющих различные функции. Своим появлением эти продукты обязаны способности лигнита вступать в химические реакции, причем в большинстве случаев исходным сырьем послужил отработанный сульфитный щелок. Наиболее ценными производными лигнита являются хромлигносульфонаты, которые были внедрены в 1955 г. (см. главу 2). Детальное описание получения лигносульфонатов хрома, железа и меди приведено в двух основополагающих патентах. В них дано описание различных модификаций, полученных путем окисления и образования солей металлов и направленных на повышение эффективности действия компонентов отработанного сульфитного щелока при обработке буровых растворов. На рис. 11.15 показаны различные направления, в которых могут производиться эти модификации.

Феррохромлигносульфонаты могут быть получены следующим образом. Сахар удаляют путем ферментации жидкости, образующейся при сульфировании бисульфитом кальция. Содержание твердой фазы повышают примерно до 50 % путем испарения воды. Для повышения pH до 8 в промежуточный продукт добавляют гидроксид натрия и раствор вываривают в течение 8 ч при температуре 90 °С. С целью осаждения сульфата кальция в раствор вводят сульфат железа, затем осадок удаляют центрифугированием. Для окисления производных лигнита в раствор добавляют бихромат натрия и раствору дают отстояться для восстановления шестивалентного хрома до трехвалентного. Конечный продукт получают путем сушки распылением.



Сырье, из которого образуется отработанный сульфитный щелок, серьезно влияет на свойства лигносульфоната. Например, лигниты из твердой и мягкой древесины отличаются по средней молекулярной массе, примерно так же различаются по эффективности воздействия на буровой раствор и хромлигносульфонаты, полученные из них. Продукты, получаемые из коры, также неодинаковы.

Другими факторами, влияющими на свойства лигносульфонатов металлов, являются степень и тип обработки, которой подвергается твердая фаза отработанного сульфитного щелока, и условия такой обработки. Весь отработанный сульфитный щелок является сырьем для некоторых процессов. Другими переменными факторами, которые легли в основу многочисленных патентов на получение лигносульфонатов для буровых растворов, являются последовательность ввода реагентов, температура, продолжительность реакций и выбор реагентов для них.

Лигносульфонаты в буровых растворах. Как уже отмечалось, первым лигносульфонатом, который начали широко использовать в буровых растворах, был лигносульфонат кальция. Он упростил приготовление известковых буровых растворов благодаря уменьшению их загустевания при добавлении извести в буровые растворы на пресной воде. В буровой раствор добавляют примерно одинаковые количества лигносульфоната кальция и извести (до 17 кг/м<sup>3</sup>). После этого в раствор вводят их дополнительные количества для поддержания его свойств. Сообщают о некотором снижении концентрации крахмала, требующегося для регулирования фильтрации. При добавлении нефти к буровым растворам, обработанным лигносульфонатом кальция (включая растворы на минерализованной воде), образовывались устойчивые эмульсии.

Браунинг, изучая механизм стабилизации эмульсий, пришел к выводу, что лигносульфонаты адсорбируются на поверхности раздела воды и нефти с образованием полутвердой пленки, которая обладает большей механической и химической устойчивостью, чем межфазные слои из порошкообразных частиц. Лигносульфонаты нерастворимы в нефти, хотя и смачиваются ею. Продукты гидролитической диссоциации лигносульфонатов способствуют возникновению электрокинетических эффектов, которые повышают стабильность раствора. Стабилизированные лигносульфонатом эмульсии можно готовить с помощью растворов солей без каких-либо дополнительных материалов для регулирования фильтрации. Лигносульфонат кальция является одним из компонентов смеси, используемой для приготовления безглинистых буровых растворов на минерализованной воде.

Механизм пептизации глин лигносульфонатами изучен довольно детально. В общих чертах он описан в главе 4. Понижение вязкости глинистых буровых растворов, по мнению ряда

исследователей, происходит в основном благодаря адсорбции отрицательно заряженных мицелл лигносульфоната на ребрах глинистых частиц. Вследствие образования адсорбционного слоя конечной толщины для понижения вязкости требуются более высокие концентрации лигносульфонатов, чем полифосфатов, так как последние оказывают влияние на кинетику двойного электрического слоя. Обычно для снижения вязкости бурового раствора на пресной воде требуется от 11 до 17 кг/м<sup>3</sup> лигносульфонатов по сравнению с 0,6—1,4 кг/м<sup>3</sup> полифосфатов. Полифосфат неэффективен в буровых растворах на минерализованной воде, в то время как лигносульфонаты одновременно снижают вязкость и эмульгируют буровые растворы, насыщенные солями.

Адсорбция лигносульфонатов на поверхности глинистых частиц уменьшает набухание и расслоение глин, обеспечивая тем самым стабилизацию ствола скважины и получение недиспергированного бурового шлама. По мнению Браунинга и Перрикоуна, «многослойная адсорбционная пленка лигносульфонатов вокруг глинистых частиц образует полупроницаемую мембрану, которая замедляет проникновение жидкости и тем самым сводит к минимуму разрушение частиц глины при разбуhrивании мягких диспергируемых пластов». В главе 2 уже говорилось об общих функциях хромлигносульфоната-хромлигнита при обработке буровых растворов и о широком использовании таких растворов.

В конце 50-х годов термостабильность бурового раствора стала серьезной проблемой в связи с увеличением глубин разведочных скважин. Было установлено, что добавление хромата или бихромата натрия в широко используемые буровые растворы, обработанные лигносульфонатами, эффективно предотвращает разжижающее действие лигносульфоната.

Причина этого осталась неясной. Как утверждает Келли, промысловый персонал обратил внимание на то, что после добавления хромата натрия для борьбы с коррозией суточный расход лигносульфоната хрома сократился. Какова бы ни была причина этого, практика показала, что реологические свойства раствора улучшились при совместном использовании бихромата натрия и феррохромлигносульфоната во время бурения одной высокотемпературной скважины в южной части шт. Техас.

При изучении скорости восстановления хромата лигносульфонатом хрома применили полярографический анализ. Скорость реакции, которая при температуре 24 °C мала, при температуре 180 °C резко возрастает. Скорость реакции повышается при увеличении соотношения лигносульфоната и хромата. При низких концентрациях хромата он быстро восстанавливается лигносульфонатом, особенно при высоких температурах.

Изучая разложение лигносульфонатов хрома под воздействием тепла, Келли обратил внимание на то, что термодеструкция, на которую указывало снижение эффективности разжиже-

ния при выдержке бурового раствора в условиях высоких температур, наблюдалась уже при температуре 120 °С. В то же время с ростом температуры фильтрация возрастала незначительно, пока температура не достигала примерно 180 °С. В этих исследованиях буровые растворы попеременно то нагревали, то охлаждали, причем суммарное время выдержки при высокой температуре составляло около 2 ч. Хромат натрия восстанавливал разжигающее действие лигносульфоната при температуре 150 °С, но не оказывал заметного положительного влияния на свойства бурового раствора при нагреве до 180 °С.

Поломки высокопрочных насосно-компрессорных труб в нескольких скважинах, где хромлигносульфонатные растворы были оставлены в кольцевом пространстве между колоннами обсадных и насосно-компрессорных труб, стали причиной ряда исследований термодеструкции лигносульфонатов. Скелли и Кжелстрэнд после выдержки буровых растворов, содержащих лигносульфонаты хрома, при высоких температурах в течение 2 ч в сосудах под давлением азота 2,8 МПа установили, что термодеструкция начиналась при 165 °С. Как показали измерения газообразных продуктов, выделяющихся при деструкции, самое сильное разложение лигносульфонатов наблюдалось при температуре 230 °С.

Во время термодеструкции вначале выделялась двуокись углерода. При температурах выше 210 °С резко возрастало выделение сероводорода. Оставшийся материал по всем признакам подвергался частичной полимеризации с образованием нерастворимых соединений. На выделение газообразных продуктов влияли изменения в составе исследуемых буровых растворов, например в содержании барита.

Буш отмечал термодеструкцию щелочных растворов лигносульфонатов хрома после выдержки при температуре 190 °С в течение 7 сут. Предварительно нагруженные шарикоподшипники, выдержанные в этих растворах, имели признаки сероводородной коррозии. Снижение pH этих растворов свидетельствовало об образовании кислых веществ. При температурах выше 200 °С и давлении около 70 МПа сульфиды образовывались в течение 16 ч.

В противоположность этим наблюдениям коррозионных проявлений Чессер сообщал, что предварительно нагруженные образцы из высокопрочной стали, подвергавшиеся действию буровых растворов, содержащих обработанные хромлигносульфонатом, в течение 30 сут при температуре 200 °С, не проявляли коррозионного растрескивания под напряжением даже в присутствии растворимых сульфидов. Лигноссульфонаты в щелочных растворах ведут себя как поглотители кислорода. Чессер наблюдал образование пленки, защищающей от сульфидного растрескивания под напряжением, на образцах стали, нагреваемой вместе с буровым раствором, обработанным лигносульфонатом.

В заключение следует отметить, что промысловый опыт подтверждает лабораторные наблюдения значительного снижения эффективности хромлигносульфоната при забойных температурах, приближающихся к 200 °С. Добавление хроматов обычно усиливает действие лигносульфонатов. На устойчивость бурового раствора помимо температуры влияют многие другие факторы. По мере повышения забойных температур необходимы частые анализы проб, чтобы оценить влияние выдержки (при температурах, значительно превышающих текущую забойную) на свойства бурового раствора. Результаты этих исследований являются основой для совершенствования графика использования буровых растворов.

Даже беглый обзор патентов, которые цитировались в книге, свидетельствует о разнообразии лигносульфонатных композиций, разработанных для обработки буровых растворов. Промысловая практика показала, что влияние этих композиций на буровой раствор разное и зависит от местных условий или качества продукта, но чаще от квалификации инженера по буровым растворам.

Концентрация лигносульфонатов в буровых растворах изменяется от 3 до 85 кг/м<sup>3</sup>. Расчетное суммарное потребление лигносульфонатов в буровых растворах в 1978 г. составило около 65 тыс. т.

#### НЕОРГАНИЧЕСКИЕ ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

В буровых растворах используется множество неорганических химических реагентов общего назначения. Некоторые из них применяются для получения промышленной продукции, применяемой при бурении скважин, поэтому распознать их не представляется возможным. В этом разделе перечислены только те реагенты, которые выпускаются «большинством поставщиков материалов для буровых растворов». О потреблении их в 1978 г. в большинстве случаев можно только догадываться. Эта неопределенность обуславливается целым рядом причин. Например, некоторые потребители могли приобрести щелочь непосредственно у изготовителя или фирмы, занимающейся сбытом химических товаров, а не у поставщика материалов для буровых растворов. Аналогично каменную соль могли купить непосредственно на шахте или вместо нее использовали солевой раствор, поступающий из скважины, вместо того чтобы покупать соль у того, кто торгует материалами для буровых растворов.

Кислый фосфат аммония  $(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$  (или диаммонийфосфат), представляющий собой белые кристаллы, используется с полианионной целлюлозой в качестве ингибитора набухания глинистых сланцев в концентрации от 5 до 22 кг/м<sup>3</sup>. В 1978 г. его потребление составило около 100 т.

Бисульфит аммония  $\text{NH}_4\text{HO}_3$  в виде 70 %-ного водного раствора.

Сульфит аммония  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$  — это белые кристаллы, которые используются в качестве поглотителя кислорода для снижения коррозии железа. Рекомендуются избыток сульфита 100—300 мг/л. Потребление в 1978 г. составило около 2500 т.

Бромид кальция  $\text{CaBr}_2$ ,  $\text{CaBr}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  — белый порошок или извлекаемый из скважины рассол. Используют для приготовления солевых растворов повышенной плотности.

Хлорид кальция  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{CaCl}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  — белые расплывающиеся кристаллы, гранулы, куски, чешуйки. Получается как побочный продукт при производстве соды по методу Сольвея и в других процессах, а также добывается шахтным способом. Используют в буровых растворах на углеводородной основе, обеспечивающих устойчивость ствола скважины (см. главы 8 и 9); в буровых растворах, обработанных кальцием; для приготовления солевых растворов высокой плотности для заканчивания и капитального ремонта скважин (см. главу 10) и для снижения точки замерзания буровых растворов на водной основе. Концентрация варьирует от 28 до 570 кг/м<sup>3</sup>. Расчетное потребление в 1978 г. составило около 20 тыс. т.

Гидроксид кальция.  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  (гашеная известь) — мягкий белый кристаллический порошок. Получают при добавлении оксида кальция в воду с последующим фильтрованием и сушкой. Необходимо избегать вдыхания порошка. Раздражающе действует на кожу, pH раствора составляет 12,4. Используется в известковых буровых растворах, растворах с высоким содержанием ионов кальция и для удаления растворимых карбонатов. Концентрации изменяются от 1 до 57 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г., включая негашеную известь, составило 20 тыс. т.

Оксид кальция  $\text{CaO}$  (негашеная известь) — белый порошок. Получают при обжиге карбоната кальция (известняка, раковин устриц); содержит примеси, имевшиеся в исходном материале. При гашении для получения гидроксида кальция выделяет тепло. Сильно раздражает слизистые оболочки. Используют в буровых растворах на углеводородной основе для образования кальциевых мыл и удаления воды. В растворах на водной основе используется преимущественно в виде гашеной извести.

Сульфат кальция  $\text{CaSO}_4$  — ангидрит;  $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$  — штукатурный гипс, алебастр;  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  — гипс, белые кристаллы или порошок. Слабо растворим в воде. Добывается на природных месторождениях; бывает также побочным продуктом производства. Нетоксичен. Источник ионов кальция в гипсовых буровых растворах. Концентрации от 6 до 23 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. 15 тыс. т.

Хлорид хрома  $\text{CrCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  — зеленые или фиолетовые кристаллы. Получается из оксида хрома и хлора или соляной кислоты. Токсичен. Используется как добавка к ксантановой смоле для образования цепей с поперечными связями. Концентрации от 0,3 до 1,5 кг/м<sup>3</sup>.

Хромкалиевый сульфат  $\text{CrK}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$  (хромовые или хромкалиевые квасцы) — красные или зеленые кристаллы. Получается путем восстановления дихромата калия в разбавленной серной кислоте с оксидом серы. Токсичен. Применение то же, что и для хлорида хрома.

Карбонат меди (основной)  $\text{CuCO}_3 \cdot \text{Cu}(\text{OH})_2$  — зеленый порошок. Получается из сульфата меди и кальцинированной соды. Нерастворим в воде. Токсичен при попадании в пищеварительные органы. Ограниченно используется в качестве поглотителя сульфида.

Хлорид магния  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  (бишофит) — белые расплывающиеся кристаллы. Извлекается из скважинных рассолов или морской воды. Добавляется в солевые растворы, используемые для разбуривания карналлита, с целью предупреждения размыва ствола скважины.

Гидроксид магния  $\text{Mg}(\text{OH})_2$  (брусит) — белый порошок, очень слабо растворим в воде. Добывается как минеральное сырье и при извлечении магния из морской воды. Применение то же, что и для оксида магния.

Оксид магния  $\text{MgO}$  (магнезия, периклаз) — белый порошок, очень слабо растворим в воде. Получается при обжиге гидроксида, карбоната или хлорида магния. Используется в качестве буфера или стабилизатора в кислоторастворимых жидкостях для заканчивания скважин (см. главу 10) в сочетании с полимерами. Концентрации от 1 до 6 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. около 500 т.

Карбонат калия  $\text{K}_2\text{CO}_3 \cdot 1,5\text{H}_2\text{O}$  (поташ, дважды кальцинированная зола) — белый расплывающийся порошок. Получается из хлорида калия, оксида магния и двуокиси углерода. Раствор оказывает раздражающее действие на внешние ткани человеческого организма. Используется для подщелачивания буровых растворов, обработанных калием.

Хлорид калия  $\text{KCl}$  (сильвин, поташ) — бесцветные или белые кристаллы. Добывается как минеральное сырье, очищается посредством перекристаллизации. В продаже имеется несколько марок, отличающихся содержанием  $\text{K}_2\text{O}$ . Главный источник ионов калия в калий-полимерных буровых растворах (см. главу 8). Концентрации от 6 до 170 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. около 12 тыс. т.

Гидроксид калия  $\text{KOH}$  (едкое кали) — белый расплывающийся кусковой материал, гранулы, чешуйки. Получается в процессе электролиза хлорида калия. Токсичен при попадании в пищеварительные или дыхательные пути. Оказывает сильное раздражающее действие на ткани человеческого орга-

низма. Используется для повышения pH буровых растворов, обработанных калием, и для растворения лигнита. Концентрации от 1 до 8 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. около 700 т.

Бикарбонат натрия  $\text{NaHCO}_3$  (питьевая сода) — белый порошок. Получается в результате пропускания двуокиси углерода через насыщенный раствор карбоната натрия. Применяется для противодействия загрязнения цементом бентонитовых буровых растворов на водной основе. Концентрации от 1 до 14 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. 2500 т.

Карбонат натрия  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (кальцинированная сода, сода для стирки) — белый гигроскопичный порошок (мелкозернистый порошок называется легкой содой, крупнозернистый — плотной содой). Добывается на месторождениях троны ( $\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot \text{NaHCO}_3 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), получается из природных рассолов и по процессу сольвей. Используется главным образом для удаления растворимых солей кальция из технической воды и буровых растворов; находит применение для обогащения глин. Концентрации от 0,6 до 11 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. 23 тыс. т.

Хлорид натрия  $\text{NaCl}$  (поваренная соль, галит, каменная соль) — белые кристаллы. Получается путем выпаривания рассолов и добычи в твердом состоянии. Используется без всякой обработки или в виде приготовленного солевого раствора при заканчивании и капитальном ремонте скважин (см. главу 10); для приготовления насыщенного водного раствора для разбуривания каменной соли; для снижения температуры замерзания бурового раствора; для повышения плотности (в виде взвешенной твердой фазы); в качестве закупоривающего материала в насыщенных растворах, а также в повышающих устойчивость ствола буровых растворов на углеводородной основе (см. главы 8 и 9). Концентрации от 30 до 360 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. 60 тыс. т.

Хромат натрия  $\text{Na}_2\text{CrO}_4$ ;  $\text{Na}_2\text{CrO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$  — расплывающиеся желтые кристаллы. Токсичен при попадании в пищеварительные и дыхательные пути. Получается из хромитовых руд. Применение см. ниже.

Бихромат натрия  $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  — красновато-оранжевые кристаллы. Токсичен при попадании в пищеварительные и дыхательные пути; оказывает сильное раздражающее действие на слизистые оболочки. Получается из хромитовых руд, а также действием серной кислоты на хромат натрия. В щелочных растворах бихромат натрия превращается в хромат. Применяется как компонент хромлигносульфонатных и хромлигнитных композиций для повышения термостабильности и для предотвращения коррозии в сильно минерализованных буровых растворах. Концентрации от 0,3 до 76 кг/м<sup>3</sup>. В последние годы потребление бихромата натрия снизилось из-за внедрения более эффективных ингибиторов коррозии и повышенного внимания к токсичности химических реагентов. Потребление в 1978 г. составило 2000 т.

Гидроксид натрия  $\text{NaOH}$  (каустик, щелок) — белые расплывающиеся шарики, гранулы или чешуйки. Оказывает сильное раздражающее действие на ткани человеческого организма. Токсичен. Получается путем электролиза хлорида натрия. Используется в растворах на водной основе для повышения pH; для растворения лигнита, лигносульфонатов и таннинов; для противодействия коррозии и для нейтрализации сероводорода. Концентрации от 0,6 до 11 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. около 45 тыс. т.

Фосфаты натрия — см. раздел «Понижители вязкости» в этой главе.

Сульфит натрия  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  — белые кристаллы. Получается путем пропускания двуокиси серы через раствор кальцинированной соды. Используется как поглотитель кислорода при концентрациях от 0,1 до 0,3 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. 400 т.

Бромид цинка  $\text{ZnBr}_2$  — гигроскопичный гранулированный порошок. Получается путем реакции брома с цинком в среде двуокиси углерода. Используется для приготовления солевых растворов высокой плотности. Оказывает раздражающее действие на ткани человеческого организма.

Карбонат цинка  $\text{ZnCO}_3$ , основной карбонат цинка  $2\text{ZnCO}_3 \cdot 3\text{Zn(OH)}_2$ , оксид цинка  $\text{ZnO}$ , гидроксид цинка  $\text{Zn(OH)}_2$ . Все эти реагенты представляют собой белые порошки. Карбонат цинка содержится в минерале смитсонит; оксид цинка — в цинките. Эти основные соединения цинка лишь слабо растворимы в воде, поэтому они не влияют на свойства бурового раствора, но сульфид цинка обладает еще меньшей растворимостью; благодаря этому они применяются для удаления из буровых растворов сероводорода. Концентрации от 1 до 15 кг/м<sup>3</sup>. Потребление в 1978 г. составило около 1000 т.

Хлорид цинка  $\text{ZnCl}_2$  — расплывающиеся белые гранулы. Получается путем воздействия соляной кислотой на цинк. Используется для приготовления солевых растворов высокой плотности (см. главу 10). Раздражающе действует на ткани человеческого организма.

Хромат цинка  $\text{ZnCrO}_4$  — желтый порошок. Получается путем воздействия хромовой кислотой на оксид цинка. Токсичен при попадании в пищеварительные и дыхательные пути; оказывает сильное раздражающее действие на ткани человека; канцероген. Ингибитор коррозии. Концентрации от 0,3 до 1 кг/м<sup>3</sup>.

Сульфат цинка  $\text{ZnSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$  — белый порошок. Получается путем воздействия концентрированной серной кислотой на цинковую руду. Используется в сочетании с бихроматом натрия в качестве ингибитора коррозии. Концентрации от 0,3 до 1 кг/м<sup>3</sup>. Расчетное потребление в 1978 г. 600 т.



Поглощения и технология восстановления циркуляции бурового раствора рассматривались в главе 9. В зависимости от причины поглощения выбираются и пути борьбы с ним, которые заключаются либо в снижении давления, создаваемого циркулирующим раствором, либо в закупоривании отверстий, через которые уходит буровой раствор. Эти отверстия могут быть перекрыты введением в них раствора, который загустевает в неподвижном состоянии, либо закупоривающего или тампонирующего твердого материала, который допускает нормальную фильтрацию. В этом разделе речь пойдет только о твердых материалах. Эти материалы часто включают в состав композиций, которые образуют жесткие уплотнения или затвердевают.

### Состав и свойства

Для восстановления циркуляции рекомендовано множество веществ. Как свидетельствует список из 55 наименований, составленный Хьюботтером, для этой цели применяли почти любой доступный и недорогой материал. Список, приведенный в «Руководстве по растворам для бурения, капитального ремонта и заканчивания скважин», включает в себя 26 основных веществ и многочисленные патентованные продукты. Эти патентованные продукты обычно являются смесями двух основных веществ или более или композициями, предназначенными для специальных целей, например для временной изоляции продуктивных пластов.

В табл. 11.3 приведены материалы, находящие широкое применение для борьбы с поглощениями.

Главные поставщики материалов для промышленных растворов обычно предлагают не более десятка наименований материалов, применяемых для борьбы с поглощениями, имеющих фирменное название. Помимо одного или более материалов каждого типа (чешуйчатого, зернистого или волокнистого), все поставщики продают смеси нескольких веществ.

Промысловый опыт показал, что однородные по форме, размеру и прочности смеси обычно оказываются более эффективными для изоляции зон поглощения, чем отдельный материал. Смеси могут состоять из нескольких волокнистых материалов, нескольких зернистых материалов или чешуйчатого, волокнистого и зернистого материалов одновременно.

Каждый поставщик имеет технические условия на несколько продуктов. Техническими условиями часто предусматривается проведение лабораторных исследований некоторых рабочих характеристик продукта в дополнение к определенным физическим измерениям, например определение гранулометрического состава и объемной плотности. Для этих целей использовались

Вещества, применяемые для борьбы с поглощениями

Чешуйчатые	Зернистые	Волокнистые
Целлофан Шелуха семян хлопка Слюда Вермикулит	Карбонат кальция Уголь  Диатомовая земля Гильсонит Скорлупа орехов Миндаль Орех pekan Грецкий орех Косточки олив Перлит Соль (только в виде насыщенных растворов) Синтетические смолы	Асбест Выжимки сахарного тростника  Треста льна Свиная щетина Кожа Минеральная вата Бумага Резиновые покрышки Древесина Кора Стружки Обрывки волокна

разнообразные испытательные устройства. С целью обеспечения единообразия методов измерений Комитет по стандартизации материалов для буровых растворов АНИ предложил специальное оборудование и методы исследований.

Желательно приводить фракционный состав поставляемого материала. Одно и то же вещество может поставляться в виде частиц двух или трех фракций. Например, предлагаются три сорта размолотой ореховой скорлупы: мелко-, средне- и крупнозернистая; причем в каждом сорте содержатся частицы определенного фракционного состава.

### Получение

Обычно получить материал для борьбы с поглощениями никакого труда не составляет. Требуется лишь определить минимальный размер подходящего исходного материала и приготовить смесь необходимого гранулометрического состава.

Волокнистые материалы нужного размера получают путем пропускания отобранного материала через молотковую дробилку. Наиболее распространенным источником волокнистого материала являются выжимки из стеблей сахарного тростника после извлечения сока. Перед размалыванием их необходимо выдерживать в течение года или более, чтобы под действием ферментов произошло разложение всех оставшихся сбраживаемых веществ и изменение структуры волокон. Затем выжимки загружают в молотковые дробилки, продуваемые воздухом. Для получения коротких волокон в эти дробилки можно одновременно загрузить бумажную массу. Размолотый продукт упаковывают в мешки иногда с помощью поршневого уплотнителя, позволяющего уменьшить объем продукта. Древесные



продукты обычно большего размера, чем волокна из выжимок, раскалывают и измельчают.

Гранулированные материалы также получают путем размалывания. Скорлупу орехов, персиковые и оливковые косточки, а также отходы обработки пластмасс измельчают в молотковых дробилках для получения крупных частиц и в дисковых истирателях для создания мелкозернистых частиц. Измельченный материал просеивают, а фракции смешивают для получения необходимого гранулометрического состава.

Чешуйчатые материалы (такие как слюдяная мелочь и чешуйчатая слюда) обычно отмывают гидромониторным способом, отделяют от вмещающей породы, сушат, а затем измельчают в высокоскоростных молотковых дробилках. Для получения нужных размеров продукт просеивают.

### Применение в буровых растворах

Изучение причин возникновения поглощений и разработка методов борьбы с ними оказались весьма плодотворными с точки зрения снижения затрат на ликвидацию подобных осложнений. Однако поглощения продолжают оставаться серьезной проблемой для ряда районов, и практическим решением ее часто является бурение с продувкой воздухом или пеной. В настоящее время в качестве изолирующего материала чаще всего используют шелуху семян хлопчатника. Это обусловлено тем, что во многих районах поглощающими оказываются нецементированные породы, залегающие на небольших глубинах, а шелуху семян хлопчатника часто можно приобрести на месте практически в неограниченном количестве. Для изоляции зоны поглощения необходимы большие объемы этого материала, так как он имеет низкую механическую прочность, легко ломается и разрушается под воздействием микроорганизмов. Однако шелуха семян хлопчатника — самый дешевый из всех изолирующих материалов.

Долгие годы для ликвидации поглощений широко пользовались слюдой, как самостоятельным материалом, так и в смеси с другими. Мелко измельченная слюда часто позволяет ликвидировать просачивание раствора в пласты очень высокой проницаемости и в то же время использовать вибрационное сито для удаления бурового шлама.

Опыт, приобретенный в конкретном районе, часто является основой для выбора определенного материала, после того как проанализированы все обстоятельства, которые сопутствовали поглощению (режим бурения, свойства бурового раствора, глубина и т. д.). Обычно предпочтение отдается смесям широкого фракционного состава. Если ликвидировать поглощение с помощью выбранного материала в концентрациях 40—60 кг/м<sup>3</sup> не удается, следует применить более крупные частицы.

Потребление материалов для борьбы с поглощениями как

по видам, так и по объемам изменяется в широких пределах в зависимости от местных условий в районах активного бурения. Общее расчетное потребление этих материалов в 1978 г. составило около 50 тыс. т. Примерно половину их составляла шелуха семян хлопчатника.

### ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА

Своим названием эти вещества обязаны месту, где они себя проявляют, — на поверхности фаз. Главные характеристики ПАВ приведены в главе 7. ПАВ представляет собой органическое соединение, молекулы которого образованы двумя разными группами, которые с точки зрения растворимости проявляют прямо противоположные свойства (одна из них гидрофильна, а другая гидрофобна). Молекула ПАВ имеет повышенную концентрацию атомов у границы раздела фаз, чем в массе жидкости; кроме того, у поверхности раздела фаз молекулы располагаются ориентированно.

Известны тысячи ПАВ, и о них написано множество книг, от однотомных до многотомных изданий. К ПАВ поставщики относят 123 патентованных продукта. Ни один из них не определен по составу.

### Состав

Совершенно ясно, что в отношении состава ПАВ, используемые в буровых растворах, можно классифицировать лишь в самых общих чертах. Одни продукты являются смесями разных химических веществ, другие содержат одинаковые молекулы, отличающиеся молекулярной массой и деталями структуры. Химический состав продукта может быть вообще неизвестен — иногда прибегают к таким формулировкам, как «смесь сложных эфиров жирных и смоляных кислот» или «окисленный остаток жирных кислот из животных жиров». Таким образом, ПАВ следует определять по их применению, а не по составу.

По содержанию гидрофильных групп ПАВ можно разделить на анионоактивные, катионоактивные, неионогенные и амфотерные.

К анионным группам относятся карбоксилаты, сульфаты, сульфаты и фосфаты, к катионным — амины, четвертичные аммонийные и другие азотные группы. Неионным группам способность растворяться придают гидроксильные группы и цепи оксида этилена. Амфотерные ПАВ содержат как основные, так и кислотные группы, а их поведение зависит от pH. Большинство ПАВ для буровых растворов на водной основе является анионоактивными, неионогенными или смесями тех и других.

Гидрофобная или олеофильная часть молекулы ПАВ обычно состоит из углеводородных групп, которые содержатся в таких природных веществах, как животные жиры и талловое масло.

Талловое масло состоит из смоляных и жирных кислот, а также из неомыляющихся веществ, выделяемых в процессе сульфатной варки целлюлозы. Исходными материалами для производства ПАВ являются остатки процесса рафинирования растительного масла и перегонки нефти, а также продукты деструктивной перегонки древесины и коксования угля.

### Применение в буровых растворах

ПАВ добавляют во все типы буровых растворов, причем они выполняют различные функции. Они служат в качестве эмульгаторов, вспенивателей, пеногасителей, смачивающих агентов, моющих средств, смазок и ингибиторов коррозии. Об этом многоцелевом назначении ПАВ уже говорилось в предыдущих главах, во многих публикациях указаны различные источники получения ПАВ, имеющих в продаже. Бурение является процессом, в котором взаимодействуют самые разные поверхности. Логично ожидать дальнейших успехов в применении ПАВ для проводки ствола и увеличения продуктивности скважин.

Диапазон эффективных концентраций ПАВ исключительно широк. Поскольку концентрация ПАВ выше у поверхности раздела фаз, чем в основной их массе, отмечается намного большее снижение межфазного натяжения по сравнению с ожидаемым на основании общей концентрации ПАВ в растворе. Концентрация ПАВ в буровых растворах может быть очень низкой (например моющих средств) и превышать  $30 \text{ кг/м}^3$ , как это имеет место с этоксилкилфенолами, используемыми для повышения устойчивости ствола скважины. Содержание активных ингредиентов в промышленных продуктах варьирует в широких пределах; одно и то же соединение может поставляться в различных концентрациях под разными фирменными наименованиями.

ПАВ являются важными компонентами растворов на углеводородной основе, выполняя функции эмульгаторов, стабилизаторов и агентов, обеспечивающих смачивание нефтью. Растворы на углеводородной основе продают в готовом виде или в виде концентратов, причем составные части поставщиками не называются. Поэтому невозможно достоверно рассчитать количества ПАВ, используемых в буровых растворах.

### БИТУМИНОЗНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

*Битум* — это общий термин, которым называют группу веществ, состоящих из смеси углеводородов (обычно твердых), которые плавятся и растворяются в сероуглероде. К битумам относят асфальт, асфальтиты и минеральные воски. *Асфальт* представляет собой твердое вещество, цвет которого может изменяться от коричневого до черного; он размягчается при

нагреве и вновь затвердевает при охлаждении. Асфальт находится в природной форме, но большая часть асфальта получается в виде остатка при переработке нефти. *Асфальтиты* — это черные твердые хрупкие вещества (например гильсонит), являющиеся природными битумами.

### Асфальт

Главные составляющие асфальта: асфальтены — кристаллические твердые вещества, смолы — аморфные твердые вещества и нефти, которые могут содержать растворенные воски. Свойства асфальтов определяют такими параметрами, как температура размягчения, пенетрация и растворимость в нефти и сероуглероде.

Пропускание воздуха сквозь горячий асфальт способствует увеличению содержания асфальтенов и уменьшению содержания смол, повышает температуру размягчения и снижает пенетрацию. Получаемый при этом продукт называется *окисленным асфальтом* и является важнейшим компонентом многих буровых растворов на углеводородной основе. Он придает этим растворам изолирующие свойства и удерживающую способность.

При использовании эмульсии асфальта для регулирования фильтрации во время бурения в хорошо сцементированных породах механические скорости бурения были почти такими же, как и при промывке водой. Эмульсия асфальта не подошла для бурения в обваливающихся или легко диспергируемых сланцах из-за чрезмерного расхода этого материала.

Твердый, гранулированный асфальт используется в буровых растворах на водной основе для стабилизации ствола скважины. Он имеет температуру размягчения около  $160^\circ\text{C}$ . В отличие от эмульгированного асфальта на глинистых сланцах он не адсорбируется. Его положительное действие объясняют закупориванием микротрещин в глинах.

Асфальт можно сульфировать путем обработки серной кислотой и серным ангидридом. При нейтрализации сульфированного асфальта гидроксидами щелочных металлов или гидроксидом аммония образуются соответствующие соли сульфокислоты. Натриевая соль сульфированного асфальта легко растворяется в воде и стабилизирует эмульсии нефти в воде. Этот продукт термостабилен и имеет температуру размягчения свыше  $260^\circ\text{C}$ . При его концентрации  $11 \text{ кг/м}^3$  заметно снижаются вращающий момент и трение бурильной колонны о стенку скважины при подъеме. Дальнейшее снижение этих параметров достигается добавлением небольших объемов нефти.

Потребление асфальта в растворах на углеводородной и водной основах в 1978 г. оценивается в 15 тыс. т.

Природный битум (гильсонит) добывают в северо-восточной части шт. Юта гидромониторным способом. Гильсонит встречается в виде почти вертикальных жил. Предположительно он образовался из горючих сланцев, широко распространенных в этом регионе. Добытый гильсонит распределяют по сортам в соответствии с температурой плавления, размером трещин и гранулометрическим составом. Температура размягчения гильсонита варьирует в довольно значительном диапазоне (130—190 °C).

Гильсонит вначале использовали в буровых растворах на водной основе для ликвидации поглощений. Он оказался эффективным средством стабилизации ствола скважины при бурении в крутопадающих глинистых сланцах.

#### ВОЗДЕЙСТВИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

В последние годы много внимания стали обращать на воздействие, которое оказывают буровые работы в целом и компоненты буровых растворов на окружающую среду. Вполне оправданная забота о предотвращении загрязнения источников подземных вод и ущерба морским организмам, а также наблюдаемое отрицательное воздействие на плодородие почв и качество наземных вод стимулировали обширные исследования по этой проблеме. В настоящее время в этом отношении ведутся большие работы.

Свидетельством быстрого роста объема информации в этой области является содержание ежегодного издания «Реестр токсического действия химических веществ». В издании 1977 г. (вышедшем из печати в 1978 г.) появилось 4700 новых наименований и свыше 8000 новых данных о токсичных дозах по сравнению с изданием 1976 г., что потребовало выпуска реестра в двух томах. В реестре имеется полное описание токсичности каждого приведенного в нем вещества. Таким образом, это издание будет оставаться источником информации о токсическом действии химических реагентов, используемых в буровых растворах.

Потенциальная опасность загрязнения морской среды при проведении буровых работ обусловила многочисленные исследования токсичности компонентов буровых растворов для водных биологических систем. Обзор публикаций, появившихся до 1973 г., был подготовлен Б. Лэндом. Агентство по охране окружающей среды организовало конференцию, состоявшуюся 21—23 мая 1975 г. в Хьюстоне, шт. Техас. Перед ней стояла задача — обобщить влияние технических средств и химических реагентов, используемых в бурении скважин, на окружающую среду. На конференции заслушали и обсудили 31 доклад. Конференция выявила не только сложность ситуации, но и разли-

чия в подходе к ее изучению. В 1976 г. появились сообщения о дополнительных исследованиях на морских буровых.

В качестве Приложения Е к «Окончательным требованиям по охране окружающей среды», подготовленного к торгам № 65, на которые в 1978 г. были предложены участки на внешнем континентальном шельфе в восточной части Мексиканского залива, напечатан краткий обзор практики использования и удаления буровых растворов при работах на море и ее влияния на окружающую среду. В этом обзоре были сделаны следующие выводы.

1. Буровые растворы, приготовленные не на углеводородной основе, сравнительно нетоксичны.

2. Сброс этих растворов в море совсем не отразится на состоянии экологической системы или окажет на нее пренебрежимо малое воздействие, если только не применяются растворы, содержащие хлорированные углеводородные бактерициды.

3. Буровые растворы с хлорированными углеводородными бактерицидами в море сбрасываться не должны.

4. Сброс буровых растворов в придонную зону является эффективным средством ограничения первоначального загрязнения морской среды в радиусе 300 м от места бурения.

При проведении буровых работ на суше проблемы охраны окружающей среды при работе с буровыми растворами и их сбросе связаны не только с поверхностью Земли, но и ее недрами. При этом необходимо предотвращать не только возможное токсическое воздействие, но и любые эффекты загрязнения (поступление любого нежелательного вещества или его образование в окружающей среде). Например, если в результате поглощения водоносным пластом произошло помутнение питьевой воды, то порча воды неизбежна даже при бурении скважины с использованием для промывки только воды из этого пласта.

Следует проявлять высокую ответственность и внимание при работе с материалами для буровых растворов, чтобы они не стали причиной загрязнения экологической системы. Буровой шлам, отведенный от бурового раствора на поверхности, с остатками этого раствора являются отходами, которые должны удаляться приемлемыми с точки зрения охраны окружающей среды методами.

Помимо федерального правительства, законодательной деятельностью по охране окружающей среды занимаются власти штатов, округов и крупных городов. Правила, устанавливаемые ими, должны рассматриваться как важнейший фактор при разработке графиков использования буровых растворов. Иногда случается, что сферы полномочий этих органов определены неверно, а некоторые правила по одному и тому же вопросу отличаются по контексту. Для того чтобы выполнить все требования этих правил, нужно особое внимание.

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
**КОЭФФИЦИЕНТЫ ПЕРЕСЧЕТА ВЕЛИЧИН, ШИРОКО РАСПРОСТРАНЕННЫХ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ПРАКТИКЕ,**  
**ИЗ АМЕРИКАНСКИХ ЕДИНИЦ В ЕДИНИЦЫ СИ**

Наименование величины	Американские единицы		Единицы СИ		Соотношение единиц
	Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение	
Длина	фут дюйм мил	ft in mil	метр	m	1ft = 0,3048 м 1in = 2,54 · 10 <sup>-2</sup> м 1mil = 2,54 · 10 <sup>-6</sup> м
Площадь	квадратный фут	ft <sup>2</sup>	квадратный метр	m <sup>2</sup>	1ft <sup>2</sup> = 9,2903 · 10 <sup>-2</sup> м <sup>2</sup>
Объем	кубический фут	ft <sup>3</sup>	кубический метр	m <sup>3</sup>	1ft <sup>3</sup> = 6,4516 · 10 <sup>-4</sup> м <sup>3</sup> 1ft <sup>3</sup> = 2,8317 · 10 <sup>-2</sup> м <sup>3</sup>
Масса	баррель	bbl	килограмм	кг	bbl = 0,1590 м <sup>3</sup> 1gal = 3,7854 · 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup>
Сила, вес	фунт-сила	lb	ньютон	Н	1lb = 0,4536 кг 1lb = 4,4482 Н
Плотность	фунт на кубический фут	lb/ft <sup>3</sup>	килограмм на кубический метр	кг/м <sup>3</sup>	1dyp = 10 <sup>-6</sup> Н 1lb/ft <sup>3</sup> = 16,0185 кг/м <sup>3</sup>
Давление, механическое напряжение	фунт на галлон фунт на баррель фунт-сила на квадратный дюйм дина на квадратный сантиметр фунт на 100 квадратных футов	lb/gal lb/bbl lb/in <sup>2</sup> dyn/cm <sup>2</sup> lb	паскаль	Па	1lb/gal = 119,8263 кг/м <sup>3</sup> 1lb/bbl = 2,853 кг/м <sup>3</sup> 1bf/in <sup>2</sup> = 6894,76 Па dyn/cm <sup>2</sup> = 0,1 Па 1lb/100ft <sup>2</sup> = 0,4788 Па
Градиент давления	фунт-сила на квадратный фут	lb/(in <sup>2</sup> · ft)	паскаль на метр	Па/м	1lb/(in <sup>2</sup> · ft) = 2,262 × 10 <sup>4</sup> Па/м
Поверхностное натяжение	фунт-сила на фут	lb/ft	ньютон на метр	Н/м	1lb/ft = 14,5939 Н/м
Динамическая вязкость	пуаз	dyn/cm	паскаль-секунда	Па · с	1dyp/cm = 10 <sup>-3</sup> Н/м 1P = 0,1 Па · с
Проницаемость	дарси	D	квадратный метр	м <sup>2</sup>	1D = 1,0197 · 10 <sup>-12</sup> м <sup>2</sup> ≈ 1 мкм <sup>2</sup>

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	5
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О БУРОВЫХ РАСТВОРАХ	8
Определения и понятия	8
Технология промывки ствола скважины	9
Главные компоненты буровых растворов	9
Функции буровых растворов	11
Инженер по буровым растворам	12
Связь свойств буровых растворов с их поведением в скважине	14
Выбор бурового раствора	31
Удаление выбуренной породы	46
Влияние буровых растворов на стоимость энергоресурсов	47
Оптимизация бурения	48
ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	50
Буровые растворы на водной основе	50
Удаление выбуренной породы	50
Стабилизация ствола («образование стенки»)	51
Регулирование давления путем изменения плотности бурового раствора	53
Быстрый рост промышленности буровых растворов	54
Разработка типов или систем буровых растворов	59
Борьба с коррозией	71
Применение специальных буровых растворов для выполнения различных функций	75
Буровые растворы на углеводородной основе	75
Первые разработки нефтедобывающих компаний	76
Промышленное внедрение буровых растворов на углеводородной основе	77
Эмульсионные буровые растворы на углеводородной основе (инвертные эмульсии)	78
Органофильные глины и гуматы аммония	79
Заколонные жидкости	80
Стабилизация ствола скважины растворами на углеводородной основе	82
Экстремальные условия в стволе скважины	83
Механическая скорость бурения при использовании раствора на углеводородной основе	84
Масштабы применения буровых растворов на углеводородной основе	85
Буровые растворы на газовой основе	86
Бурение с продувкой забоя сухим газом	86
Осложнения при разбуривании водоносных зон	88
Пена	89
Аэрированный буровой раствор	89
Загущенная пена	91
Заранееготавливаемая стойкая пена	91
Реологические свойства пены	92
Преимущества бурения с использованием буровых растворов на газовой основе	93

<b>ГЛАВА 3. ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРОВОГО РАСТВОРА</b>	94
Подготовка проб	95
Измеряемые свойства	97
Многофункциональные циркуляционные системы	105
Выдержка при высокой температуре	106
Определение гранулометрического состава твердой фазы	108
Определение содержания газа, нефти и твердой фазы	112
Электрические свойства	114
Материалы для борьбы с поглощениями	115
Поддержание устойчивости ствола скважины	117
Смазывающая способность	117
Факторы, влияющие на прихват бурильной колонны под действием перепада давления	119
Исследование коррозионной активности	120
Флокулянты	121
Пены и пенообразующие агенты	122
Анилинная точка	123
Химические анализы	124
Оценка материалов для буровых растворов	126
<b>ГЛАВА 4. МИНЕРАЛОГИЯ ГЛИН И КОЛЛОИДНАЯ ХИМИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ</b>	131
Характеристики коллоидных систем	131
Минералогия глин	133
Происхождение и залегание глинистых минералов	145
Ионный обмен	146
Механизмы набухания глин	147
Двойной электрический слой	152
Ассоциация коллоидных частиц	155
Механизм структурообразования	163
Органические коллоиды	165
<b>ГЛАВА 5. РЕОЛОГИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ</b>	169
Ламинарный режим течения	170
Турбулентный режим течения	197
Влияние температуры и давления на реологические свойства буровых растворов	206
Применение уравнений течения в условиях, существующих в бурящейся скважине	214
Реологические свойства, обеспечивающие оптимальные показатели бурения	223
Важность поддержания устойчивости ствола	238
Условные обозначения	239
<b>ГЛАВА 6. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ</b>	241
Статическая фильтрация	242
Фильтрационная корка	247
Динамическая фильтрация	258
Фильтрация в стволе скважины	263
Условные обозначения	270
<b>ГЛАВА 7. ХИМИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО СЛОЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ</b>	271
Поверхностное натяжение	271
Смачиваемость	273
Свободная поверхностная энергия	274
Адгезия	275

Поверхностно-активные вещества	276
Эмульсии	278
Гидрофобизирующие агенты	281
Пены	284
Пеногасители	287
Условные обозначения	290
<b>ГЛАВА 8. УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА</b>	291
Механика устойчивости ствола скважины	291
Неустойчивость ствола скважины, вызванная взаимодействием бурового раствора с пластами глинистых сланцев	315
Условные обозначения	333
<b>ГЛАВА 9. ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ</b>	334
Чрезмерный вращающий момент и трение бурильной колонны	334
Прихват бурильной колонны из-за перепада давления	337
Снижение скорости бурения	345
Поглощения	361
Высокие температуры	375
Коррозия бурильных труб	385
Условные обозначения	401
<b>ГЛАВА 10. РАСТВОРЫ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН, НАДПАКЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ</b>	402
Растворы для заканчивания и капитального ремонта скважин	402
Скин-эффект	402
Капиллярные явления	403
Ухудшение проницаемости пластовыми глинами	409
Снижение проницаемости под воздействием твердой фазы бурового раствора	419
Предотвращение снижения естественной проницаемости пласта	426
Промышленные растворы для заканчивания и капитального ремонта скважин	432
Исследования потенциального загрязнения пласта растворами для заканчивания скважин	435
Надпакерные жидкости и жидкости для заколонного пространства	438
Функции и требования	438
Водные надпакерные жидкости	439
Надпакерные жидкости и жидкости для заколонного пространства на углеводородной основе	443
<b>ГЛАВА 11. КОМПОНЕНТЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ</b>	444
Промышленные продукты для буровых растворов	444
Вода	445
Материалы для повышения плотности	446
Глины	453
Аттапульгитовая глина (аттапульгит, палыгорскит)	459
Асбест	462
Органические полимеры	463
Понижители вязкости	480
Неорганические химические реагенты общего назначения	493
Материалы для борьбы с поглощениями	498
Поверхностно-активные вещества	501
Битуминозные материалы	502
Воздействие буровых растворов на окружающую среду	504
Приложение	506



ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ!

В издательстве «Недра»  
готовятся к печати  
и выйдут в свет новые книги

**БАКШУТОВ В. С.** Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях. 15 л. 75 к.

Изложены результаты промышленного применения новых видов тампонажных растворов для цементирования скважин в сложных геолого-технических условиях. Рассмотрены особенности состава, структуры и свойств минералов тампонажных цементов, устойчивых в условиях глубоких скважин. Показан механизм формирования кристаллической структуры цементного камня и его регулирование. Приведены примеры расчетов технико-экономической эффективности промышленного внедрения новых видов специальных тампонажных растворов, обеспечивающих высокое качество цементирования и защиту окружающей среды при бурении скважин в сложных условиях.

Для инженерно-технических работников предприятий и организаций нефтяной и газовой промышленности (План 1986 г., № 310).

ДЖОРДЖ Р. ГРЕЙ, Г. С. Г. ДАРЛИ

# СОСТАВ И СВОЙСТВА БУРОВЫХ АГЕНТОВ (ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ)

Внешний редактор *М. И. Липкес*  
Редактор издательства *В. С. Иванов*  
Переплет художника *Е. К. Силаева*  
Художественный редактор *В. В. Шутько*  
Технический редактор *Л. Н. Шиманова*  
Корректор *И. Ю. Каменская*

ИБ № 6218

Сдано в набор 21.05.85. Подписано в печать 12.09.85. Формат 60×90<sup>1/8</sup>. Бумага кн.-журн. имп. Гарнигура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 32,0. Усл. кр.-отг. 32,0. Уч.-изд. л. 34,11. Тираж 3000 экз. Заказ № 1079/453—5. Цена 2 р. 70 к.

Ордена «Знак Почта» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,  
Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

**МАКОВЕИ Н.** Гидравлика бурения: Пер. с рум. 42 л. 3 р. 30 к.

Рассмотрены общие положения гидравлики применительно к бурению, вопросы реологии и реометрии буровых и цементных растворов, их тиксотропные свойства, методы определения реологических параметров буровых растворов разных типов и рецептов, конструкции вискозиметров. Проанализированы феноменологические реологические модели. Представлены анализ и решение уравнения движения буровых и тампонажных растворов. Уделено внимание анализу давлений в скважине, очистке забоя, транспорту шлама по кольцевому каналу, а также бурению с очисткой забоя воздухом и с использованием высоконапорных струй жидкости.

Для инженерно-технических работников, занимающихся бурением нефтяных и газовых скважин. (План 1986 г., № 317)

**МИРЗАДЖАНЗАДЕ А. Х., ШИРИНЗАДЕ С. С.** Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. 20 л. 1 р. 40 к.

Впервые рассмотрены методы прогнозирования основных показателей строительства скважин, методы оценки качества бурения и крепления скважин. Проанализировано влияние научно-технического прогресса на показатели строительства скважин. Изложены теоретические и практические аспекты регулирования технологических процессов бурения и крепления скважин с применением детерминированных моделей. Описаны классификационные методы для анализа данных бурения скважин с целью выбора оптимального режима проходки. Даны рекомендации по проектированию режимов бурения новых скважин.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности. (План 1986 г., № 319)

**СПИВАК А. И., ПОПОВ А. Н.** Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебник для вузов.— 4-е изд., перераб. и доп. 15 л. 70 к.

Четвертое издание (3-е изд.— 1979) написано с учетом последних достижений в области техники и технологии буровых работ. Рассмотрены основы механики сплошных сред, методы определения показателей механических свойств горных пород, расчет стенок скважины на устойчивость, режимы разрушения забоя. Большое внимание уделено механизму разрушения горных пород различными долотами, изнашиванию вооружения долот при бурении, кинематике и динамике взаимодействия долота с горной породой. Приведены вопросы буримости горных пород.

Для студентов нефтяных вузов и нефтепромысловых факультетов, обучающихся по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

(План 1986 г., № 331)

Предварительные заказы на книги принимают местные магазины книготорга, распространяющие научно-техническую литературу.

Своевременно оформите заказы на интересующие Вас издания!

Предварительный заказ гарантирует приобретение нужной книги!

Издательство «Недра»