

В.И. РЯБЧЕНКО

УПРАВЛЕНИЕ СВОЙСТВАМИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ



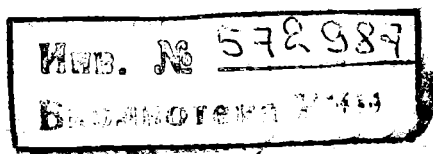
МОСКВА "НЕДРА" 1990

ББК 33.131

Р 98

УДК 622.244.442.063

Организация-спонсор НПО «Бурение»



Р 2503010300-204 275-90
043(01)-90

© В. И. Рябченко, 1990

ISBN 5-247-01239-9

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшее условие повышения технико-экономических показателей бурения — совершенствование буровых растворов.

Многообразие условий бурения в сочетании с экономической целесообразностью не позволяют создать в ближайшее время универсальный буровой раствор. Использование раствора, отвечающего по свойствам геолого-техническим условиям бурения, является основным фактором эффективного ведения этого процесса, увеличения срока службы оборудования, экономии дорогостоящих химических реагентов, глинопорошков и утяжелителей, а также предотвращения осложнений. Следовательно, совершенствование методов управления свойствами буровых растворов представляет собой важную народнохозяйственную задачу.

Буровой раствор — сложная полидисперсная система, обладающая тиксотропной структурой, особенности которой обуславливают его технологические свойства, главные из которых — структурно-механические и фильтрационные. Управление этими свойствами в основном сводится к изменению физико-химического состояния бурового раствора.

Основополагающий вклад в развитие представлений о свойствах тиксотропных дисперсных систем внесли советские исследователи Г. М. Бартнев, М. П. Воларович, Н. Н. Круглицкий, И. И. Лиштван, Ф. Д. Овчаренко, П. А. Ребиндер, Е. Д. Щукин и др.

Совершенствованию буровых растворов, гидравлики и технологии их применения посвящены работы А. Г. Аветисова, Э. Г. Агабальянца, А. И. Булатова, В. Д. Городнова, Э. Г. Кистера, М. И. Липкеса, А. Х. Мирзаджанзаде, Н. А. Марнампольского, А. И. Пенькова, Р. И. Шищенко, Дж. Р. Грея, Г. С. Г. Дарли, Дж. Л. Луммуса, Н. Маковея, Ф. Роджерса, Р. Э. Уокера и др.

Развитие науки о буровых растворах последовательно отражает постановку и решение наиболее существенных проблем, выдвигаемых практикой бурения. Вначале решалась главным образом задача обеспечения устойчивости бурового раствора как дисперсной системы, в результате чего были созданы ингибированные (соле-, термостойкие и термосолестойкие) буровые растворы. Затем с целью управления процессом взаимодействия раствора со стенкой скважины и шламом были разработаны ингибирующие и недиспергирующие системы требуемой термостойкости. Практически важные выводы получены при изучении механизмов массопереноса между скважиной и пластом как вследствие положительного перепада давления, приводящего к коагуляции стенок скважины и отфильтровыванию в пласты

дисперсионной среды бурового раствора, так и в результате осмоса, обуславливающего возможность даже частичного осушения пристольной зоны. Это позволило предотвращать осложнения, связанные с нарушением устойчивости стенок скважины.

Кроме того, в последние годы большое внимание уделялось регулированию структурно-механических свойств, поддержание которых в известных пределах обеспечивает выполнение гидравлической программы. При этом оказалось возможным улучшить технико-экономические показатели бурения при сохранении высоких коркообразующих и антифильтрационных свойств раствора по отношению к породам, слагающим стенки необсаженного ствола скважины. Выполнение последнего условия тесно связано с выбранным режимом течения бурового раствора в кольцевом пространстве, а следовательно, с его структурно-механическими свойствами.

В современных условиях задача управления качеством буровых растворов состоит в том, чтобы в соответствии с горно-геологическими условиями и гидравлической программой бурения поддерживать их требуемые структурно-реологические и фильтрационные свойства при минимальном содержании твердой фазы и заданном уровне ингибирования, термосолеустойкости и осмотической активности.

Эта проблема может быть решена, если будут соблюдаться следующие условия:

- научной основой управления буровыми растворами является физико-химическая механика дисперсных систем;

- используются соответствующие поставленной задаче аппаратура и методы контроля показателей свойств;

- накоплены и обобщены данные об изучении структурно-реологических и фильтрационных параметров буровых растворов под действием различных факторов (состав, концентрация и физико-химические характеристики дисперсных фаз, ПАВ и электролитов; температура, давление, механические воздействия, а также спектр предшествующих состояний — предыстория — дисперсии);

- классифицированы буровые растворы и материалы для их приготовления;

- установлены принципы выбора критерия цели при регулировании технологических свойств;

- разработаны принципы управления структурно-механическими и фильтрационными свойствами;

- обработка бурового раствора увязана с решением гидравлической программы бурения в целом.

Эта новая проблема достаточно сложна и требует решения многих теоретических, опытно-конструкторских и экспериментальных задач, а также проверки полученных данных в промысловых условиях. В данной работе, представляющей собой

одну из первых попыток решения поставленных задач, обобщены исследования процессов структурообразования, вязкопластического течения и фильтрации буровых растворов с учетом высоких температур, давлений и условий их деформирования в скважинах с целью разработки принципов управления их свойствами применительно к технологии бурения. На основе теоретического анализа особенностей реологического поведения буровых растворов, экспериментальных работ и обобщения гидравлических исследований разработан комплекс параметров, который целесообразно использовать как для контроля и регулирования их свойств при физико-химической обработке, так и для инженерных расчетов. Изложены методы высокотемпературной реометрии. С учетом высоких температур, давлений, модифицирования фильтрационных корок при смене растворов и осмотических перетоков обобщены закономерности фильтрации буровых растворов.

На базе специальных исследований выявлены закономерности изменения важнейших технологических свойств буровых растворов под действием различных факторов, что позволяет обоснованно выбирать методы управления их составом с целью достижения требуемых показателей свойств. Решения имитационных задач применительно к гидравлической программе промывки скважин позволяют установить область допустимых значений и уровень желательности каждого из контролируемых параметров. Освещены различные аспекты практического использования принципов управления структурно-механическими и фильтрационными свойствами буровых растворов.

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И РЕЖИМА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ

1.1. БУРОВОЙ РАСТВОР В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Буровой раствор — важнейший элемент технологии бурения, в значительной мере определяющий стоимость, технико-экономические показатели и качество строительства скважин. Однако главное — то, что его свойства и режимы течения являются основными управляющими факторами в процессе бурения скважин.

Современный роторный и турбинный способы бурения предполагают циркуляцию бурового раствора в скважине — течение от насосов по колонне бурильных труб к забойному двигателю и долоту, а затем обратно от забоя по кольцевому пространству к очистным устройствам и вновь к насосам. На забое буровой раствор обогащается обломками выбуренной породы, от которой освобождается в очистных устройствах. По технологической необходимости или организационным причинам циркуляция может прерываться, в результате чего раствор остается в покое.

К буровым растворам предъявляют ряд требований, обуславливающих как их качество, так и функциональное назначение.

Буровой раствор должен выполнять следующие основные функции:

1) быть экологически безопасным, устойчивым к воздействию электролитов, кислых газов, высокой температуры и давления; иметь стабильные во времени свойства; противостоять переходу выбуренной породы (растворение, диспергирование) в его состав;

2) предупреждать осложнения в необсаженном стволе скважины;

3) обеспечивать качественное вскрытие продуктивных пластов;

4) создавать благоприятные условия для разрушения забоя долотом;

5) выносить шлам на поверхность, освобождаясь от него на очистных устройствах;

6) передавать гидравлическую мощность забойным двигателям;

7) облегчать спуско-подъемные операции;

8) обеспечивать возможность проведения геофизических исследований.

Приоритетность выполнения требований определяется условиями бурения, однако их общее выполнение должно минимизировать стоимость бурения за счет снижения затрат на повторные обработки раствора реагентами и борьбу с осложнениями, а также вследствие повышения эффективности работы породоразрушающего инструмента при обязательном обеспечении качества вскрытия продуктивных пластов и получении требуемой геофизической информации как результата процесса бурения.

Для выполнения этих многочисленных и часто противоречивых требований буровой раствор должен обладать рядом специфических свойств, которые в современной промышленной практике оценивают комплексом показателей. Основные из них следующие.

1. Плотность бурового раствора ρ (кг/м³, или г/см³). Для измерения используют рычажные весы — плотномер ВРП-1.

2. Условная вязкость UV , или T (с), косвенно характеризует гидравлическое сопротивление бурового раствора течению и определяется временем свободного истечения части объема раствора из капилляра воронкообразного полевого вискозиметра ВБР-1.

3. Эффективная вязкость бурового раствора $\eta_{эф}$ (мПа·с) косвенно характеризует вязкость бурового раствора как ньютоновской жидкости и определяется отношением касательного напряжения сдвига τ к соответствующему градиенту скорости сдвига $\dot{\epsilon}$ (или $d\epsilon/dt$). Если известно при каком $\dot{\epsilon}_1$ производилось измерение, то эффективную вязкость обозначают $\eta_{\dot{\epsilon}_1}$. Выделяют $\eta_{эф}$ при $\dot{\epsilon} = 10^4 \div 10^5$ с⁻¹, соответствующую течению раствора, который выходит из насадок долота. Способность раствора разжижаться при увеличении градиента скорости ($\dot{\epsilon}_2 > \dot{\epsilon}_1$) оценивается коэффициентом сдвигового разжижения

$$K_{с.р} = (\lg \eta_{\dot{\epsilon}_1} - \lg \eta_{\dot{\epsilon}_2}) / (\lg \dot{\epsilon}_2 - \lg \dot{\epsilon}_1). \quad (1.1)$$

4. Пластическая вязкость η (мПа·с) и динамическое напряжение сдвига τ_0 (Па) бурового раствора, если он представляет собой пластично-вязкое тело Бингама:

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\epsilon}. \quad (1.2)$$

Показатели могут быть определены, если зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига имеет вид прямой, не проходящей через начало координат. Величина η , характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении градиента скорости сдвига, опре-

делается угловым коэффициентом прямой. Величина τ_0 , которая косвенно характеризует прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяется отрезком на оси касательных напряжений, отсекаемым продолжением указанной прямой.

5. Экспериментальные константы K и n — показатели соответственно consistency и неньютоновского поведения системы, которые описывают свойства раствора, представленного моделью жидкости Оствальда — де Ваала (степенной закон):

$$\tau = K\dot{\epsilon}^n. \quad (1.3)$$

Все реологические показатели измеряются реометрами типа ВСН.

6. Статическое напряжение сдвига (СНС) бурового раствора θ_t (Па), где индекс t указывает время (мин) нахождения образца в покое. Величина характеризует прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, и определяется с помощью прибора СНС-2 или реометров типа ВСН как касательное напряжение сдвига, которое соответствует началу разрушения структуры.

7. Показатель водоотдачи бурового раствора Φ (см³). Для неводных систем величина Φ является показателем фильтратоотдачи. Показатель Φ косвенно характеризует способность раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины и определяется количеством дисперсионной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку известной площади под действием определенного перепада давления за некоторое время. Для измерения используют приборы ВМ-6 или фильтр-пресс ФЛР-1.

8. Толщина фильтрационной корки бурового раствора δ (мм). Величина косвенно характеризует способность раствора к созданию малопроницаемой уменьшающей трение фильтрационной корки на стенках скважины и определяется толщиной фильтрационной корки, образованной из частиц дисперсной фазы раствора, при измерении показателя фильтрации.

9. Показатель седиментации бурового раствора S (%). Величина косвенно показывает стабильность бурового раствора и характеризуется количеством дисперсной фазы, выделившейся из определенного объема раствора в результате гравитационного разделения компонентов за известное время. Для измерения используют отстойник ОМ-2.

Показатели перечисленной группы технологических свойств определяются составом бурового раствора — концентрациями твердой фазы $C_{т.ф.}$, глины C_g , утяжелителя C_u , коллоидной глинистой фазы $C_{к.г.}$, реагента C_r , частиц шлама $C_{ш}$ и фильтрата (концентрация ионов кальция, магния, калия, натрия, хлора; общая минерализация; рН).

Кроме того, устанавливают характер взаимодействия бурового раствора с конкретной породой (или ее моделью) для

оценки его ингибирующих свойств и прогноза времени устойчивого состояния стенок скважины. Для этих целей, например, используют показатель увлажняющей способности раствора (q^{-1})

$$P = \frac{A}{t} \exp[(K_{м.с} - 0,85) \ln t], \quad (1.4)$$

где A — изменение увлажнения образца глины, %; $K_{м.с}$ — коэффициент коллоидальности (по метиленовой сини); t — время нахождения образца глины в среде бурового раствора или его фильтра.

1.2. БУРОВОЙ РАСТВОР — ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ФАКТОР ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Рассмотрим подробнее, обобщая накопленный опыт [7, 11, 14, 16], каждую из перечисленных выше функций бурового раствора и укажем те его основные технологические свойства, а также особенности состава и режимы течения, которые обеспечивают или затрудняют выполнение этих функций.

Осложнения в необсаженном стволе связывают с газодонефтепроявлениями, вызванными нескомпенсированностью пластовых давлений; поглощением бурового раствора; нарушением устойчивости стенок скважины в глинистых отложениях.

Предупреждение притока флюидов в скважину обеспечивают созданием гидростатического противодействия $p_{гс}$ столба раствора на пласт. Так как пластовое давление $p_{пл}$ зависит от геологических условий, то это определяет минимальную плотность бурового раствора, необходимую для создания равенства гидростатического и пластового давлений. Обычно стремятся к тому, чтобы гидростатическое давление несколько превышало пластовое. Значение положительного перепада давления (дифференциальное давление Δp) регламентируется геолого-техническим нарядом (ГТН). В процессе циркуляции дифференциальное давление повышается за счет гидравлических сопротивлений. Такое изменение можно характеризовать величиной эквивалентной плотности раствора, находящегося в покое. Верхний предел повышения Δp ограничивает давление гидроразрыва $p_{гр}$.

С ростом давления на забой и дифференциального давления ухудшаются условия разрушения горных пород. В связи с этим снижение $p_{гс}$ и Δp до минимально допустимого уровня, в частности за счет минимизации гидравлических сопротивлений вследствие управления структурно-механическими свойствами раствора, позволяет повысить технико-экономические показатели бурения.

Необходимая плотность бурового раствора с учетом плотности дисперсионной среды достигается изменением состава и концентрации твердой фазы. На рис. 1.1 показаны возможные

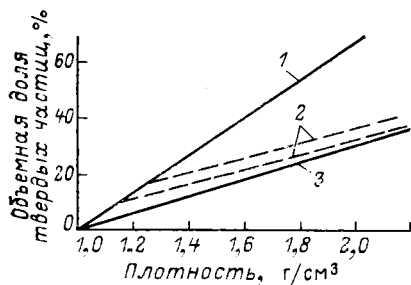


Рис. 1.1. Рекомендуемая объемная доля твердых частиц в буровом растворе с оптимальными реологическими характеристиками ($\rho_r = 2,5$ г/см³; $\rho = 4,24$ г/см³):

1 — глина и вода; 2 — рекомендуемый диапазон; 3 — барит и вода [13]

расчетные концентрации барита и глины для получения раствора требуемой плотности, а также рекомендуемые в зарубежной практике соотношения этих компонентов для растворов с оптимальными реологическими свойствами.

Поддержание необходимой плотности раствора за счет увеличения глинистой фазы и уменьшения содержания утяжелителя ($\rho_r < \rho_y$) существенно меняет качество раствора, а следовательно, состояние скважины и технико-экономические параметры бурения. В частности, значительно уменьшается механическая скорость бурения, возникает опасность осложнений в связи с изменением массообменных процессов в системе скважина — пласт и увеличением толщины глинистой корки, ухудшается работа очистных устройств, возрастает расход реагентов.

Возможность удержания утяжелителя во взвеси обусловлена наличием тиксотропной структуры в растворе, поэтому необходимы улучшение структурно-механических свойств раствора, повышение его вязкости и прочности статической структуры до минимума, который обеспечивает седиментационную устойчивость бурового раствора. Дальнейшее их увеличение не улучшит условия создания противодействия на пласт. Но превышение некоторого критического значения статического напряжения сдвига может привести к зависанию бурового раствора в скважине и, как следствие, к притоку в нее различных флюидов.

При проектировании процесса бурения в глинистых отложениях учитывают, что стенки скважины, сложенные из глинистых пород, обладают естественной, иногда длительной (многодневной) устойчивостью, которая зависит от четырех главных причин:

физико-химической природы глинистых пород, условий их залегания, влагонасыщенности;

изменения характера напряженного состояния пород, вызванного созданием горной выработки;

механического и эрозийного воздействия на породы бурового инструмента и потока бурового раствора;

гидратации пород под влиянием филътрата бурового раствора.

Осложнения, связанные с этими причинами, предупреждают в основном с помощью управления свойствами и режимом течения раствора. Из отечественной и зарубежной практики известны следующие мероприятия, связанные с технологией промывки и обеспечивающие неосложненное бурение (в порядке уменьшения эффективности по затратам).

1. Сохранение ламинарного режима течения в открытом стволе изменением средней скорости течения $v_{ср}$ и реологических показателей τ_0 , η или K , n в целях увеличения эффективной вязкости. Порог турбулизации в канале с характерным размером l оценивается числом Рейнольдса $Re = v_{ср} l \rho / \eta_{эф}$. Для пластично-вязкого тела Бингама ламинарный поток возникает вора в трубе ориентировочно составляет $19\sqrt{\tau_0/\rho}$ при $Re < 2000$. Считают, что критическая скорость потока раст-

2. Регулирование дифференциального давления, чтобы минимизировать как репрессию на пласт, обуславливающую интенсивность отфильтровывания в него жидкой фазы раствора, так и пульсацию противодавления, приводящую к осыпанию сланцев.

3. Управление фильтрационными (массообменными) процессами в системе скважина — пласт, которые для конкретных разбуренных пород и режима течения бурового раствора определяются его физико-химическим состоянием (ингибирующей способностью, оцениваемой величиной Π , антифильтрационной и коркообразующей способностями, величиной и направлением осмотических потоков).

В скважине под действием Δp реализуются три типа фильтрации: забойная через обнаженную долотом породу; уменьшающаяся во времени статическая фильтрация покоящегося раствора через растущую на стенках корку и динамическая через корку, толщина которой зависит от режима и скорости течения, а также свойств бурового раствора.

На практике обычно учитывают только статическую и динамическую фильтрации.

Сохранению естественной прочности пород приствольной зоны в процессе бурения способствуют снижение общей фильтрации жидкой фазы бурового раствора в проницаемый пласт, обеспечение инертности фильтрата относительно пород, создание тонкой прочной фильтрационной корки, обладающей высокой антифрикционной способностью, что позволяет защитить стенки скважины от повреждения бурильной колонной труб и эрозии потоком бурового раствора. В некоторых случаях может быть решена задача дополнительного физико-химического упрочнения глинистых пород. Это достигается регулированием вязкости и минерализации фильтрата бурового раствора, достаточной концентрацией в нем высокомолекулярных реагентов и твердой фазы определенного состава для коагуляции стенок

скважины и формирования корки, а также использованием смазочных добавок.

Толстая рыхлая проницаемая корка не препятствует, особенно при большом дифференциальном давлении, обводнению пород приствольной зоны, что нарушает их устойчивость. Такая корка является и причиной затяжек инструмента, дифференциального прихвата и некачественного первичного цементирования. Кроме того, эта корка не позволяет реализовать направленный массоперенос и смывается потоком бурового раствора, особенно при турбулентном режиме течений.

Устойчивость хомогенных пород обеспечивается созданием необходимого перепада давления Δp и применением солевой бурового раствора с такой жидкой фазой, в которой не растворяются разбурывающиеся соли.

В процессе разрушения горных пород буровому раствору отводится ведущая роль. Буримость горных пород долотом, оцениваемая механической скоростью бурения или проходкой на долото, в основном зависит от их литофациальной характеристики с учетом неоднородностей, влагонасыщения и других показателей; типа разрушающего воздействия (истирание, вдавливание, резание, цикличность и величина нагружения); напряженного состояния (уплотнения) пород, обусловленного глубиной их залегания; физико-химических и массообменных процессов в зоне предразрушения, а также от полноты взаимодействия разрушающего инструмента с поверхностью забоя.

Можно выделить следующие факторы управляющего влияния бурового раствора на процесс разрушения горных пород:

изменение напряженного состояния в зоне разрушения с целью повышения эффективности работы долота;

физико-химическое разупрочняющее воздействие;

очистка забоя от обломков породы для предупреждения их повторного измельчения;

гидромониторный размыв забоя;

очистка и охлаждение вооружения долота для повышения его работоспособности.

Напряженное состояние пород на забое зависит от дифференциального давления Δp , управлять которым можно, изменяя эквивалентную плотность бурового раствора ρ_3 . Ее величина определяется истинной плотностью раствора и потерями давления p_k в кольцевом пространстве скважины глубиной H :

$$\rho_3 = \rho + p_k / gH, \quad (1.5)$$

где g — ускорение свободного падения.

Переход от бурения с продувкой скважины газообразным агентом к промывке водой, а затем к промывке глинистыми растворами вызывает в зависимости от типа пород и породоразрушающего инструмента существенное уменьшение механической скорости бурения.

Механизм этого явления обусловлен рядом факторов, но в основном это связано с тем, что с повышением Δp происходит дополнительное уплотнение породы и усиливается прижатие уже разрушенной породы к забое, что затрудняет ее удаление. Особенно значительно это проявляется при бурении с объемным характером разрушения, так как наибольший объем породы, выкалываемый зубом долота, находится в консоли. Условия отделения породы от лунки влияют на механическую скорость бурения. При использовании долот режущего типа показатели бурения меньше зависят от Δp .

Снижение буримости в зависимости от Δp в большей степени характерно для глинистых пород, затем по степени уменьшения влияния можно расположить песчаники, известняки, базальты и доломиты. Увеличение пластичности горных пород, например глинистых, вследствие взаимодействия с водными буровыми растворами снижает их буримость.

При значении Δp в пределах $\pm 3,5$ МПа изменение механической скорости бурения наиболее существенно; при дальнейшем увеличении Δp механическая скорость бурения будет снижаться менее интенсивно.

Свойства бурового раствора тесно связаны с проявлением отрицательного влияния Δp на показатели бурения. Чем выше концентрация твердой фазы в растворе и больше доля в ней тонкодисперсных глинистых частиц, тем хуже при прочих равных условиях эти показатели. Установлено, что изменение концентрации твердой фазы на 1 % (при общей ее концентрации до 7 %) ведет к изменению механической скорости бурения примерно на 5 %.

Повышенное содержание глины в растворе способствует созданию рыхлой фильтрационной корки на забое, не только препятствующей работе долота, но и замедляющей процесс выравнивания перепада давления в результате поступления раствора или отфильтровывания его жидкой фазы в зону предразрушения породы, что необходимо для облегчения отрыва ее обломков от забоя. При этом чем выше вязкость фильтрата и начальная коагулирующая способность раствора, тем медленнее снижается Δp .

Буровой раствор, обладающий при заданном Δp минимально возможной концентрацией твердой коллоидной фазы, высокой мгновенной фильтрацией на забое (без создания толстой липкой корки на забое) и фильтратом с низкой вязкостью, наиболее полно отвечает требованиям повышения механической скорости бурения.

Проникая в микротрещины, фильтрат бурового раствора, содержащий поверхностно-активные вещества (ПАВ), в соответствии с эффектом Ребиндера обеспечивает адсорбционное понижение прочности пород. Возможность использования пониателей твердости избирательного действия определяется харак-

тером пород и составом бурового раствора. Эффективность действия таких ПАВ растет с повышением твердости пород и тем значительно, чем выше мгновенная фильтрация и меньше сальник из глинистой корки и шлама на забое. При разбуривании глин воздействие понизителей твердости на технологические показатели намного меньше, чем способность понижать структурно-реологические свойства раствора и уменьшать его поверхностное натяжение.

Повторное измельчение шлама предотвращается очисткой забоя буровым раствором. Это позволяет избежать накопления в растворе трудноудаляемых тонкодисперсных частиц, которые увеличивают его структурно-реологические показатели. Движущийся над забоем раствор обладает выносящей способностью, которая зависит от его вязкости при соответствующих градиентах скоростей сдвига. Значительное увеличение механической скорости бурения начинает наблюдаться только тогда, когда эффективная вязкость становится менее 40 мПа·с. Однако раствор может считаться для очистки забоя качественным, если его эффективная вязкость при градиентах скоростей сдвига, соответствующих условиям на забое скважины (более $1 \cdot 10^4 \text{ с}^{-1}$), будет ниже 6 мПа·с. Если буровой раствор представляет собой

тело Бингама, то при больших значениях ϵ величины его эффективной и пластической вязкостей близки.

Эффективная вязкость раствора при полностью разрушенной структуре, что отмечается в насадках долота, может быть определена по формуле Эйнштейна

$$\eta_{\text{эф}} = \eta_{\text{ж}} (1 + \alpha C_{\text{т.ф}}), \quad (1.6)$$

где $\eta_{\text{ж}}$ — вязкость жидкой фазы; α — коэффициент, зависящий от формы и сил взаимодействия между частицами (для буровых растворов, по данным А. И. Пенькова, $\alpha = 49,37$); $C_{\text{т.ф}}$ — объемная доля твердой фазы.

Следовательно, использование растворов с предельно низкой концентрацией твердой фазы обеспечит лучшую очистку забоя, приближающуюся к очистке водой.

Однако в условиях осложненного бурения малая концентрация активной твердой фазы затрудняет обеспечение устойчивости раствора и его фильтрационных характеристик. В связи с этим на практике предпочтительнее растворы, обладающие значительным сдвиговым разжижением. Чем выше способность

раствора при возрастании ϵ разжижаться, что оценивается коэффициентом $K_{\text{с.р}}$, тем лучше он очищает забой. Так, при $\epsilon \approx 1 \cdot 10^4 \text{ с}^{-1}$ эффективная вязкость полимерного раствора с малой концентрацией твердой фазы приближается к вязкости воды, а для известкового раствора ее значение оказывается в 5—8 раз выше, хотя при $\epsilon = 1 \cdot 10^2 \text{ с}^{-1}$ их величины близки.

Очистка вооружения долота в такой же мере зависит от свойств и режимов течения буровых растворов, как и очистка забоя.

Для долот, особенно режущего типа, которые находятся в постоянном контакте с породой, большое значение имеет охлаждение рабочих поверхностей, что может достигаться эффективной циркуляцией маловязкого бурового раствора на водной основе, содержащего смазочные добавки.

Гидромониторный эффект обеспечивается, если скорость истечения бурового раствора из насадок долота начинает превышать 65—75 м/с. Такие скорости при заданной мощности насосов можно получить уменьшением гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе, которые снижаются с понижением пластично-вязких и коркообразующих свойств раствора. Этому способствует увеличение коэффициента сдвигового разжижения. Кроме того, проведенные автором совместно с Е. Г. Осиповым и Л. С. Стреленей экспериментальные исследования работы затопленной несвободной турбулентной струи растворов, обладающих по ВСН-3 практически одинаковыми эффективными вязкостями $\eta_{\text{эф}}$ при $\epsilon = 660 \text{ с}^{-1}$, а также измерения давления в осевом и радиальном направлениях показали следующее:

на расстоянии, в 10 раз превышающем диаметр насадки, гидродинамическое давление струи определяется отношением предельного динамического сопротивления сдвигу к пластической вязкости, т. е. коэффициентом пластичности Воларовича K_n ;

скорость растекания струи бурового раствора уменьшается с ростом K_n ;

растворы с высокими значениями K_n создают более компактные дальнобойные струи, способствующие эффективному разрушению забоя.

Благодаря высокой кинетической энергии струи может возникать сжатие жидкости в поровом пространстве породы под долотом, что уменьшает Δp и, следовательно, способствует повышению механической скорости бурения.

Для увеличения доли гидравлической мощности, передаваемой долоту и забойным двигателям, необходимо снизить гидравлические сопротивления в циркуляционной системе. Это может быть достигнуто уменьшением вязкопластичных свойств бурового раствора и предупреждением сужения ствола скважины в результате образования толстой фильтрационной корки.

В общем виде зависимости механической скорости бурения от показателей технологических свойств бурового раствора представлены на рис. 1.2.

Вынос шлама на поверхность к очистным устройствам — важнейшая функция бурового раствора. Хорошая транспорти-

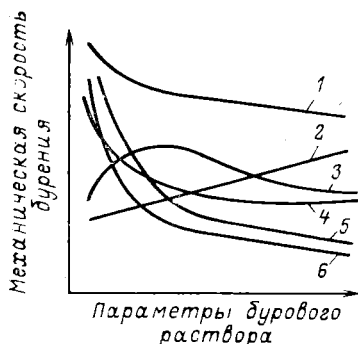


Рис. 1.2. Зависимость механической скорости бурения от показателей технологических свойств буровых растворов:

1 — вязкость; 2 — водоотдача; 3, 4, 6 — концентрация нефти, твердой фазы и коллоидной фазы соответственно; 5 — плотность

ровка шлама предполагает вынос всего шлама (т. е. отсутствие сепарации и застойных зон), исключение его дополнительного измельчения и предупреждение перехода шлама в состав бурового раствора. Эффективность этого процесса определяют следующие факторы.

1. *Соотношение плотностей обломков породы (принимают равной $2,6 \text{ г/см}^3$) и бурового раствора.* Чем меньше разность этих плотностей, тем меньше сила, обуславливающая осаждение шлама на забой.

2. *Скорость восходящего потока бурового раствора, обеспечивающая создание подъемной силы.* Для успешного выноса подъемная сила должна быть больше силы, вызывающей оседание шлама. Скорость, с которой частица оседает в движущемся потоке бурового раствора, должна быть меньше скорости восходящего потока.

Упрощенно можно считать, что скорость витания при структурном течении прямо пропорциональна средней скорости бурового раствора в кольцевом пространстве, разности плотностей раствора и шлама, квадрату среднего диаметра частицы породы и обратно пропорциональна динамическому напряжению сдвига и пластической вязкости раствора. Определяющие показатели при этом — динамическое напряжение сдвига и средний диаметр частицы. При турбулентном течении скорость витания не зависит от вязкопластических свойств раствора; она прямо пропорциональна среднему диаметру частицы, разности плотностей шлама и раствора и обратно пропорциональна плотности бурового раствора. Для более точного вычисления скорости витания необходимо учитывать форму и размер частиц, вращение колонны бурильных труб и т. п. Несущая способность утяжеленных растворов увеличивается еще также вследствие высокой концентрации в них твердой фазы, что создает стесненный режим оседания.

Таким образом, на величину минимально допустимой скорости для выноса шлама влияют режим течения и вязкопластические свойства бурового раствора. В зарубежной практике счи-

тают, что скорость 0,5—1 м/с достаточна для хорошего выноса шлама. Скорость восходящего потока при заданной конструкции скважины регулируют расходом бурового раствора. Следует отметить, что погрешность в оценке диаметра скважины и размера шлама может приводить к серьезным ошибкам при оценке выносящей способности восходящего потока и достаточности его структурно-механических показателей.

3. *Режим течения бурового раствора.* Из трех возможных режимов течения (структурного, ламинарного, турбулентного) вынос породы лучше всего осуществлять при структурном режиме, для которого характерно «сплющивание» эпюры скоростей в кольцевом пространстве, в результате чего большая часть потока движется со скоростью, близкой к средней. В этом случае выбуренные частицы выносятся равномерно по сечению потока и уменьшается возможность образования застойных зон с накоплением шлама. Кроме того, при таком течении наблюдается стягивание шлама к центру потока, что весьма важно для частиц, находящихся у стенок, скорость которых у поверхности равна нулю.

Режим течения и эпюра скоростей в кольцевом пространстве определяются расходом бурового раствора и его вязкопластичными свойствами. Чем больше отношение динамического сопротивления сдвига к пластической вязкости или меньше показатель неньютоновского поведения жидкости n , тем значительнее «сплющена» эпюра скоростей и выше при данной средней скорости выносящая способность бурового раствора. Однако при высоких значениях n максимальная скорость в кольцевом пространстве намного больше средней скорости. Обычно стремятся поддерживать $n \approx 0,30$. Выносящая способность раствора при турбулентном режиме достаточно высока, хотя требует существенных энергетических затрат. При этом реологические свойства раствора не являются определяющими.

4. *Эффективная вязкость.* Чем выше эффективная вязкость бурового раствора, тем медленней оседают частицы и, следовательно, при меньшей скорости восходящего нетурбулентного потока они могут быть вынесены на поверхность.

5. *Способ бурения.* При бурении скважины с применением забойных двигателей колонна бурильных труб не вращается, поэтому возможно создание застойных зон с повышенным содержанием шлама. Кроме того, ограничена возможность увеличения подачи бурового раствора в скважину вследствие высоких давлений на насосах, что ухудшает промывку.

При роторном бурении вращающаяся колонна, разрушая структуру раствора и перемешивая его, улучшает условия вымыва шлама, что предотвращает скопление частиц у стенок кольцевого зазора. В то же время создаются условия не только для ранней турбулизации потока, но и для дополнительного измельчения частиц. Последнее, с одной стороны, улучшает

очистку, а с другой, способствует переходу шлама в состав бурового раствора.

6. *Образование застойных зон в кольцевом пространстве скважины* — причина неполного выноса шлама на поверхность. Эти зоны образуются в местах касания бурильной колонной стенок скважины, в кавернах и других местах расширения ствола. Этому также способствуют высокие показатели вязкопластичных свойств бурового раствора. Шлам транспортируется ядром потока, причем крупные и плоские частицы, как правило, легко удаляются. В застойных зонах образуются ловушки для твердых частиц, преимущественно мелких, шарообразной формы. Такие частицы оттесняются потоком в сторону меньших скоростей и оседают в местах переходов, в результате чего возникают сужения ствола скважин, а затем осыпи и обвалы [37].

Для предупреждения создания застойных зон необходимо поддерживать высокую скорость восходящего потока за счет изменения реологических свойств раствора, например снижения динамического напряжения сдвига, а также уменьшения кольцевого зазора при выборе конструкции скважины.

Удержание в растворе шлама (и утяжелителя) во время прекращения циркуляции — важное условие предупреждения осложнений (прихватов, образования сальников). Для выполнения этой функции раствор должен обладать быстросформирующей прочной тиксотропной структурой, способной в первые моменты покоя противостоять силам, которые обуславливают седиментацию выбуренной породы. При этом ограничивающим фактором является минимально допустимая прочность структуры, которая, согласно принятым в СССР требованиям, возникает за 1 мин покоя (CHC_1).

Частица шлама (или утяжелителя) диаметром d_0 не оседает в структурированном буровом растворе, если, согласно Р. И. Шищенко, выполняется соотношение

$$d_0 = \frac{6m\theta_t}{g(\rho_m - \rho)}, \quad (1.7)$$

где m — коэффициент формы, уменьшающийся от 3,5 до 2,5 при увеличении d_0 до 40 мм.

Однако дальнейшее тиксотропное упрочнение не должно вызывать трудностей при возобновлении циркуляции и спускоподъемных операциях с технологическим и геофизическим оборудованием. Избыточная (как и недостаточная) прочность структуры может стать причиной различных осложнений, в том числе нефтегазоводопроявлений вследствие неучтенности, например, явления контракции в скважине при одновременном зависании в ней бурового раствора.

Удаление выбуренной породы из бурового раствора на очистных устройствах — необходимое условие сохранения его состава и свойств. Очистка тем лучше, чем меньше прочность дина-

мической структуры и вязкость раствора. С повышением вязкости все более крупные частицы могут оставаться в растворе после прохождения системы очистки.

Уменьшению осложнений в процессе спуско-подъемных операций (поршневание, затяжки, поглощения и т. п.) способствуют ограничение максимальной прочности возникшей в покое структуры, снижение эффективной вязкости при градиентах скоростей сдвига, соответствующих этим операциям, и уменьшение толщины фильтрационной корки на стенках скважины.

Эффективность вскрытия и освоения скважин тем выше, чем меньше загрязнены буровым раствором продуктивные пласты. Для этой цели необходим буровой раствор, создающий близкое к нулю (или отрицательное) дифференциальное давление и обладающий малой фильтрацией и тонкой малопроницаемой коркой. Проникновение фильтрата в пласт и взаимодействие между ними должны быть минимальными.

Таким образом, разнообразие функций, выполняемых буровым раствором, приводит к противоречивости требований к его свойствам. В основном это относится к его структурно-механическим и фильтрационным свойствам, что обуславливает необходимость их компромиссного регулирования.

На основе изложенного можно полагать, что «идеальный» буровой раствор с учетом режимов течения в скважине должен: обладать заданной плотностью при минимальной концентрации твердой фазы, состав и свойства которой обеспечивают требуемые фильтрационные и структурно-механические свойства;

иметь вязкость воды при течении в трубах, забойном двигателе, долоте, на забое и в очистных устройствах;

представлять собой пластическое тело Бингама при движении в кольцевом пространстве и наземной циркуляционной системе;

течь в кольцевом пространстве в нетурбулентном режиме при любых градиентах скоростей сдвига;

понижать прочность разбурываемых пород;

иметь высокую фильтрацию на забое при низкой вязкости фильтрата;

обладать близкой к нулю статической и динамической фильтрацией в проницаемые пласты;

создавать тонкую прочную с хорошими фрикционными свойствами фильтрационную корку, через которую возможен направленный массоперенос;

отфильтровывать дисперсионную среду, которая не взаимодействует породами, слагающими стенки скважины, и шламом;

обладать способностью мгновенно образовывать тиксотропную малопрочную и в дальнейшем неизменяемую структуру, достаточную для удержания шлама и утяжелителя.

1.3. УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В СКВАЖИНЕ

В процессе бурения раствор подвергается влиянию различных факторов, основные из которых — насыщение шламом и пластовыми флюидами, высокие температуры и давления, а также интенсивные механические воздействия. Кроме того, буровой раствор теряет часть компонентов в результате взаимодействия их со стенками скважины или удаления со шламом. Это способно существенно изменить свойства раствора, что может стать причиной не только ухудшения технико-экономических показателей бурения, но и возникновения тяжелых осложнений, вплоть до ликвидации скважины [3, 10, 15, 25]. Для формулирования ограничений, связанных с внешними воздействиями, кратко опишем условия эксплуатации буровых растворов в скважине.

Нефтяные и газовые месторождения включают осадочные породы, представляющие собой продукты разрушения метаморфических и изверженных пород. Среди них встречаются мономинеральные (каменная соль, гипс, ангидрит, известняки, доломиты и др.) и полиминеральные (конгломераты, глины, песчаники и т. д.) породы. Горные породы отличаются неоднородностью по минералогическому и механическому составу, ориентацией зерен в массе, пористостью, степенью уплотнения, трещиноватостью и величиной отдельных частиц. Переходя в состав бурового раствора, эти породы могут резко изменять его качество.

Наибольшее влияние оказывают дисперсные породы, такие как глинистые, которые, активно взаимодействуя с дисперсионной средой бурового раствора, диспергируются в нем, повышая концентрацию твердой фазы и, как следствие, структурно-механические показатели. В свою очередь, фильтрат бурового раствора, проникая в глинистые породы, слагающие стенки скважины, обуславливает их набухание и потерю устойчивости.

Ухудшение свойств раствора происходит при его загрязнении известняками, гипсом или ангидритом в процессе разбуривания их отложений. Изменение свойств объясняется наличием ионов кальция и сульфатных ионов. При этом наибольшее влияние оказывает ион кальция, который превращает натриевый бентонит в кальциевый и коагулирует раствор.

Солевые породы вследствие легкой растворимости вызывают коагуляцию раствора. Такое же воздействие оказывают минерализованные воды и рапа. Пластовые воды отличаются солевым составом и могут содержать растворенный газ и нерастворимые, но гидrolитически разлагаемые водой минералы. По преобладающим анионам выделяют гидрокарбонатные, карбонатные, сульфатные и хлоридные воды. В пределах этих групп воды разделяются по преобладающему катиону кальция, магния или натрия. Наибольшей минерализацией отличаются воды,

находящиеся в осадочных породах, которые содержат известняки, доломиты, гипсы и каменную соль. Обычно минерализация пластовых вод возрастает с глубиной и колеблется в широких пределах, достигая 30 г/л и более (рассолы).

Наиболее интенсивное изменение свойств буровых растворов наблюдается при повышенных температурах и давлениях, причем определяющее влияние оказывает температура.

На разбуриваемых нефтегазовых площадях температуры меняются в широких пределах. Геотермические градиенты зависят от глубины и места расположения скважины и колеблются от 2 до 12 °C/100 м. В настоящее время температуры на забое скважины 200—220 °C встречаются весьма часто, а в отдельных случаях достигают 260 °C. Специалисты считают вероятным бурение скважин, забойные температуры которых достигнут 300 °C.

В толще земли действует горное давление, которое характеризует естественное напряженное состояние горных пород, а также давление флюидов, находящихся в их порах. Обычно пластовые давления флюидов (воды, нефти и газа) в залежах приблизительно равны условному гидростатическому давлению. Однако в отдельных залежах пластовое давление в 1,5—2 раза превышает гидростатическое и даже достигает горного. Пластовые давления не только определяют плотность используемого бурового раствора, но и характеризуют давление, под которым он может находиться в скважине. Так, если в скважине глубиной 5000 м применяют раствор с плотностью 2 г/см³, то его забойная пачка подвергается давлению 100 МПа. Совместное воздействие температуры и давления еще в большей степени оказывает влияние на свойства буровых растворов. При этом наиболее существенно изменяются их структурно-механические и фильтрационные свойства.

Протекая по циркуляционной системе, буровой раствор подвергается значительным механическим воздействиям, причем градиенты скоростей сдвига могут достигать величин $1(10^4 \div 10^6) \text{ с}^{-1}$ в насадках долота. Такие воздействия активизируют процессы диспергирования твердой фазы и способствуют деструкции вводимых в раствор полимеров. Повышенные температуры интенсифицируют эти явления, приводя к еще большему изменению свойств буровых растворов. Именно поэтому циркуляционную систему скважины можно рассматривать или использовать как реактор для протекания физико-химических процессов в буровом растворе.

Таким образом, «идеальный» буровой раствор, кроме отмеченных выше требований, должен быть термо- баро- и солеустойчивым в широком диапазоне высоких температур, давлений и минерализации; инертным по отношению к разбуриваемым породам, препятствуя накоплению последних в нем; предельно диспергированным; приемлемым по составу диспер-

сионной среды для проведения геофизических исследований; экологически безвредным.

В состав бурового раствора целесообразно включать минимум компонентов, эффективность которых обеспечивается при малых концентрациях в течение длительного срока, а технология его приготовления должна быть энергосберегающей.

1.4. БУРОВОЙ РАСТВОР КАК ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ

Теория и практика бурения показали, что в качестве буровых растворов наиболее целесообразно использовать тиксотропные дисперсии, обладающие свойствами жидких и твердых тел. Действительно, упрочнение таких дисперсий в покое вследствие структурообразования позволяет регулировать их плотность путем добавления утяжелителя, а также предотвращать выпадение выбуренной породы на забой при прекращении циркуляции. Под воздействием напряжений, превышающих предел прочности структуры, эти дисперсии способны течь как маловязкие жидкости, обеспечивая очистку забоя и вынос шлама на поверхность. Наличие структурного каркаса в буровом растворе и в образовавшейся из него на стенке скважины фильтрационной корке способствует уменьшению отфильтровывания дисперсионной среды и упрочнению стенок скважины. Возможность управления кинетикой структурообразования позволяет не препятствовать возобновлению циркуляции, проведению спуско-подъемных операций и очистке раствора от шлама. С помощью направленного изменения состава дисперсионной среды можно активно влиять на процессы разрушения породы на забое и сохранение устойчивости стенки скважины.

Таким образом, особенности физико-химического состояния буровых растворов как тиксотропных дисперсий обуславливают выполнение ими всех важнейших функций в бурении.

Исследование закономерностей образования и деформирования дисперсных систем, а также управления ими является предметом новой области знания — физико-химической механики, созданной трудами акад. П. А. Ребиндера и его школы. Эта наука позволяет изучать с единых позиций проблемы реологии, молекулярной физики, механики материалов и поверхностных явлений в дисперсных системах.

Свойствами буровых растворов, исходя из коллоидно-химических представлений, можно управлять, изменяя:

- концентрацию, дисперсность и фракционный состав дисперсной фазы (глина, утяжелитель, наполнитель, нефтепродукты);
- энергию взаимодействия частиц дисперсной фазы с дисперсионной средой;

- энергию взаимодействия (тип контактных взаимодействий) частиц дисперсной фазы, образующих пространственную решетку коагуляционно-тиксотропных структур;

тип сопряженной пространственной коагуляционно-тиксотропной структуры.

Это достигается выбором материалов для приготовления буровых растворов, добавкой ПАВ, изменением минерализации дисперсионной среды и т. п.

Основное состояние бурового раствора — состояние коагуляционного структурообразования. Задача технолога — управлять этим состоянием с учетом режимов и условий течения в скважине, не допуская чрезмерного загустевания или потери устойчивости в результате коагуляционного разжижения. Низкое качество буровых растворов как структурированных дисперсий или неконтролируемое изменение их структурно-механических и фильтрационных свойств под воздействием внешних факторов обуславливают ухудшение технико-экономических показателей бурения, крепления и вскрытия скважин, а также возникновение различных осложнений.

Структурно-механические и фильтрационные свойства буровых растворов — не только главные характеристики их технологического качества, но и отражают коллоидно-химическое состояние этих дисперсий. Показатели этих свойств являются интегральными характеристиками происходящих в них коллоидно-химических процессов. На их регулирование (исключая затраты на утяжелитель) используют основную массу реагентов и материалов. Вместе с тем оценка и целенаправленное изменение физико-химического состояния бурового раствора на основе показателей структурно-механических и фильтрационных свойств — задача сложная и еще нерешенная. Это объясняется тем, что нет простых корреляционных зависимостей между технологическими показателями свойств бурового раствора, компонентным составом, а также между характеристиками коллоидно-химического состояния и процессов, происходящих в этой тиксотропной дисперсии под воздействием различных факторов. Поэтому для совершенствования технико-экономических показателей промывки скважин одной из актуальных является задача получения технологических решений на основе «науки активного материаловедения» — физико-химической механики дисперсных систем.

В настоящее время возникли не только потребность, но также новые условия и цели для существенного совершенствования буровых растворов и методов управления их свойствами, что обусловлено рядом факторов. Например, в связи с широким применением ЭВМ в нефтедобывающей отрасли появилась возможность значительных качественных изменений в постановке и решении актуальных технологических задач, предусматривающих применение таких эффективных методов, как математическое программирование, статистические процедуры и др. Появилась возможность системного подхода при решении задач проектирования и управления технологическими процессами,

в которых используются результаты научных исследований, представленные в виде различных математических моделей. Совершенствование буровых растворов с этих позиций должно отвечать задаче разработки и реализации оптимальной технологии промывки скважины.

Создаются материальная и техническая базы для применения таких решений [6, 7]. Разработано большое количество новых реагентов и материалов, позволяющих готовить буровые растворы с различными свойствами. Буровые установки оснащают не только мощными легкоуправляемыми буровыми насосами, но и новой циркуляционной системой, в которую включены эффективные средства очистки растворов. Производственные предприятия оборудуют контрольно-измерительной аппаратурой. Кроме того, накоплены знания о механизме возникновения различных осложнений и разработаны предварительные правила выбора типа бурового раствора для различных условий строительства скважин.

Однако для эффективного управления технологическими свойствами буровых растворов должен быть решен специальный комплекс взаимосвязанных задач.

Накопленные представления о вязкопластичных свойствах буровых растворов в основном базировались на экспериментальных данных, полученных с помощью воронкообразного вискозиметра, поскольку отечественное глинохозяство только только начинает оснащаться современными реометрами. Показания такого вискозиметра не позволяют глубоко оценить физико-химические процессы коагуляционного структурообразования, не отражают условия деформирования растворов в скважине (температура, давление, скорости сдвига) и не могут быть использованы в инженерных расчетах. В связи с этим возникает задача целенаправленного накопления информационного массива структурно-реологических свойств буровых растворов. Этот массив должен иметь глубокую физико-химическую интерпретацию и позволять делать выводы о механизме действия и области применения используемых в бурении материалов и реагентов, а также служить основой для построения математических моделей с целью проведения инженерных расчетов.

Кроме того, следует усовершенствовать методологическую основу реометрии буровых растворов. Модель Шведова — Бингама не всегда достаточно полно описывает реологическое поведение тиксотропных буровых растворов, а оценка кинетики их структурообразования в покое затруднительна на основе прицельных в практике показателей. Уточнение области применения используемой в отечественной гидравлике модели Шведова — Бингама, а также расширение комплекса параметров для оценки реологически сложных растворов в статических и динамических условиях — необходимая составная часть совершенствования методов управления структурно-механическими

свойствами буровых растворов. Методы контроля и управления фильтрационными свойствами буровых растворов, особенно для глубоких скважин, также требуют уточнения. При этом необходимо различать задачи, возникающие при разработке бурового раствора как коагуляционно-тиксотропной системы определенного типа (с чем связаны устойчивость раствора и характер взаимодействия с разбуриваемыми породами), и задачи выбора его рецептуры (долевого состава) для управления технологическими свойствами.

В зависимости от условий бурения первостепенными могут быть различные задачи. Так, при бурении глинистых отложений в условиях АВПД вначале следует решать задачу обеспечения устойчивости стенок скважины. При неосложненном массовом бурении должен выбираться другой критерий, например минимум гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве, который обеспечивает наименьшее дифференциальное давление на забой и, как следствие, значительное повышение скоростей бурения.

Таким образом, цели физико-химической обработки должны быть увязаны не только с обеспечением устойчивости бурового раствора и приданием ему требуемого уровня ингибирующей активности, но и с решением гидравлических задач. Понятие «гидравлическая программа промывки скважин» приобретает в настоящее время вполне конкретный смысл. В отличие от гидравлического расчета программа должна определять, кроме режимных параметров процесса циркуляции бурового раствора, его состав, обеспечивающий требуемые показатели, в том числе структурно-реологические, а также технологию приготовления и регулирования его свойств. Причем эти свойства должны быть выбраны (а не подобраны) в результате системного анализа всех технико-технологических требований, обеспечивающих качественное проведение процесса бурения.

Проблема управления буровым раствором может быть решена, если имеются:

технологически обоснованные ограничения на свойства бурового раствора и режимные параметры технологии промывки. Эти ограничения могут дополняться или видоизменяться в зависимости от конкретных условий бурения или выявления новых закономерностей;

классификация буровых растворов и методика выбора типа бурового раствора, обеспечивающего максимально возможную устойчивость стенок скважины (ингибирующая активность) и максимально долго и полно сохраняющего свойства независимо от температуры, давления, механических воздействий, минерализации, зашламления и других факторов, характерных для скважинных условий;

математические модели, описывающие связь состава рецептуры и свойств буровых растворов;

стоимости материалов, а также нормы их расхода в зависимости от геологических условий бурения и типа раствора; методика приготовления бурового раствора заданного состава, а следовательно, и свойств;

методика восстановления требуемого состава (и свойств) в процессе бурения;

критерий, позволяющий выбрать лучший вариант программы из множества допустимых.

При разработке и реализации программы промывки скважины как на стадии ее проектирования, так и на стадии управления требуется применение ЭВМ.

В совершенствовании технологии промывки скважин наиболее сложны и наименее изучены проблемы управления составом и свойствами буровых растворов с учетом ограничений, обусловленных гидравлической программой, и требования обеспечения устойчивости разбурываемых пород. При этом главной является задача управления структурно-механическими и фильтрационными свойствами буровых растворов, которую в соответствии с современными требованиями практики необходимо решать на качественно новом уровне, используя возможности ЭВМ и комплексно учитывая физико-химические, реологические свойства и режимы течения этих систем в целях повышения технико-экономических показателей бурения.

ГЛАВА 2

СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЕ И ДЕФОРМАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

2.1. ОСНОВЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ МЕХАНИКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Процессы структурообразования дисперсных систем являются предметом изучения физико-химической механики. Развитие представлений, связанных с физико-химической механикой буровых растворов, достаточно известно, в связи с чем целесообразно привести лишь те основные и новые положения, которые необходимы при создании принципов управления их структурно-механическими свойствами применительно к технологии бурения. Объектом исследования следует принять наиболее распространенный водный буровой раствор, в котором активными структурообразователями являются глинистые минералы.

Механические свойства тел (прочность, упругость, эластичность, пластичность и вязкость) обусловлены их структурой.

Установлено, что для буровых растворов рассматриваемого типа характерны коагуляционно-тиксотропные структуры, возникающие вследствие взаимодействия частиц дисперсной фазы.

Тиксотропное структурообразование определяют явления коагуляции, протекающие в два этапа — гидрофильный и гидрофобный. Буровые растворы, представляя собой промежуточные системы между гидрофобными и гидрофильными системами и примыкая к последним, кинетически и агрегативно неустойчивы вследствие соответственно действия гравитационных сил и молекулярного взаимодействия между частицами. Состояние коагуляции — основное для таких систем, а их устойчивость связана с возникновением внутреннего пространственного каркаса, препятствующего разделению фаз.

Добавление электролита в свободнодисперсный кинетически устойчивый золь ведет, начиная с некоторой пороговой концентрации, к такому уменьшению двойного электрического слоя вокруг частиц, при котором возникают условия для взаимодействия их по наиболее активным гидрофобным участкам поверхности и для образования рыхлых агрегатов-флокул (гидрофильная коагуляция). Порог флокуляции буровых растворов зависит от многих факторов, в том числе от типа глинистого минерала, состава и емкости его обменного комплекса, валентности катиона соли и температуры. Золь в результате флокуляции переходит в гель (а не расслаивается) только при условии достаточности содержания твердой фазы для построения из нее пространственного каркаса. Чем выше дисперсность активной глинистой фазы бурового раствора, тем при меньшей ее концентрации (а следовательно, и плотности системы) возникает коагуляционная структура.

Остановку процесса флокуляции в целях стабилизации системы, а затем и разрушение возникших агрегатов (дефлокуляция) под действием химических реагентов-разжижителей рассматривают как процесс пептизации.

Дальнейшая коагуляция (гидрофобная) при повышении концентрации электролита приводит к возникновению компактных структур и расслаиванию системы. Вследствие предельного утоньшения и разрыва защитных прослоек возникают точечные непосредственные контакты между частицами, поэтому структуры, образовавшиеся в результате гидрофобной коагуляции, обычно более прочные, но хрупкие. Агрегация частиц в отличие от флокуляции обусловлена таким сжатием диффузных частей двойного электрического слоя, в результате которого сближаются параллельно расположенные пластины глинистых минералов, сокращается число структурообразующих элементов пространственного каркаса и уменьшается их суммарная поверхность контактных взаимодействий. Для дезагрегирования этих частиц используют приемы механического диспергирования. Вторичную

ассоциацию полученных частиц предупреждают введением ПАВ.

Структурообразование — процесс, требующий времени, необходимого для достижения под действием теплового движения такой ориентации частиц, при которой система обладает минимумом свободной энергии. В значительной степени этому способствуют не слишком высокая прочность структуры и ее способность к остаточным деформациям. Структурирование в буровых растворах обратимо, т. е. является тиксотропным. Завершенность этого процесса в каждом конкретном случае определяется предысторией системы, временем и налагаемыми механическими воздействиями. Динамическая равновесная структура возникает при стационарном нетурбулентном течении, а статическая — в покое.

По П. А. Ребиндеру, факторы устойчивости дисперсий, препятствующие сближению частиц, в порядке возрастания эффективности следующие: 1) наличие двойного электрического слоя; 2) возникновение на поверхности частиц стабилизирующей адсорбционной пленки ПАВ, являющейся структурно-механическим барьером между частицами (характерно для буровых растворов).

В буровых растворах, представляющих собой многокомпонентные фазово-неоднородные системы, весьма часто возникают, как показал Н. Н. Круглицкий, сопряженные структуры. Причиной этого могут быть шихтование глин, введение новой высокодисперсной фазы, например утяжелителя, образование такой фазы в самой системе (что наблюдается при высаливании лигносульфонатов), добавление высокомолекулярных реагентов типа КМЦ, акриловых полимеров, растворы которых обладают свойствами неньютоновских жидкостей.

В технологии промывки скважин для управления свойствами буровых растворов используют следующие факторы.

1. Изменение содержания и состава твердой фазы — глины, утяжелителя, шлама и дисперсного наполнителя. Эффективность наиболее активного структурообразователя — глины — зависит от типа кристаллической решетки; дисперсности, конфигурации и окристаллизованности частиц, их способности к изоморфному замещению; числа активных центров; количества связанной воды; суммарной емкости обмена.

2. Изменение характера взаимодействия частиц дисперсной фазы, который при данном составе и дисперсности частиц зависит от минерализации и рН дисперсионной среды, концентрации и типа ПАВ, температуры, давления и внешних механических воздействий.

3. Диспергирование частиц дисперсной фазы (обычно на этапе приготовления бурового раствора).

Основная проблема физико-химической механики буровых растворов — обоснование комплекса показателей структурно-

механических свойств, которые адекватно отражают их коллоидно-химическую природу, обладают строгим физическим смыслом и могут использоваться в инженерных расчетах.

Структурно-механические свойства дисперсных систем исследуют непосредственно в процессе деформирования или по его результатам. Законы деформирования тел являются предметом изучения реологии, основная задача которой состоит в отыскании зависимостей между кинематической величиной (деформацией) и динамической величиной (напряжением) в данной точке тела при известных внешних силах, действующих на систему в данный момент, и предыстории их действия. Эти зависимости содержат параметры, являющиеся характеристиками тел.

Решение основного вопроса реологии — установление реологического уравнения — возможно принципиально различными способами, в частности, применением модельного метода описания реологического поведения тела, отысканием эмпирических формул, определением реологических зависимостей из молекулярно-кинетических представлений.

Изучение законов деформации и течения привело к созданию теоретических реологических тел, которые имитируют с помощью пружин, ползунов и поршней упруговязкопластичные свойства реальных тел. Так, различают тела Шведова, Бингама, Кельвина и Сен-Венана, жидкости Максвелла и т. д. Деформационные и релаксационные процессы в глинистых суспензиях в области неразрушенных структур с достаточной точностью можно проследить при помощи последовательно соединенных моделей Максвелла — Шведова и Кельвина.

В области частично разрушенных структур, что характерно для условий скважины, буровой раствор, как правило, описывают вязкопластичным телом Бингама:

$$\tau = \tau_0 + \eta/\dot{\epsilon}, \quad (2.1)$$

которое при напряжениях ниже критического значения τ_0 не деформируется, а при больших напряжениях течет подобно вязкой жидкости. Жидкость, соответствующую телу Бингама, можно рассматривать как истинную жидкость с переменной эффективной вязкостью, которая зависит от скорости сдвига:

$$\eta_{\text{эф}} = \eta + \tau_0/\dot{\epsilon}. \quad (2.2)$$

В области средних значений градиентов скоростей сдвига буровой раствор можно описать моделью Оствальда — де Ваала

$$\tau = K\dot{\epsilon}^n, \quad (2.3)$$

где K , n — показатели соответственно консистентности системы и степени неньютоновского поведения жидкости.

При $n = 1$ жидкость неньютоновская; при $n > 1$ — дилатантная, при $n < 1$ — вязкопластичная. Степенная зависимость, исходя из размерностей, не является законом. Величины K и n — постоянные числа для данного материала. Эффективная вязкость жидкости Оствальда — де Ваала зависит от $\dot{\epsilon}$ и определяется уравнением

$$\eta_{\text{эф}} = K\dot{\epsilon}^{n-1}. \quad (2.4)$$

Для описания свойств буровых растворов в гидравлических расчетах обычно используют уравнения (2.1) и (2.3). При малых скоростях сдвига более приемлемо выражение (2.3), хотя кривая, характеризуемая степенным уравнением, всегда проходит через начало координат и, следовательно, невозможно делать выводы о величине предельного динамического напряжения сдвига. На рис. 2.1 приведена аппроксимация реальной реологической кривой двумя моделями.

Для более точного описания реологической кривой в ряде случаев применяют более сложное уравнение или представляют эту кривую набором функций, характеризующих ее различные участки, с указанием границ применимости каждой из них. В качестве, например, трехпараметрического уравнения можно использовать функцию $\tau = \tau_0 + K\dot{\epsilon}^n$, являющуюся комбинацией уравнений (2.1) и (2.3).

Л. И. Щеголевский и Я. И. Тарханов показали, что для любых буровых растворов кривые течения в координатах эффективная вязкость — градиент скорости устойчиво аппроксимируются гиперболическим уравнением вида

$$\eta_{\text{эф}} = c\dot{\epsilon}^{-k} + \eta^*, \quad (2.5)$$

где η^* — наименьшая ньютоновская вязкость предельно разрушенной структуры; c и k — константы данного раствора при фиксированной температуре.

Наиболее перспективны реологические исследования, которые объединяют принцип моделирования, проводимый с учетом экспериментальных зависимостей напряженно-деформированно-

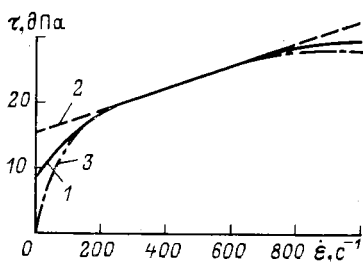


Рис. 2.1. Реологические кривые бурового раствора:

1 — реальная, 2, 3 — построенные по уравнениям Бингама и Оствальда — де Ваала соответственно

го состояния реальных тел, с молекулярно-кинетическими представлениями. При этом совокупность механических величин будет не только характеризовать реологическую кривую, но и раскрывать сущность деформационного процесса в системе. Такое направление работ характерно для школы акад. П. А. Ребиндера. Одним из первых возникло предположение, что основной (итоговой) характеристикой структурно-механических свойств дисперсных систем, в которых в зависимости от скорости деформации равновесно протекают два противоположных процесса — разрушение и восстановление структуры, является эффективная вязкость ($\eta_{эф}$). Характер зависимости $\tau = f(\eta_{эф})$ позволил разделить все реальные тела на две основные группы без резкой границы между ними: жидко- и твердообразные. В жидкообразных системах с увеличением τ не обнаруживается скачкообразного изменения $\eta_{эф}$. Их реограммы

в координатах $\tau - \dot{\epsilon}$ проходят через начало координат. Для твердообразных систем характерно резкое падение $\eta_{эф}$, что дает возможность установить предел текучести (истинный или условный). Буровые растворы в основном относятся к твердообразным системам.

Анализ семейства кривых кинетики развития деформации во времени в области неразрушенных структур и особенности реологической кривой течения дисперсии с различной степенью разрушенности структуры позволили выявить ряд независимых констант.

Относительная деформация модели Максвелла — Шведова и Кельвина (область неразрушенных структур), развивающаяся за время t при $\tau = idem$, описывается уравнением

$$\epsilon = \frac{\tau}{E_1} + \frac{(\tau - \tau_1)t}{\eta_1} + \frac{\tau}{E_2} \left[1 - \exp \left(-\frac{E_2}{\eta_2} t \right) \right]. \quad (2.6)$$

Эта деформация складывается из трех деформаций. В начальный момент времени возникает быстрая эластическая деформация ϵ_0 , связанная с поворотом частиц вокруг контактов, которой соответствует условно-мгновенный модуль упругости $E_1 = \tau/\epsilon_0$. Затем развивается медленная эластическая деформация $\epsilon_2 = \epsilon_m - \epsilon_0$, обусловленная перемещением узлов контактов по поверхности частиц. Ей соответствует модуль эластичности E_2 . Деформации ϵ_m , возникающей при полном развитии эластической деформации (до начала течения), соответствует равновесный модуль $E = \tau/\epsilon_m = E_1 E_2 / (E_1 + E_2)$; $E^{-1} = E^{-1}_1 + E^{-1}_2$. Вязкость упругого последействия характеризуется η_2 . Далее при $\tau > \tau_1$

развивается пластическая деформация течения $\dot{\epsilon}_1 t = \frac{\tau - \tau_1}{\eta_1} t$, ко-

торая определяется (по Ф. Н. Шведову) наибольшей пластической вязкостью η_1 и пределом текучести τ_1 . Все эти константы могут быть измерены и позволяют вычислить периоды релакса-

ции $\lambda_1 = \eta_1/E_1$, $\lambda_2 = \eta_2/E_2$; медленную эластичность $\lambda = E_1(E_1 + E_2)$; пластичность (по М. П. Воларовичу) τ_1/η_1 .

Прочность в общем случае зависит от задаваемой скорости нагружения (или скорости деформации) и вследствие релаксации убывает с уменьшением этой скорости. Это явление исследуют при анализе кривых $\tau(t)$ или $\tau(\epsilon)$, которые можно построить, используя метод $\epsilon = \text{idem}$.

Для вязкоупругопластичных материалов при очень низких скоростях деформации, не превышающих величин, реализуемых в приборе СНС-2, когда скорость нарастания напряжения соизмерима со скоростью релаксации, эти кривые отражают монотонный рост τ с увеличением t или ϵ . Начальная восходящая ветвь кривых плавно переходит в ветвь, параллельную ϵ или t , что соответствует установившемуся режиму деформации при напряжении $\tau_{уст}$, которое определяется скоростями релаксации и деформации (пластическое течение).

При повышении скорости деформации монотонные кривые переходят в кривые с максимумом, причем в значительном интервале ϵ максимум для ряда дисперсий достигается при одних и тех же значениях ϵ , и отвечающее максимуму напряжение остается постоянным. Экспериментально для ряда буровых растворов это было обнаружено Л. И. Щеголевским и Я. И. Тархановым. Нижняя граница этой области обусловлена релаксационным спектром, а верхняя — инерционными характеристиками системы прибор — раствор. Вслед за максимумом кривые напряжения круто падают и переходят в ветви установившегося режима течения.

Переход через максимум напряжений, который принято называть пределом сдвиговой прочности, соответствует превращению дисперсии из твердообразного тела в жидкость, способную деформироваться (течь) неограниченно долго.

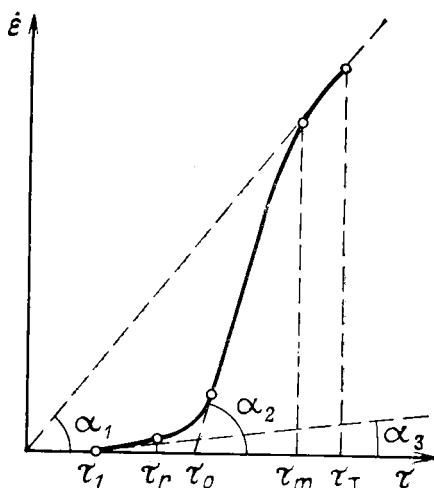
Понятие сдвиговой прочности соответствует понятию предельного статического напряжения сдвига. Однако первый имеет более четкий физический смысл и определяется как особая точка на кривой $\tau(\epsilon)$, а θ_c устанавливается по началу развития необратимых деформаций, что визуально трудно отметить с большой точностью.

Схематично реологическая кривая течения для твердообразного тела применительно к решаемым задачам представлена на рис. 2.2. При напряжениях, больших τ_1 , тело течет так, что его структура успевает восстанавливаться, а вязкость равна η_1 .

С увеличением нагрузки, а следовательно, скорости деформирования для дисперсии характерно состояние со все возрастающей степенью разрушенности динамической структуры (участок реограммы при $\tau_r < \tau < \tau_m$). Прямолинейный участок описывается телом Бингама. Одновременно в системе за конеч-

Рис. 2.2. Характерная реологическая кривая для твердообразной системы:

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \eta_m = \tau_m / \dot{\epsilon}; \quad \operatorname{tg} \alpha_2 = \eta = (\tau - \tau_0) / \dot{\epsilon}; \quad \operatorname{tg} \alpha_3 = \eta_1 = (\tau - \tau_1) / \dot{\epsilon}$$



ный промежуток времени происходит ориентирование кинетических единиц течения.

При τ_m все поперечные связи оказываются разрушенными, анизодиаметрические частицы располагаются вдоль линий тока, и система вновь течет с постоянной минимальной вязкостью η_m , большей, чем вязкость дисперсионной среды η_s . Течение остается ламинарным до $\tau = \tau_t$. Выше этого значения возникает турбулентный поток.

Многочисленные экспериментальные исследования подтвердили эффективность предложенного метода характеристики структурно-механических свойств различных дисперсных систем, в том числе и для целей бурения. Однако общий недостаток предложенного метода — отсутствие учета кинетики тиксотропных превращений как в покое (использовали предельно упрочнившиеся структуры), так и при течении (предполагали инвариантность реологических характеристик).

Развитие подобных методов в трудах П. Ф. Овчинникова, Н. В. Михайлова, Н. Н. Круглицкого не только дало данные для уточнения классификации и описания различных тел, но и позволило связать совокупность их механических характеристик со временем ориентирования частиц в потоке, диаметром кинетических частиц, энергией взаимодействия между ними, температурой, а также объемом «дырок» между молекулами и структурированными кинетическими единицами в начале и конце соответствующей S-образной кривой течения.

Г. М. Бартнев и Н. В. Ермилова предложили общую молекулярно-кинетическую теорию неньютоновского течения сложных многокомпонентных систем с учетом двух основных механизмов — Эйринга и Ребиндера, — объясняющих структурную

вязкость дисперсных систем. Первый связан с уменьшением энергии активации течения при увеличении сдвигового напряжения без разрушения структуры, второй — с тиксотропным разрушением структуры. В предложенном механизме течения общее сдвиговое напряжение рассматривается как сумма элементарных взаимодействий групп различных частиц одного слоя с частицами другого, перемещающегося относительно первого. Сдвиговые напряжения, приложенные к различным группам, предполагаются неодинаковыми, так как для передвижения различных кинетических единиц с одинаковой скоростью требуются разные усилия. В связи с этим показывается, что не τ , а ϵ является величиной, однозначно определяющей вязкость сложной системы. Для учета эффекта разрушения выявлена связь ϵ со спектром времен релаксации λ_{ij} .

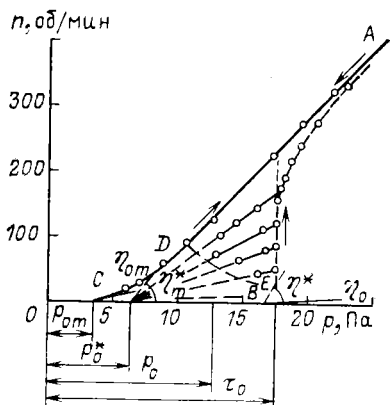
Исходя из этих предположений было найдено реологическое уравнение для n -компонентной системы. Полученное уравнение вязкого течения $\eta = \eta(\epsilon)$ содержит величины, характеризующие доли площади поверхности скольжения S_{ij} частиц ij -й группы с геометрическими размерами d_i , λ_{ij} ; скорость тиксотропного восстановления структуры; энергии активации системы с неразрушенной и предельно разрушенной структурами. Это уравнение позволяет описать как монотонные, так и ступенчатые кривые течения, выяснить области действия механизма течения Эйринга и механизма разрушения структуры.

При обработке экспериментальных данных, полученных для различных дисперсий по упрощенной формуле вязкости (для двухкомпонентной системы), была доказана справедливость такого подхода к решению задачи и, в частности, выявлена возможность вычисления по известной реологической кривой размеров кинетических единиц течения, величин скорости тиксотропного восстановления структуры, времен релаксации и энергии активации в условиях неразрушенной и разрушенной структур. Однако усложнение представлений об исследуемой системе (полидисперсность, многофазность, что характерно для буровых растворов) затрудняет практическое использование данного метода.

Форма реологической кривой тиксотропной системы зависит от полноты завершенности ее структуры в покое, величины и времени нагружения (или деформации), темпа изменения напряжения (или деформации). Это обуславливает возникновение известных петель гистерезиса, циклов, которые применяли для исследования процессов структурообразования.

С. Ю. Жуховицкий впервые рассмотрел возможность описания полных реологических кривых на примере суспензии тульской глины, обработанной гуматами, которая может использоваться как буровой раствор. По мнению автора, реологические свойства суспензии описываются пучком расходящихся из од-

Рис. 2.3. Полный реологический цикл (по С. Ю. Жуховицкому) с выходом в область пластической вязкости потока с предельно разрушенной структурой (71%-ная суспензия тульской глины, содержащая 0,8 % гуматов натрия)



ной точки обратимых ньютоновских прямых (рис. 2.3), обрывающихся со стороны наибольших касательных напряжений на пересечении с S-образной граничной кривой (BEA), которая непосредственно не несет реологической функции. При этом обратимый переход геля в золь, представляющий собой полный реологический цикл, последовательно включает разрушение структуры геля на S-образном участке граничной кривой, переход в начало координат по ньютоновской обратимой реологической прямой, соответствующей состоянию золь, тиксотропное упрочнение в состоянии покоя (гелеобразование) и перемещение по реологической прямой наибольшей вязкости η_0 практически неразрушенной структуры в исходную точку у бингамовского предела текучести. Для более концентрированных суспензий цикл смещается в сторону увеличивающихся напряжений на величину p^*_0 (см. рис. 2.3). Полный реологический цикл описывают шесть константами: $\eta_0, p_0, \eta^*_m, p^*_0, \eta_{0m}, p_{0m}$ (при этом $\eta_0 > \eta_{0m} > \eta^*_m$, а $p_0 > p^*_0 > p_{0m}$, несколькими точками перехода (B, E, A, D, C) и бингамовскими величинами τ_0 и η^* , условно характеризующими приближенно линейную часть S-образного участка.

Механизм явления С. Ю. Жуховицкий связывает с разрушением (восстановлением) агрегатов-обломков геля и высвобождением (захватом) иммобилизованной дисперсионной среды.

Однако такое представление является неполным. Описаны реологические циклы систем, находящихся только в равновесном состоянии; явление тиксотропии учтено лишь при рассмотрении зависимости полного и неполных реологических циклов от продолжительности гелеобразования системы в покое.

Если с физико-химической точки зрения природа взаимодействия частиц тиксотропной системы в покое и движении одинакова, то характеристики процессов структурообразования, определенные в каждом из этих случаев, специфичны и не всегда связаны простой функциональной зависимостью.

Для оценки кинетики тиксотропного упрочнения предложены разные методы. Е. М. Тарасова для этой цели использует отношение $(\theta_{\max} - \theta_{\min})/\theta_{\min}$, где $\theta_{\max}$ и $\theta_{\min}$ — максимальное и минимальное значения предельного статического напряжения сдвига. В нефтепромысловой практике коэффициент тиксотропии измеряют величиной θ_{10}/θ_1 . К. Ф. Паус предлагает величину $(\theta_{10} - \theta_1)/\theta_1$. Однако отсутствие возможности оценить кинетику структурообразования снижает ценность этих методов.

Гаррисон, исследовав скорость нарастания статического напряжения сдвига во времени t для суспензий бентонита, нашел, что это изменение можно определить по формуле:

$$\theta_t = \frac{\theta_{\max} \gamma t}{1 - \gamma t}, \quad (2.7)$$

где γ — коэффициент, имеющий размерность скорости.

Л. И. Щеголевским и Я. И. Тархановым предложена эмпирическая модель для описания упрочнения структуры во времени:

$$\theta_t = A_1 t^n \quad (2.8)$$

(коэффициенты A_1 и n определяются экспериментально).

Недостаток моделей (2.7) и (2.8) — равенство нулю прочности структуры всех систем в начальный момент времени, что не соответствует опыту. Кроме того, если максимальная прочность по уравнению (2.7) конечна, то по формуле (2.8) она равна бесконечности.

В. И. Матыцын показал, что процесс тиксотропного упрочнения может быть описан более сложной эмпирической зависимостью из представлений начального этапа упрочнения (для любых типов кривых) в виде экспоненты, прямолинейного участка в виде произведения скорости структурообразования K_2 (на этом участке) на время t и прочности структуры θ_0 при $t = 0$:

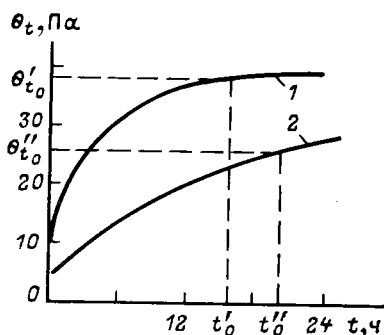
$$\theta_t = A \left[1 - \exp\left(-\frac{t}{t_0}\right) \right] + K_2 t + \theta_0, \quad (2.9)$$

где A — экспоненциальный множитель; t_0 — период времени формирования основного этапа процесса, соответствующего криволинейной части кривой.

Кривые тиксотропного упрочнения в координатах θ_t — t при $\varepsilon = \text{idem}$ позволяют выделить системы с быстро- и медленно-формирующимися структурами. Характер набора прочности В. И. Матыцын связывает с преимущественным развитием каждой из трех возможных деформаций: быстрой и медленной эластической, а также пластической. На большом экспериментальном материале показано, что буровые растворы, характеризующиеся преобладающим развитием ε_0 , образуют в покое быстро-

Рис. 2.4. Кривые тиксотропного упрочнения:

1, 2 — суспензии соответственно при $C_r = -10\%$ и обработанная 1 % КМЦ



формирующиеся структуры, а преобладание ε_2 и ε_{1t} способствует возникновению медленноформирующихся структур.

В быстроформирующихся структурах (рис. 2.4, кривая 1) выделяют три этапа структурообразования. Первый этап характеризуется временем $t_{\min}$ и осуществляется путем взаимодействия частиц по активным центрам; второй — обусловлен взаимной ориентацией агрегатов структуры и образованием каркаса во всем объеме структуры за конкретное время; третий — соответствует упрочнению структуры за счет возникновения дополнительных контактов между частицами в результате их малых перемещений, связанных, например, с тепловым движением, и может протекать длительное время. При этом θ_t достигает значения $\theta_{\max}$. В медленноформирующихся структурах (см. рис. 2.4, кривая 2) можно выделить процессы, относящиеся лишь ко второму и третьему этапам.

Описание тиксотропии затруднено не только сложностью происходящих в покое или при течении процессов структурообразования. На получаемые результаты влияет исходное состояние исследуемого образца, поскольку тиксотропная система обладает памятью своей предыстории. В этих целях, например перед измерением θ_t , образец перемешивают в рабочем зазоре пластометра определенное время и с заданной интенсивностью. Исследования, проведенные Э. Г. Агабальянцем и В. И. Рябченко, выявили, что для ряда глинистых дисперсий значение θ_t зависит не только от интенсивности, но и от характера перемешивания.

Обнаруженное явление названо ориентационно-тиксотропным эффектом. В отличие от реопексии, характеризующей уменьшение времени загустевания дисперсии в потоке, ориентационно-тиксотропный эффект связан со способностью дисперсии сохранять в покое возникшую при перемешивании ориентацию частиц и вследствие этого обладать (для одного образца) различной кинетикой тиксотропного упрочнения, а также разной промежуточной и конечной прочностями структуры. Напротив,

нахождение в покое реопектических тел возвращает их в исходное состояние.

Для выявления указанного эффекта было использовано три метода предварительного механического разрушения структуры суспензий. При первом методе суспензии интенсивно (400—500 об/мин) размешивали лопастной мешалкой непосредственно перед измерением. При втором — структуру суспензий разрушали в зазоре шириной 1 мм модернизированного прибора СНС-2 путем вращения его внешнего цилиндра (частота от 100 до 500 об/мин). При третьем — суспензию перемешивали в зазоре прибора СНС-2 с помощью крутильных колебаний внутреннего цилиндра с частотой 1—1,5 Гц и амплитудой 10—15°.

Наименьшие величины θ_1 и θ_{10} были получены при первом методе подготовки образца, максимальные — при использовании второго метода.

Механизм явления объясняется следующим. В мешалке анизодиаметричные глинистые частицы располагаются хаотично, что обеспечивает после прекращения перемешивания равновероятную возможность образования различных типов контактов в процессе структурообразования. В связи с неравноценностью различного типа контактов такое расположение не позволяет достичь максимально возможной прочности структуры. При вращении внешнего цилиндра частицы ориентируются своей длинной осью вдоль потока, образуя упорядоченную структуру со значительно увеличенной долей активных контактов типа плоскость — плоскость, плоскость — ребро и ребро — ребро. Уменьшая плавно частоту вращения до нуля, можно сохранить возникшую структуру в покое и, следовательно, начать тиксотропное упрочнение при иных начальных условиях. При одинаковом содержании глины в суспензии прочность такой ориентированной структуры на 15—20 % больше по сравнению с ее прочностью при хаотичном расположении частиц.

Крутильные колебания также обеспечивают некоторую ориентацию частиц, однако она может нарушаться при перемене знака у скорости движения.

Ориентационно-тиксотропный эффект наиболее сильно проявляется в водных дисперсиях монтмориллонита и палыгорскита, частицы которых анизодиаметричны. В дисперсиях глуховецкого каолинита этот эффект практически отсутствует. Диспергирование суспензий монтмориллонита и палыгорскита вследствие, например, выдержки в автоклаве повышает этот эффект. Такой же результат достигается увеличением концентрации глины в суспензии.

Добавление ПАВ в дисперсии, например гуматов натрия, приводит к уменьшению, а затем к исчезновению тиксотропно-ориентационного эффекта. Это обусловлено значительным уменьшением числа контактов в единице объема системы в результате образования сольватных оболочек на поверхности

частиц, улучшения взаимоскольжения и понижения связей между частицами до уровня, не препятствующего их дезориентации вследствие броуновского движения.

Добавка электролита увеличивает влияние способа предварительного разрушения вплоть до наступления коагуляционного разжижения. В солестойких, ингибирующих и утяжеленных растворах ориентационно-тиксотропный эффект отсутствует, так как их твердая фаза в основном представлена частицами, которые не обладают анизодиаметричностью.

Ориентационно-тиксотропный эффект характерен для быстроформирующихся структур, при измерении которых характерно резкое уменьшение угла закручивания (реверс) внутреннего цилиндра прибора СНС-2.

Таким образом, только учет предыстории структурированной системы позволяет обоснованно сопоставлять различные методы оценки кинетики тиксотропии и не допускать существенных погрешностей в технологических расчетах.

Попытки учесть предысторию дисперсии делались при определении кривых течения. Особый практический интерес представляло установление условий инвариантности реологических характеристик — предельного динамического напряжения сдвига и пластической вязкости.

П. А. Ребиндер и Е. Е. Сегалова считают, что для тиксотропных систем инвариантные значения этих параметров возможны только в двух случаях:

тиксотропная структура разрушена настолько, что в процессе измерений не происходит ее дальнейшего разрушения, а время измерения достаточно мало для существенного восстановления структуры (неравновесные реологические параметры);

достигнуто стационарное течение тиксотропной системы, при котором каждой скорости сдвига соответствует установившееся равновесие между процессами разрушения и восстановления структуры (равновесные реологические параметры).

Следовательно, учет тиксотропии суспензий требует признания двух типов инвариантных реологических параметров и в связи с этим разработки двух методов определения. По методу Б. С. Филатова раствор перемешивают в зазоре вискозиметра до достижения равновесной степени разрушения структуры, а затем частоту вращения быстро снижают, отмечая касательные напряжения, что позволяет найти неравновесные реологические параметры. Метод К. Ф. Жигача и Н. М. Касьянова требует выдержки при каждой частоте вращения.

Развивая представления о пространственных структурах, можно полагать, что степень ориентированности таких структур будет фактором, определяющим возможность получения инвариантных характеристик при оценке не только прочностных, но и реологических свойств растворов, поскольку взаимная ориентация частиц в потоке также обуславливает возможность

преобладания тех или иных типов контактов и взаимодействия между этими частицами.

Динамический ориентационно-тиксотропный эффект, как и при определении θ_1 , обусловлен: 1) степенью анизодиаметричности частиц дисперсной фазы; 2) неравномерностью распределения активных участков на их поверхности; 3) соотношением концентраций фракций частиц анизодиаметрической формы и частиц, близких по форме к шарообразным; 4) степенью ориентированности частиц при различных градиентах скорости деформации сдвига. Для шарообразных частиц с равномерно распределенными по поверхности активными участками условия возникновения такого эффекта отсутствуют.

В связи с этим рассмотрим возможность получения различных инвариантных реологических параметров. При установлении неравновесных реологических параметров требуется так быстро уменьшать градиент скорости, чтобы достигнутая максимальная степень разрушения структуры осталась неизменной. Однако, если для ряда растворов упрочнение и, возможно, упорядочение динамической структуры происходят достаточно медленно, что позволяет считать постоянной степень разрушения структуры, то для других эти процессы протекают значительно быстрее, непосредственно следуя изменению градиента скорости сдвига.

Полученные экспериментальные данные позволяют утверждать, что разница между равновесными и неравновесными реологическими параметрами отсутствует для солестойких, ингибирующих и утяжеленных буровых растворов. Наибольшая разница характерна для суспензий монтмориллонита и палыгорскита, не прошедших стадию флокуляции. При добавлении УЩР, КМЦ и других реагентов эта разница уменьшается. Следовательно, если условие постоянства максимальной степени разрушения структуры при меньших градиентах скорости не может быть выполнено, то нельзя определить неравновесные реологические параметры. Кроме того, поскольку градиент скорости определяет степень не только разрушения, но и модифицирования динамической структуры, измеряемые неравновесные реологические параметры будут зависеть от выбранной величины максимального градиента скорости сдвига.

Метод определения равновесных реологических параметров позволяет получать инвариантные значения этих характеристик и сопоставлять их в пределах одного линейного участка реологической кривой.

В связи с тем, что условия течения дисперсной системы в рабочих элементах ротационного и капиллярного вискозиметра обычно различны, то чем в большей степени проявляется динамический ориентационно-тиксотропный эффект, тем труднее получить сопоставимые результаты с помощью этих двух разных приборов. Полученные на практике корреляции между рео-

логическими параметрами, измеренными на приборах различного типа, обычно являются результатом экспериментального нахождения для исследуемых дисперсий коэффициентов, которые учитывают различие характера динамических структур, возникающих в каждом реометре. Изменение конструкции реометров, выбор интервала ϵ (или τ) требуют нахождения новых коэффициентов. Аналогичная ситуация возникает при исследовании образцов других типов дисперсий.

Таким образом, для эффективного использования структурно-реологических показателей в технологическом процессе бурения необходимо развить представления о тиксотропном структурообразовании этих систем применительно к условиям скважины и на этой основе разработать методы и средства их контроля и управления.

2.2. ОБОБЩЕННОЕ ОПИСАНИЕ СТРУКТУРНО-РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТИКСОТРОПНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Процессы структурообразования в динамических условиях обусловлены физико-химическим состоянием системы, т. е. индивидуальны для каждого тиксотропного бурового раствора. Следовательно, анализ особенностей перестройки динамической структуры при постоянном гидродинамическом параметре τ (или ϵ) или при их совместном изменении может стать основой разработки методов исследования растворов.

Тиксотропная пластично-вязкая дисперсная система может находиться в бесчисленном множестве состояний, каждому из которых соответствуют определенное строение структуры системы и пара значений τ и ϵ . На координатной плоскости τ — ϵ **каждое состояние системы с частично разрушенной структурой** изображается точкой, а переход из одного состояния в другое — ее перемещением.

Совокупность установившихся состояний показывается в виде непрерывного ряда точек, образующих равновесную реологическую кривую. Все остальные состояния являются неустановившимися и изображаются полем точек, расположенных по обе стороны от линии равновесных состояний.

Пусть имеется возможность при деформировании тиксотропной системы изменять величину ϵ на малую величину $\Delta\epsilon$ и настолько быстро, что при этом не произойдет существенной перестройки ее структуры. Такое изменение ϵ (например, от ϵ_b до ϵ_a на рис. 2.5) вызовет вначале резкий скачок τ (по линии BA_2), а затем уже при постоянном значении $\epsilon = \epsilon_a$ — плавное изменение τ до равновесного значения τ_p (по линии A_2A). Сово-

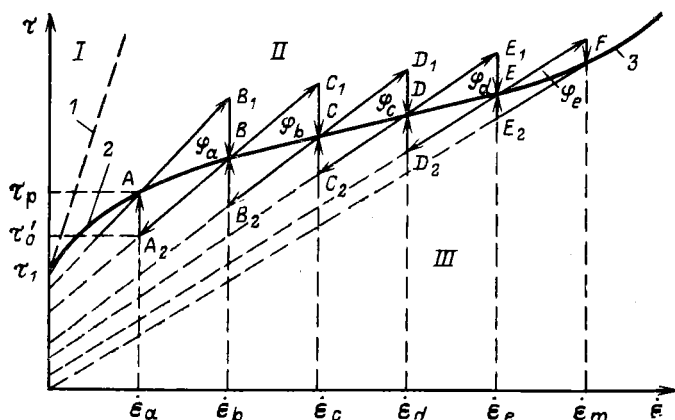


Рис. 2.5. Зависимость τ от ϵ для тиксотропной дисперсии, характеризуемой обратимой равновесной реограммой (изменение ϵ по ступенчатой программе): 1 — прямая предельно восстановившейся структуры; 2 — равновесная обратимая реологическая кривая; 3 — прямая предельно разрушенной структуры, характеризуемая максимальной ньютоновской вязкостью η_m ; $AB_1, BA_2, BC_1, \dots, FE_2$ — прямые постоянных динамических структур при $\epsilon_a, \epsilon_b, \dots, \epsilon_m$

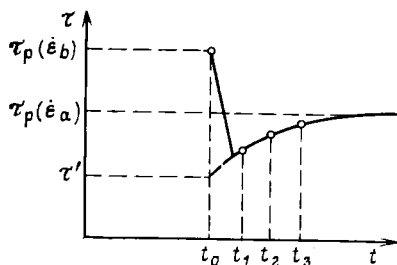


Рис. 2.6. Кинетика восстановления структуры тиксотропной дисперсии при постоянном ϵ (при $\epsilon_a < \epsilon_b$)

купность этих равновесных значений (точки A, B, C, D, E, F) представляет собой равновесную (в данном случае обратимую) реограмму.

Такое скачкообразное изменение τ вызвано изменением вязкостного сопротивления при практически постоянной структуре системы, не успевающей мгновенно перестроиться. В этих условиях реализуется механизм течения Эйринга. Характер взаимодействия между кинетическими элементами течения и их размеры сохраняются. Последующее медленное изменение τ (рис. 2.6) отражает происходящую в структуре перестройку при по-

стоянном ϵ , в результате которой она приходит в соответствие с новым режимом деформирования, т. е. реализуется механизм перестройки структуры П. А. Ребиндера. При этом изменяется число поперечных связей между кинетическими элементами течения и, возможно, их размеры. В общем случае τ изменяется

по двум одновременно действующим причинам. Однако для анализа, проведенного автором совместно с И. Н. Гудным, целесообразно учитывать эти причины отдельно.

Если динамическая структура остается неизменной, то зависимость τ от ε в малом интервале $\Delta\varepsilon$ линейна (см. рис. 2.5) и представляется прямыми $AB_1, BC_1, \dots, FE_1$, если ε увеличивается, или прямыми $BA_2, CB_2, \dots, FE_2$, если ε уменьшается.

Линейность такой зависимости, особенно при уменьшении ε , подтверждена экспериментальными данными и соответствует теоретическим представлениям о механизме течения систем, на структуру которых не влияет величина ε . Нарушение линейности всегда связано с той или иной перестройкой структуры.

Отрезки $AB_1, BA_2, \dots, E_1F, FE_2$ можно назвать прямыми постоянных структур, так как каждый из них по всей длине отражает различные состояния одной какой-либо динамической структуры: точка пересечения отрезка с равновесной реограммой — равновесное, установившееся, состояние, а остальные его точки — неравновесные состояния. Чем дальше точка на этих прямых удалена от равновесной реограммы (по вертикали), тем больше степень неравновесности состояния структуры. Состояние системы, отвечающее такой точке, неустойчиво, и равновесие (при $\varepsilon = \text{idem}$) восстанавливается путем изменения структуры. Уравнение прямой постоянной структуры следующее:

$$\tau = \tau'_0 + \eta'\varepsilon. \quad (2.10)$$

Величина τ'_0 (начальная ордината прямой) представляет собой пластическую составляющую сопротивления, которое оказывала бы данная динамическая структура сдвигу при бесконечно малой (нулевой) скорости деформации. Для ряда структур $\tau'_0 = 0$, как, например, для прямой 3 (см. рис. 2.5), которая имеет тот же физический смысл, что и прямые постоянных структур. Пластическая составляющая мало зависит от ε и определяется главным образом характером структуры системы: концентрацией и взаимной ориентацией частиц твердой фазы, силами их взаимодействия и т. п.

Второй член в формуле (2.10) пропорционален ε (вязкостная составляющая сопротивления течению) и по физическому смыслу аналогичен пластической (при $\tau'_0 \neq 0$) или ньютоновской (при $\tau'_0 = 0$) вязкости. При неизменной динамической структуре величины τ'_0 и η' постоянны, т. е. являются константами системы.

Совокупность прямых постоянных структур характеризует все возможные динамические структуры данной системы в рав-

новесных и неравновесных состояниях. Чтобы на какой-либо прямой постоянной структуры найти точку, определяющую равновесное состояние этой структуры, достаточно решить систему уравнений для этой прямой и равновесной реологической кривой $\tau_p = \tau_p(\epsilon_p)$ относительно переменных τ и ϵ .

Рассмотрим как меняется τ с изменением динамической структуры, но при постоянной величине ϵ . В результате перестройки структуры изменяется внутренняя энергия системы. В связи с этим изменяется и удельная мощность N , необходимая для поддержания стационарного потока в системе. Если происходит восстановление структуры, то для поддержания потока с заданным значением ϵ необходимо увеличить величину N , которая будет изменяться, пока не возникнет иная динамическая структура, отвечающая новому режиму деформирования.

Структура разрушается или восстанавливается только при наличии разности между текущим мгновенным значением тангенциального напряжения τ и его равновесным значением τ_p , соответствующим заданной скорости деформации ϵ . Эту разность можно рассматривать как движущую силу процесса, так как именно неуравновешенность внешних сил, действующих на систему, силами сопротивления, которое способны оказывать отдельные ее элементы (первичные чиститцы), — причина перестройки структуры. При этом изменяется число поперечных и продольных связей между цепочками кинетических элементов потока, а также, вероятно, их размеры. Система приходит в равновесное состояние, когда эта разность становится равной нулю. Каждому равновесному состоянию соответствует свое распределение по размерам агрегатов, являющихся кинетическими элементами потока.

Разрушение агрегатов при увеличении и последующем поддержании постоянной величины ϵ ведет к снижению вязкости вследствие высвобождения иммобилизованной дисперсионной среды. Агрегирование возможно в том случае, если силы связи, возникающие между частицами во время их контакта в потоке, которое определяется величиной ϵ , превышают диспергирующее воздействие в потоке при данном τ . На основании изложенного можно считать, что скорость, с которой характеристическая точка в системе координат стремится к равновесной кривой

(при $\epsilon = \text{idem}$), пропорциональна разности $\tau - \tau_p$:

$$\frac{d\tau}{dt} = -\varphi(\tau - \tau_p), \quad (2.11)$$

где φ — коэффициент, характеризующий податливость данной структуры к ее изменению под действием единичной силы, с^{-1} .

Коэффициент φ имеет смысл скорости изменения внутренней энергии системы в результате перераспределения связей между кинетическими элементами потока, а также изменения их размеров. Если считать коэффициент φ постоянным, то интегрирование уравнения (2.11) приводит к экспоненциальной зависимости τ от времени t . Однако при движении характеристической точки по прямой, параллельной оси τ (A_1A , B_1B , B_2B и т. д.), эта точка пересекает ряд прямых постоянных структур, что отражает непрерывное изменение динамической структуры. Естественно предположить, что при этом меняется и податливость структуры φ , так как различные динамические структуры способны по-разному противостоять разрушающим воздействиям. В связи с этим при интегрировании уравнения (2.11) должна получиться не экспоненциальная, а более сложная зависимость τ от t .

Таким образом, чтобы полностью описать тиксотропную дисперсную систему во всех возможных для нее реологических состояниях (равновесных и неравновесных), необходимо дополнить равновесную кривую течения семейством прямых постоянных структур и значениями параметра φ , соответствующими этим прямым. Через каждую точку равновесной кривой течения проходит одна прямая постоянной структуры и, следовательно, ей соответствует одна динамическая структура, оцениваемая значениями параметров τ'_0 , η' и φ . Задача экспериментального исследования тиксотропных систем в области обратимых равновесных и неравновесных состояний сводится к отысканию следующих функциональных зависимостей в графическом или аналитическом выражении:

$$\tau'_0 = \tau'_0(\tau_p, \varepsilon_p), \quad (2.12)$$

$$\eta' = \eta'(\tau_p, \varepsilon_p), \quad (2.13)$$

$$\varphi = \varphi(\tau_p, \varepsilon_p), \quad (2.14)$$

$$\text{где } \tau_p = \tau_p(\varepsilon_p). \quad (2.15)$$

Такие зависимости представляют собой индивидуальные характеристики и для каждой конкретной системы могут быть найдены только опытным путем. Зная эти функции, можно определить реологическое состояние конкретной системы при любом непрерывном или скачкообразном изменении скорости деформации или напряжения сдвига, начиная из заданного начального состояния.

Перестройка динамической структуры, как общее понятие, может обозначать различные скрытые механизмы этого процесса (ориентация частиц, разрушение или укрупнение агрегатов частиц, конформация молекул высокополимеров, десольватация,

высвобождение связанной жидкой фазы и т. д.). Большинство механизмов разрушения структуры ведет к уменьшению параметров τ_0 , η' , ϕ , т. е. к снижению положения прямой постоянной структуры на плоскости $\tau - \epsilon$ и уменьшению наклона этой прямой к оси ϵ . Восстановление структуры сопровождается ростом этих параметров. Когда структура предельно разрушена, значение ϕ равно нулю, а параметры τ_0 и η' становятся постоянными, не зависящими от скорости деформации ϵ , что приводит на графике $\tau - \epsilon$ к слиянию прямой постоянной структуры и равновесной реограммы на этом участке в одну прямую предельно разрушенной структуры. Если равновесная реограмма системы имеет начальный прямолинейный участок, расположенный в области малых ϵ , то он может быть представлен прямой предельно восстановленной структуры.

Развитые представления об особенностях структурообразования в условиях деформации позволяют также сделать вывод об области существования неравновесных состояний тиксотропных дисперсий. В соответствии с физическим смыслом прямых постоянных структур полагаем, что область II (см. рис. 2.5) в

плоскости $\tau - \epsilon$, заключенная между прямыми предельно восстановленной и разрушенной структур, является областью возможных реологических состояний данной тиксотропной системы. В области I и III характеристическая точка не может попасть независимо от программы изменения режима деформации. Этим определяется и область существования поля точек, характеризующих неравновесные состояния системы. Следовательно:

а) область неравновесных значений τ при $\tau < \tau_r$ для каждого ϵ всегда ограничена; б) если система находилась в равновесном

состоянии при $\epsilon_i = idem$, то область существования неравновесных значений ограничивается прямой постоянных структур, проходящей через $\tau_r(\epsilon_i)$, и участком равновесной реограммы в интервале $\epsilon \leq \epsilon_i$ (или $\epsilon \geq \epsilon_i$); в) погрешность представления равновесной кривой какой-либо совокупностью точек, отвечающих неравновесным состояниям, определяется областью их существования.

Рассмотренные закономерности процессов структурообразования в области частично разрушенных структур применимы к системам, для которых восходящая и нисходящая ветви равновесной реологической кривой не совпадают. Различие между соответствующими значениями τ_r для восходящей и нисходящей кривых при одинаковых ϵ обусловлено тем, что динамиче-

ская структура в первом случае как бы «помнит» состояние предельного упрочнения в покое, а во втором — максимально достигнутого разрушения. Прилагаемые механические воздействия не могут полностью исключить влияние предыдущих состояний.

Восходящая ветвь равновесной реограммы $\tau_p = \tau_p(\dot{\epsilon}_t)$ для системы, предварительно упрочненной в покое, всегда необратима. Она может быть воспроизведена только в результате повторного восстановления структуры в покое. Обратимой (условно) восходящая ветвь реограммы может быть только по отношению к нисходящей. Обе ветви должны соответствовать одному интервалу $\Delta \epsilon$, а процесс деформирования не должен прерываться.

Нисходящая ветвь равновесной реограммы $\tau_p = \tau_p[\epsilon_p, \tau_p(\dot{\epsilon}_i)]$ обратима (рис. 2.7) при следующих условиях: а) процесс деформирования не был прерван состоянием покоя; б) повторные изменения ϵ не приводили к превышению максимального значения $\epsilon_i \leq \epsilon_m$, которое было достигнуто при определении первичной восходящей ветви реограммы или ее участка.

Для такой тиксотропной системы (в отличие от рассмотренной выше) совокупность равновесных значений в плоскости $\tau - \epsilon$ представляет собой не линию, а площадь, ограниченную первичной восходящей и нисходящей ветвями после достижения максимальной степени разрушения структуры при

$$\tau_p = \tau_p[\epsilon_p, \tau_p(\dot{\epsilon}_m)]. \quad (2.16)$$

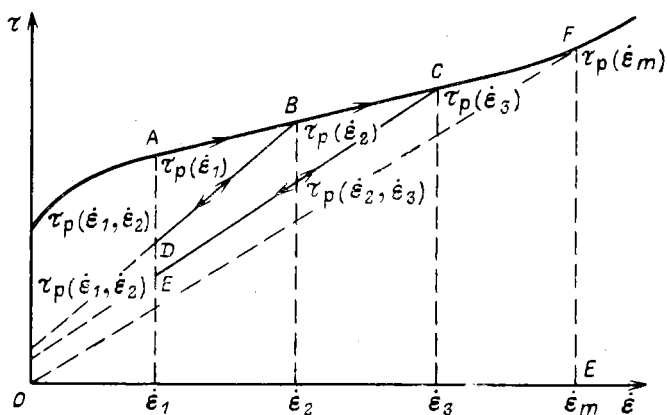


Рис. 2.7. Зависимость τ от ϵ для тиксотропной дисперсии, характеризуемой семейством равновесных реограмм

В зависимости от условий эксперимента возможно получение различных равновесных реограмм для одной системы (см. рис. 2.7). Так, если после предельного упрочнения структуры в покое деформирование осуществлять увеличением ϵ до ϵ_2 , а затем уменьшением до ϵ_1 , то будет получен обратимый равновесный участок реограммы BD .

Дальнейшее увеличение ϵ от ϵ_1 до ϵ_3 обеспечит получение равновесной реограммы с изломом в точке B , которая отделяет обратимый участок BD от необратимого участка BC . Уменьшение ϵ от ϵ_3 до ϵ_1 позволит получить обратимый участок равновесной реограммы CE , параметры которого отличаются от параметров участка BD , являясь функциями максимально достигнутого значения ϵ . Повторно участок BD может быть получен только после восстановления структуры в покое.

Для полного описания реологического поведения тиксотропной дисперсии необходимо уравнения семейства равновесных реограмм

$$\tau_p = \tau_p(\epsilon_p) \text{ при } \epsilon \rightarrow \epsilon_m \text{ (восходящая),} \quad (2.17)$$

$$\tau_p = \tau_p[\epsilon_p, \tau_p(\epsilon_i)] \text{ при } \epsilon \leq \epsilon_i \leq \epsilon_m \text{ (нисходящие)} \quad (2.18)$$

дополнить уравнениями семейства прямых постоянных структур для каждого τ_p и значениями параметра φ , соответствующего этим прямым:

$$\tau'_0 = \tau'_0[\tau_p, \epsilon_p, \tau_p(\epsilon_i)], \quad (2.19)$$

$$\eta' = \eta'[\tau_p, \epsilon_p, \tau_p(\epsilon_i)], \quad (2.20)$$

$$\varphi = \varphi[\tau_p, \epsilon_p, \tau_p(\epsilon_i)]. \quad (2.21)$$

Область существования поля точек, характеризующих возможные неравновесные состояния дисперсии, заключена между прямыми предельно восстановленной и разрушенной структур.

Уточним смысл найденных параметров путем рассмотрения их изменения при последовательном преобразовании тиксотропной системы в вязкопластическую, для которой характерна не зависящая от ϵ степень разрушения структуры. При этом семейство равновесных реограмм сливается в одну обратимую реограмму (см., например, рис. 2.2), коэффициент податливости φ уменьшается до нуля, все прямые постоянных структур совмещаются с обратимой равновесной реограммой. Прямые постоянных структур могут совмещаться с равновесной реограммой и в другом крайнем случае — вырождение тиксотропной

системы при условии бесконечно быстрого (хотя бы по отношению к применяемым методам исследования) восстановления структуры до равновесного состояния ($\varphi \rightarrow \infty$).

Сложное реологическое поведение буровых растворов обусловлено процессами перестройки их динамической структуры во времени. В связи с тем, что в результате такой перестройки система стремится к состоянию, характеризующему минимумом внутренней энергии согласно второму закону термодинамики, можно оценить происходящие процессы с энергетической точки зрения.

Рассмотрим реограмму (см. рис. 2.7) с энергетических позиций. Величина площади между кривой $\tau(\epsilon)$ и осью ϵ характеризует удельную мощность, затраченную на деформирование исследуемой системы. Эта мощность для дисперсных систем имеет две составляющие: N_0 — удельную мощность, расходующую для поддержания ньютоновского течения с определенными скоростями сдвига (площадь треугольника OFE), и ΔN — удельную мощность, затрачиваемую при тех же скоростях на предельное разрушение структуры. Как показали Н. В. Михайлов и А. Н. Лихтгейм, отношение $\Delta N/N_0$ представляет собой показатель образования коагуляционных структур.

Анализ, связанный с оценкой изменения удельных мощностей, которые затрачиваются на разрушение (ΔN_b) или восстановление (ΔN_n) структур в тиксотропных системах с учетом времени перехода системы из неравновесного состояния в равновесное, выполнен автором совместно с В. И. Мағыцыным. Для исследования использовали автоматический реометр, позволяющий по заданной программе изменять ϵ . Для расчета площади рассматривали участки реограмм, обобщенный вид которых представлен на рис. 2.8. Исследования проводили с применением чистых глинистых суспензий и с добавкой коагулятора.

Из табл. 2.1 видно, что отношение мощностей при выходе на равновесное состояние сверху вниз и снизу вверх зависит от типа суспензии и скорости сдвига. Так, для суспензий типа глина — вода это отношение близко к единице, для суспензий типа глина — вода — коагулятор оно значительно меньше, но характер зависимости сохраняется. Механизм явления объясняется различной скоростью структурообразования в потоке. Коагулированные системы характеризуются высокой скоростью тиксотропного восстановления структуры, поэтому удельная мощность, затрачиваемая на ее разрушение при одной и той же скорости сдвига, будет выше, чем для необработанных суспензий. Характер отношения времен t_n/t_b также одинаков для рассматриваемых суспензий, но с уменьшением скорости сдвига величина отношения растет. Это можно объяснить тем, что ско-

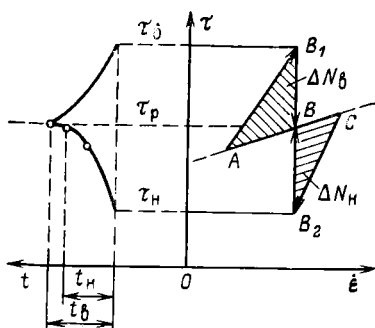


Рис. 2.8. Реограмма для расчета ΔN_H и ΔN_B :

t_B, t_H — время выхода системы в равновесное состояние соответственно с восходящей или нисходящей кривой

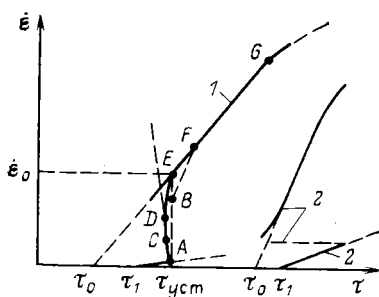


Рис. 2.9. Типичные полные равновесные реограммы тиксотропных вязкопластичных тел:

1 — тиксотропная аномалия вязкости;
2 — хрупкое разрушение структуры

рость восстановления динамической структуры с уменьшением скоростей сдвига растет более интенсивно по сравнению со скоростью механического разрушения.

Реограммы буровых растворов, обладающих ярко выраженными свойствами высокотиксотропного твердообразного тела, должны существенно отличаться от рассмотренных кривых. Наряду с ними следует различать системы с тиксотропной ано-

Таблица 2.1

Зависимость изменения отношения удельных мощностей $\Delta N_H/\Delta N_B$, затрачиваемых на восстановление или разрушение динамической структуры дисперсии, и соответственно t_H/t_B для различных скоростей сдвига

Скорость сдвига, c^{-1}	Состав дисперсии			
	12%-ный бентонит		12%-ный бентонит + 1,5% NaCl	
	$\Delta N_H/\Delta N_B$	t_H/t_B	$\Delta N_H/\Delta N_B$	t_H/t_B
400	1,06	0,75	0,18	1,0
300	1,0	1,4	0,26	1,3
200	0,95	1,75	0,3	1,4

мальной вязкости и хрупким разрушением структуры (рис. 2.9). Для них характерна весьма резкая аномалия вязкости: в определенном сравнительно узком интервале изменения скорости сдвига при напряжениях сдвига, превышающих предел текучести, эффективная вязкость значительно изменяется. Основное различие кривых заключается в характере начальных участков. Так, для кривой на рис. 2.2 справедливо соотношение $\tau_1 < \tau_0$, а для кривых на рис. 2.9 — $\tau_1 > \tau_0$. Следует отметить, что на практике часто встречаются растворы, для которых $\tau_{уст}$ (и θ_t) больше τ_0 . При этом возможно наличие как участка с отрицательным углом наклона к оси ϵ , так и разрыва, характерного для хрупкого разрушения структуры.

Возникновение так называемой «отрицательной» пластической вязкости, полученной экспериментально И. М. Белкиным, Г. В. Бартеневым, Л. И. Щеголевским, а также автором и другими исследователями, связано с более резким увеличением $\eta_{эф}$ при уменьшении ϵ , чем для аномальных вязкопластичных систем. С ростом ϵ структура разрушается настолько интенсивно, что общее сопротивление системы деформированию уменьшается несмотря на то, что его вязкостная составляющая, прямо пропорциональная ϵ , продолжает увеличиваться. В результате темп повышения τ при установившихся режимах течения не только отстает от увеличения ϵ , как это происходит при аномалии вязкости, но даже наблюдается значительное снижение τ при возрастании ϵ .

Рассмотрим реограмму дисперсии с тиксотропной аномалией вязкости (см. рис. 2.9). Пунктирная кривая *ABE* определяет максимальное напряжение, достигаемое при деформировании систем по методу $\epsilon = idem$, и устанавливает зависимость предела прочности структуры $\tau_{уст}$ от ϵ . При этом $\tau_{уст}$ в широком диапазоне значений ϵ почти не зависит от ϵ . Сплошная линия *ACDEFG* соответствует равновесным режимам течения. Участок *ACD* этой кривой имеет отрицательный наклон к оси ϵ , что соответствует тиксотропно аномальному реологическому поведению системы. Если разрушения структуры необратимы, то кривая *ACDEFG* (восходящая) может быть пройдена лишь один раз. На нисходящей ветви S-образный участок чаще всего отсутствует.

Полные равновесные реограммы могут служить основанием для более детальной классификации тиксотропных дисперсных систем, в частности, по степени их тиксотропности. Применение

с этой целью неравновесных реологических кривых может привести к ошибочным выводам. Невыполнение требования достижения равновесного состояния в покое также искажает форму реограммы. Чем меньше время выдержки системы в покое, тем больше реограмма приближается по форме к реологической кривой твердообразного тела (см. рис. 2.2).

Таким образом, для полного описания реологического поведения тиксотропной дисперсии необходимо знать закономерности ее деформирования в области неразрушенных и предельно разрушенных структур, параметры семейств равновесных реограмм, прямых постоянных структур и коэффициенты их податливости. Кроме того, целесообразно учитывать соотношения прочностных характеристик τ_0 и $\tau_{уст}$ (или θ_t), а также возможность возникновения S-образного участка на реограмме. Неоднозначность τ относительно ε обуславливает целесообразность исследования функции $\tau(\varepsilon)$, а не $\varepsilon(\tau)$. Это соответствует и характеру реологического эксперимента в области частично разрушенных структур.

Выявленные особенности структурирования буровых растворов должны быть учтены при реометрии этих систем и анализе полученных результатов.

Наряду с совершенствованием методов описания реограмм тиксотропных буровых растворов автором совместно с Т. Г. Радულъ, Н. А. Мариампольским и В. И. Матыцыным были проведены работы по созданию общей модели тиксотропного упрочнения таких систем в покое. При этом предполагалось, что наиболее приемлемой будет та модель, которая представляет собой частный случай общей модели реологического состояния тиксотропных дисперсий и не противоречит опыту для малых и больших отрезков времени, а также позволяет учесть любые изменения в кинетике структурообразования под влиянием физико-химической обработки буровых растворов и внешних воздействий.

В общем виде реологическая модель неньютоновских систем имеет вид

$$f(\tau, \varepsilon, \dot{\tau}, \dot{\varepsilon}, u, t, T) = 0, \quad (2.22)$$

где τ, ε — тензоры соответственно напряжений и деформаций (в одномерном деформировании — деформации и напряжения); $\dot{\tau}, \dot{\varepsilon}$ — градиент напряжения и скорость деформации; u — перемещение; t — время; T — температура.

Однако исследовать данную функцию практически невозможно. Рассмотрев ее как функцию переменных $\tau, \dot{\tau}, \varepsilon, \dot{\varepsilon}, t$ и

разложив в ряд Тейлора, пренебрегая всеми членами выше первой степени, получили линейную модель вида

$$m\tau + n\dot{\tau} + \lambda\ddot{\tau} = \alpha\varepsilon + \beta\dot{\varepsilon} + \Delta\dot{\lambda}, \quad (2.23)$$

где коэффициенты — функции переменных (u , T) и выражают зависимость между напряжением и деформацией с учетом релаксационных процессов, как напряжений, так и деформаций.

Тогда решением уравнения (2.23) при $\varepsilon = \text{idem}$ является модель

$$\tau = A + Bt + D \exp(-\gamma t), \quad (2.24)$$

которая представляет собой прочность структуры (например, предельное статическое напряжение сдвига) как функцию времени, где коэффициенты A , B , D , γ — функции релаксации и вязкости. Действительно, процесс структурообразования можно разбить на три периода: первый — мгновенная прочность структуры при $t=0$, т. е. начальное напряжение равно $A - D$; второй — прочность структуры на криволинейном участке, где скорость ее нарастания определяют коэффициенты A , D , γ ; третий — набор максимальной прочности. Коэффициент B определяет скорость структурообразования на этом участке, A представляет собой максимальную прочность структуры, γ является величиной, обратной периоду релаксации.

Адекватность этой модели экспериментальным данным была проверена на примере большого числа буровых растворов, существенно различных по составу и свойствам. Среди них — суспензии глин, отличающиеся концентрацией, составом и обменным комплексом структурообразователя, а также утяжеленные системы с плотностью до $2,05 \text{ г/см}^3$, обработанные УЩР. Прочность структуры определяли через 1, 10, 30, 60, 120, 240, 420, 960 и 1440 мин.

Обработка экспериментальных данных показала, что предложенная модель позволяет описать с высокой степенью надежности (коэффициент корреляции для разных условий составлял 0,89—0,93) процессы структурообразования в различных типах буровых растворов. В некоторых случаях достаточно использовать модель при $B = 0$, т. е. модель Ишлинского:

$$\tau = A + D \exp(-\gamma t). \quad (2.25)$$

Коэффициенты модели отражают изменение состава буровых растворов.

С практической точки зрения при определении кинетики тиксотропного упрочнения особый интерес представляют значения θ_t бурового раствора в начальный период времени, что позволяет оценить его удерживающую способность и характер формирования структуры, а также $\theta_{\max}$, избыточная величина которой приводит к различным осложнениям. При этом даже приближенная оценка $\theta_{\max}$ представляет практический интерес.

В этом случае целесообразно использовать формулу Гаррисона, если доказать, что она справедлива не только для суспензий бентонита.

Как показали исследования различных растворов (специально подобранные системы с изменяющимися плотностью и степенью коагуляции в результате последовательного изменения концентрации утяжелителя, ПАВ и электролитов, а также образцы растворов из скважин), экспериментальные точки размещаются на прямой в координатах $t/\theta_i - t$ в интервале от 1 до 120 мин, что подтверждает применимость формулы (2.7).

Для реализации метода следует кроме θ_1 и θ_{10} определять θ_{20} и θ_{30} (через 20 и 30 мин). Такой интервал времени достаточен для оперативного контроля буровых растворов и не превышает времени измерения других характеристик. Значения θ_i в этом интервале позволят не только с достаточной точностью применять метод Гаррисона для приближенной оценки $\theta_{\max}$, но и станут необходимой экспериментальной основой при использовании предложенной общей модели (2.24) тиксотропного упрочнения буровых растворов.

С помощью $\theta_{\max}$ и γ можно вычислить безразмерный критерий ψ кинетики тиксотропного упрочнения, полученный методом анализа размерностей:

$$\psi = \theta_{\max} \gamma^2 / \rho g. \quad (2.26)$$

Величина ψ достаточно чувствительна к изменению характера структурообразования в растворе. Чем больше $\theta_{\max}$ и γ и чем при меньшем ρ образуется структура, тем больше значение ψ . При этом уравнение (2.26) не изменится, если константа упрочнения будет определена иным методом.

2.3. ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ТИКСОТРОПНОГО СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ НА ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТОКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Проведенный анализ показал, что реальная реологическая кривая тиксотропных буровых растворов может быть нелинейной, необратимой, иметь излом или разрыв. Эти особенности должны оказывать существенное влияние на характеристики потока таких систем в гидравлических каналах, которые обычно оценивают на основе линейной аппроксимации реологической кривой. Так как основная цель управления структурно-реологическими свойствами буровых растворов — совершенствование гидравлической характеристики процесса бурения, необходимо показать целесообразность и возможность использования реальной реограммы в инженерных расчетах. Поскольку возможности современной вычислительной техники позволяют в гидравлических расчетах применять реограмму любой формы, то в данном случае интерес представляет общий методический подход к ре-

шению проблемы. Комплекс работ по уточнению гидравлических зависимостей течения тиксотропных растворов с учетом их реальной реограммы был выполнен И. Н. Гудниным при участии автора.

Рассмотрим результаты, полученные для следующих условий:

1) реологическая кривая обратима и криволинейна (см. рис. 2.5);

2) реологическая кривая характеризуется тиксотропной аномалией вязкости (см. рис. 2.9, кривая 1);

3) реологическая кривая имеет излом, т. е. состоит из обратимого DB и необратимого BC (см. рис. 2.7) участков.

Расчет характеристик потока был выполнен с помощью аналитического и графического методов. В первом случае реограмму исследовали по частям. В основе второго лежит двойное графическое интегрирование равновесной кривой течения. В результате первого интегрирования получали кривую распределения скоростей по сечению канала (трубы), а после второго — определенную площадь, численно равную расходу бурового раствора. В качестве промежуточного результата получали кривую распределения скорости деформации по сечению потока. Максимально полное сохранение известных в современной гидравлике соотношений и приемов расчета позволило доказать непротиворечивость найденных зависимостей принятым в настоящее время, если рассматривать модель Бингама как частный случай более сложной модели.

В первом случае при решении задачи реологическую кривую разбивали на n частей, в каждом из которых она могла быть представлена линией. Расчет по принятой методике для каждого участка и последующее суммирование позволяли вычислить расход, обобщенный критерий Рейнольдса и коэффициент гидравлического сопротивления. Для третьего случая точкой перелома ограничивали область применения линейных уравнений каждого из участков.

Во втором случае реальную реограмму заменяли ломаной линией $ABEFG$, состоящей из двух участков, со следующими параметрами: $\tau_{уст}$ — предел прочности (или статическое напряжение сдвига после известного времени покоя системы); τ_0 , η для прямолинейной ветви EFG ; ϵ_0 — скачок скорости сдвига, рассматриваемый как новый реологический параметр тиксотропной системы.

Уравнение ветви ABE :

$$\tau = \tau_{уст} \text{ при } 0 \leq \epsilon \leq \epsilon_0. \quad (2.27)$$

Уравнение ветви EFG :

$$\tau = \tau_0 + \eta \epsilon \text{ при } \tau \geq \tau_{уст}, \epsilon > \epsilon_0. \quad (2.28)$$

В практических расчетах величина $\tau_{уст}$ может быть представлена легко измеряемой величиной θ_t . Время t должно соответствовать времени выдержки системы в покое перед началом ее течения.

Параметры θ_t , $\tau_{уст}$, τ_0 , η и ϵ_0 связаны зависимостью

$$\dot{\epsilon}_0 = (\tau_{уст} - \tau_0)/\eta, \text{ или } \dot{\epsilon}_0 = (\theta_t - \tau_0)/\eta. \quad (2.29)$$

Для решения использовали графический метод. На рис. 2.10 представлены теоретические профили скоростей сдвига и профили скоростей при течении в трубе радиусом R тиксотропной и вязкопластичной систем.

Полученные данные позволили сравнить характеристики течения различных тиксотропных дисперсий с этими характеристиками, рассчитанными для тела Бингама. В частности, наличие криволинейного участка в области малых $\dot{\epsilon}$ приводит по сравнению с линейной аппроксимацией реограммы к увеличению расхода и критерия Рейнольдса, а также к уменьшению коэффициента гидравлических сопротивлений. Для системы с тиксотропной аномалией вязкости расход будет меньше, чем при течении вязкопластичного тела, имеющего такие же параметры τ_0 и η . Временное увеличение расхода (или напора) с последующим снижением до первоначального значения приводит к уменьшению гидравлических сопротивлений, если реограмма дисперсии необратима.

Таким образом, использование реальной реограммы тиксотропных дисперсий в гидравлических расчетах позволяет выявить и учесть особенности их течения в циркуляционной системе скважины.

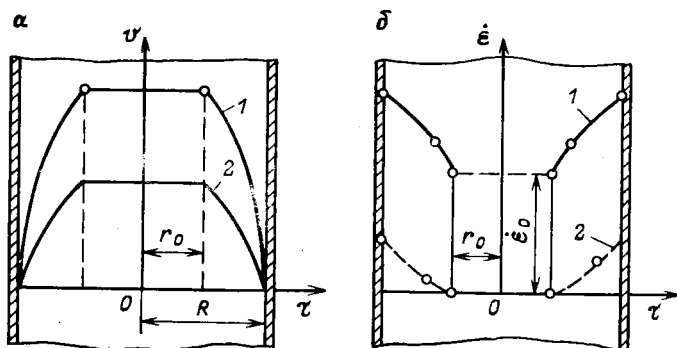


Рис. 2.10. Теоретические профили скоростей (а) и скоростей сдвига (б) при течении в трубе системы с тиксотропной аномалией вязкости (кривая 1) и вязкопластичного тела (кривая 2)

2.4. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Разработка методов оценки физико-химического состояния буровых растворов, особенно с помощью важнейших для технологии бурения структурно-механических показателей, является основой управления процессом промывки скважин.

Для оценки состояния буровых растворов с неразрушенной структурой Ф. Д. Овчаренко, С. П. Ничипоренко и Н. Н. Круглицкий предлагают использовать результаты сопоставления величин относительных деформаций [по (2.6)] ϵ_0 , ϵ_2 и $\epsilon_1 t$, обосновав в связи с этим необходимость различия шести структурно-механических типов дисперсных систем (рис. 2.11):

0 — $\epsilon_0 > \epsilon_2 > \epsilon_1 t$; I — $\epsilon_2 > \epsilon_0 > \epsilon_1 t$;

II — $\epsilon_2 > \epsilon_1 t > \epsilon_0$; III — $\epsilon_0 > \epsilon_1 t > \epsilon_2$;

IV — $\epsilon_1 t > \epsilon_0 > \epsilon_2$; V — $\epsilon_1 t > \epsilon_2 > \epsilon_0$.

Нулевой и третий структурно-механические типы характерны для растворов с приемлемыми эксплуатационными свойствами. Хорошую текучесть растворов и деформируемость паст определяют четвертый и пятый структурно-механические типы, а первый и второй типы свойственны неустойчивым системам. Различные виды обработок изменяют структурно-механический тип бурового раствора, что позволяет оценивать и регулировать его свойства для достижения нужных параметров.

Для оценки буровых растворов используют модули E_1 , E_2 , E и условный модуль деформации E_ϵ , характеризующий величину молекулярных сил сцепления между частицами суспензии, а также параметры модели Шведова, вычисленные по значению пластической деформации $\epsilon_1 t$ за время $t = 1000$ с.

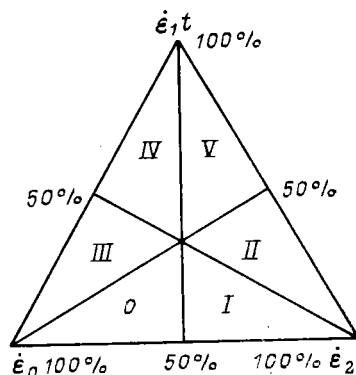


Рис. 2.11. Структурно-механическая классификация дисперсных систем

Устойчивость (стабильность) глинистых суспензий определяется отношением величины быстрой эластической деформации ε_0 (%) к концентрации твердой фазы $C_{т.ф}$ (%). Коэффициент $K_y = \varepsilon_0 / C_{т.ф}$, характеризующий устойчивость дисперсий как структурированных систем, дает возможность сопоставлять эффективность воздействия на них различных факторов.

В качестве критериев [21] для оценки устойчивости глинистых суспензий, применяемых в бурении, Н. Н. Круглицкий рекомендует принимать следующие значения структурно-механических характеристик; эластичность $\lambda < 0,5-0,6$; статическую пластичность $\tau_1/\eta_1 < (60-80)10^{-6} \text{ с}^{-1}$ и период истинной релаксации $\eta_1(E_1 + E_2)/E_1E_2 = 400 \div 450 \text{ с}$. Предложенный метод построен на основных положениях физико-химической механики и может использоваться для глубокого лабораторного анализа механизмов структурообразования в области неразрушенных структур.

Ограничения для использования этого метода в практических целях обусловлены следующими причинами:

диапазон градиентов скоростей сдвига раствора при циркуляции в скважине намного выше того, который определяется условиями метода, и соответствует главным образом состоянию системы с частично или полностью разрушенной структурой;

определяемые параметры невозможно применять в гидравлических расчетах;

не учитываются явления тиксотропного упрочнения буровых растворов в покое и при течении.

Разработанный во ВНИИКРнефти метод лишен этих ограничений и, кроме того, позволяет отдельно учитывать влияние концентрации твердой фазы и химических реагентов, что представляет основную трудность при контроле и управлении буровыми растворами.

Следуя С. Ю. Жуховицкому, рассмотревшему «кривые разбавления» в координатах условная вязкость — статическое напряжение сдвига, основой метода стало изучение корреляционных кривых, построенных с использованием различных параметров. Их выбор определялся принадлежностью к какой-либо реологической модели, описывающей структурно-механические свойства буровых растворов, а также физическим смыслом получаемых коэффициентов и возможностью их использования при разработке и управлении буровыми растворами.

Особое место при этом занимают параметры модели Бингама. Они применяются в инженерных расчетах и только в совокупности отражают состояние исследуемой системы.

Рассмотрим особенности метода на примере анализа корреляционных кривых в координатной плоскости $\tau_0 - \eta$ (плоскости вязкопластичного состояния тел Бингама).

Положение на плоскости характеристической точки, т. е. ее координаты τ_0 и η , определяется тремя типами факторов: мето-

дологическими особенностями (тип прибора, метод измерения, особенности разрушения и формирования динамической коагуляционно-тиксотропной структуры), индивидуальными свойствами раствора (содержание и состав компонентов) и внешними условиями (давление, температура). Изменение любого из перечисленных факторов приведет к перемещению характеристической точки. Считая постоянными внешние условия и методику измерения реологических параметров, можно утверждать, что совокупность характеристических точек отображает все многообразие реологических свойств вязкопластичных дисперсных систем и дает определенное представление об их физико-химической природе.

Однако само положение характеристической точки на такой плоскости, даже с учетом предварительного опыта, недостаточно для строгой оценки качества раствора и выбора рационального пути его обработки. Это связано с тем, что различные по составу растворы в ряде случаев могут иметь одинаковые реологические параметры.

Для уточнения оценки растворов необходимо исследовать изменение (смещение) их характеристических точек под воздействием стандартных реагентов-тестеров. Различие исследуемых растворов по своей природе даже при одинаковых начальных реологических параметрах обусловит при таком методе индивидуальность смещения каждой характеристической точки. Именно это позволяет более глубоко выявить особенности физико-химического состояния системы и сделать рациональные выводы о способах регулирования ее свойств.

Наиболее простое и часто употребляемое на практике тестовое испытание — увеличение в растворе содержания основного компонента дисперсионной среды, например воды. При этом соотношение между концентрациями твердой фазы (глина, шлам, утяжелитель) полностью растворенных солей и химических реагентов практически сохраняется постоянным. Следовательно, корреляционные кривые разбавления представляют собой совокупность точек, характеризующих серию растворов с примерно одним типом коагуляционного структурообразования, но с разным объемным заполнением структурообразующими элементами, а параметры кривой (или ее участков) являются коэффициентами коагуляционного структурообразования, которые не зависят от содержания основного компонента дисперсионной среды (воды). Можно предполагать независимость этих коэффициентов от содержания твердой фазы в растворе, если ее изменение незначительно.

Полная кривая разбавления большинства буровых растворов (*ABCDE*) может быть разделена на четыре участка (рис. 2.12). Точки перегиба характеризуются завершением или началом определенного этапа развития коагуляционной структуры. Точка *A* соответствует системе, состоящей из одной дисперсион-

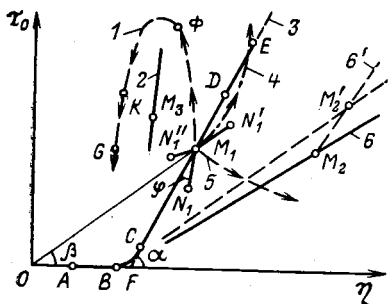


Рис. 2.12. Схема перемещения характеристической точки бурового раствора под воздействием различных факторов

ной среды. В интервале AB значение $\tau_0 = 0$, а величина η изменяется согласно закону Эйнштейна. Стадии построения первичной структуры, пронизывающей весь объем, отвечает интервал BC . Отрезок CD , для которого характерен процесс достраивания первичной структуры новыми элементами, представляет наибольший практический интерес. Дальнейшее повышение концентрации (отрезок DE) соответствует переходу от суспензии через пастообразное состояние к твердому телу. Точка A может иметь две отличные от нуля координаты, если дисперсионная среда содержит избыток высокомолекулярного реагента, который и при отсутствии твердой фазы обуславливает наличие в ней структурно-механических свойств. Кривая разбавления при этом будет отражать не только влияние содержания структурообразующей твердой фазы в системе, но и изменение концентрации полимера.

Отрезок $OF = \eta_{\min}$ несколько завышенно характеризует ту минимальную пластическую вязкость (по Бингаму) суспензии, начиная с которой дальнейшее увеличение концентрации твердой фазы ведет к возникновению в ней динамической структуры, т. е. аномалии вязкости (предполагаем постоянный характер дальнейшего изменения η и τ_0 в процессе разбавления).

Возможность аппроксимации прямой участка CD , которому соответствует интервал концентраций, используемых на практике, позволяет свести задачу отыскания оптимальных показателей реологических свойств к задаче линейного программирования.

Коэффициент структурообразования $K_c = \operatorname{tg} \alpha = \tau_0 / (\eta - \eta_{\min})$ характеризует градиент скорости развития пластической деформации для данного типа коагуляционной структуры и имеет размерность с^{-1} . Коэффициент K_c не тождествен коэффициенту динамической пластичности $K_n = \operatorname{tg} \beta = \tau_0 / \eta$, предложенному М. П. Волоравичем. Коэффициент K_c (в отличие от K_n) не зависит от концентрации основного компонента дисперсионной среды в системе и его можно назвать независимым коэффициентом пластичности.

Опыт показал, что для многих буровых растворов величина $\eta_{\min}$ меняется в незначительных пределах (обычно 4—6 мПа·с), что позволяет оценивать раствор величиной K_c (особенно при малых углах наклона кривой), измеренной по одной паре реологических параметров, если принять $\eta_{\min} = \text{idem}$. Установлено, что для качественных буровых растворов $K_c \leq 4500 \text{ с}^{-1}$, а $K_{\Pi} \leq 1500 \text{ с}^{-1}$.

Проведенные исследования позволяют в общем виде сформулировать основные закономерности изменения показателей структурно-механических свойств и коэффициентов коагуляционного структурообразования буровых растворов и расширить возможность их количественного описания под воздействием различных факторов.

В качестве примера покажем в общем виде влияние основных определяющих факторов на положение характеристической точки M_1 на кривой разбавления 3 для раствора, содержащего глину и воду (см. рис. 2.12). Обработка его стабилизатором вызовет перемещение точки M_1 в точку N_1 . Отрезок M_1N_1 и угол ϕ , характеризующие интенсивность стабилизации реагента, зависят от объема вводимой воды, концентрации, вязкости и активности стабилизатора относительно данной системы. Чем меньше угол ϕ , тем пассивнее при данной концентрации реагент. Растворы низкомолекулярных веществ типа кальцинированной соды, изменяющие состав обменного комплекса и условия пептизации, обеспечивают малые значения угла ϕ . При обработке суспензии сухим реагентом возможно перемещение точки по линии $M_1N'_1$. Это объясняется тем, что наряду со стабилизацией системы число кинетических единиц в ней за счет пептизации увеличивается и реологические параметры растут. Однако излишнее содержание таких реагентов может привести к частичной коагуляции суспензии, что проявляется в перемещении точки M_1 от кривой разбавления влево. В случае добавления коагулятора в систему отрезок $M_1N''_1$ и отрицательный угол ϕ определяются типом и концентрацией коагулятора.

Рассмотрим перемещение характеристической точки M_2 на кривой разбавления 6 стабилизированной суспензии. Для кривой 6 характерно увеличение отрезка OF , что объясняется вязкостью дисперсионной среды и концентрацией глины в системе, при которой еще отсутствует τ_0 . Характер перемещения M_2 при действии на раствор воды, стабилизатора и коагулятора не отличается от перемещения в тех же условиях точки M_1 . Отличие от рассмотренной схемы наблюдается только при добавлении глины в стабилизированную суспензию, которая нарушает соотношение компонентов, а точка M_2 перемещается не по продолжению прямолинейного участка кривой разбавления, а в точку M'_2 , соответствующую системе $6'$ с меньшим количеством реагента. В пределе при большом добавлении глины точка M_2 стремится попасть на кривую разбавления 3 необработан-

ного глинистого раствора. Сохранение при этом степени коагуляции системы возможно лишь обработкой реагентом в объеме, достаточном для создания нужной стабилизации вводимой твердой фазы, что вполне согласуется с практикой обработки буровых растворов. Обычно буровые растворы содержат избыток реагента и при добавлении небольших объемов глины точка M_2 практически скользит по кривой 6.

Характер перемещения точки M_3 на кривой 2 при воздействии на раствор воды, глины, стабилизаторов и коагуляторов не отличается от перемещения точек M_1 или M_2 в тех же условиях. Если добавка электролита вызывает коагуляционное разжижение суспензии, то происходит некоторое уменьшение K_c . При этом нарушается устойчивость системы и резко увеличивается водоотдача. Переход системы в качественно новое состояние и в связи с этим уменьшение K_c при избыточных количествах электролита отражает суть явления, а не является недостатком метода.

Если величину смещения $M_1M'_1$ рассматривать формально как вектор, то результат изменения физико-химического состояния суспензии можно оценить двумя взаимно перпендикулярными его составляющими (рис. 2.13), одна из которых R_2 , направленная по кривой разбавления исходной системы, определяет концентрационную активность добавки, а вторая S_2 — учитывает стабилизационную эффективность реагента.

На рис. 2.12 в общем виде показаны перемещения характеристической точки M_1 при стабилизации (пептизации), диспергировании, флокуляции, коагуляции и агрегации в системе.

Если исходный раствор претерпевает стабилизацию или коагуляцию, то его характеристическая точка M_1 перемещается по кривой 5. В случае диспергирования — по кривой 4. При возрастающем добавлении электролита раствор последовательно

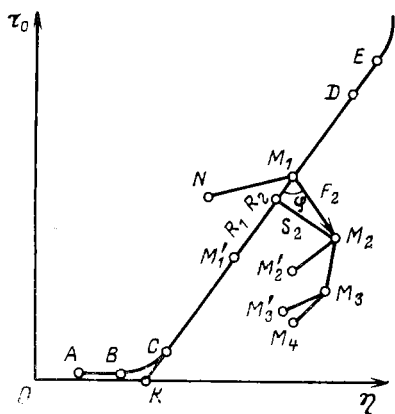


Рис. 2.13. Метод исследования стабилизационной активности реагентов

проходит состояния флокуляции, коагуляции и агрегации, что может быть соответственно представлено точками Φ , K , G на кривой 1. Уже одно положение характеристической точки системы на плоскости τ_0 — η позволяет приближенно оценить состояние системы, избыток или недостаток в ней твердой фазы.

На рис. 2.13 в общем виде показана неоднократно проверенная на практике схема изучения эффективности последовательных добавок реагента-стабилизатора. Стандартное разбавление исходного образца (точка M_1) и промежуточных образцов (точки M_2 , M_3 , M_4), а также определение и сопоставление смещений, полученных для каждой суспензии как в результате добавления воды (отрезки $M_1M'_1$, $M_2M'_2$, $M_3M'_3$), так и обработки реагентом (отрезки M_1M_2 , M_2M_3 , M_3M_4), позволяют проследить по приведенному методу изменение стабилизационной активности реагента и обосновать необходимую и экономически выгодную обработку. Ломаная линия $M_1M_2M_3M_4$ и базисные смещения при стандартных разбавлениях индивидуальны, зависят от исходного бурового раствора и типа обработки.

Использование величин τ_0 и η для контроля буровых растворов не позволяет учесть их тиксотропные свойства в покое. В связи с этим перспективным является анализ корреляционных кривых в координатах θ_t — $\eta_{\epsilon=\text{const}}$, позволяющий связать прочностные и вязкостные характеристики раствора. Это особенно важно при исследовании систем с тиксотропной аномалией вязкости. Для характеристики вязкостных свойств целесообразно использовать $\eta_{\text{эф}}$ при высоких значениях ϵ . Прочность структуры в покое целесообразно оценивать величинами θ_{10} , θ_{30} или θ_{max} .

Как показали исследования различных растворов, корреляционные кривые разбавления в координатных плоскостях θ_{10} — $\eta_{\text{эф}}$ и θ_{max} — $\eta_{\text{эф}}$ при $\epsilon = 600 \text{ с}^{-1}$ в широком интервале концентраций (от условной вязкости «не течет» до 20—30 с) имеют вид, позволяющий аппроксимировать их прямыми. Угловой коэффициент имеет размерность градиента скорости развития деформации (с^{-1}) и определяет соотношение тиксотропно-прочностных и тиксотропно-вязких характеристик системы. Схема перемещения характеристической точки буровых растворов под воздействием различных факторов в плоскости θ_t — $\eta_{\text{эф}}$ и ее анализ аналогичны рассмотренным при изучении корреляционных кривых τ_0 — η .

Выявленные особенности процессов структурообразования и деформации буровых растворов позволяют с обоснованных позиций подойти к разработке методов и средств реометрии этих систем применительно к технологии бурения.

АППАРАТУРА И МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

3.1. ПРИНЦИПЫ РЕОМЕТРИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Измерение структурно-механических свойств буровых растворов становится необходимой процедурой в глинохозястве отрасли. Обоснованный выше комплекс характеристик и соотношений для полной оценки тиксотропного бурового раствора позволяет теоретически решить любую задачу, связанную с анализом этих систем. Однако полнота проводимых реологических исследований должна соответствовать поставленным целям и ограничениям. Применительно к процессу промывки скважин задача реометрии состоит в получении данных, необходимых для контроля и управления свойствами буровых растворов в промысловой практике, а также для разработки новых эффективных рецептур и проведения инженерных расчетов.

Исходя из условий циркуляции буровых растворов в скважине и особенностей их структурообразования, необходимо дать определение следующих реологических характеристик:

нисходящей структурной ветви равновесной реограммы в интервале градиентов скоростей сдвига, наиболее часто встречаемых на практике;

прямой постоянной структуры и соответствующего ей коэффициента податливости ϕ , определенных для максимального

значения ϵ_k из выбранного интервала $\Delta\epsilon$.

Обоснованием выбора нисходящей ветви равновесной реологической кривой может служить следующее: а) все последую-

щие реограммы в том же интервале $\Delta\epsilon$ обратимы; б) период существования в скважине процессов, отвечающих восходящей необратимой ветви, весьма мал (восстановление циркуляции); в) восходящая ветвь чаще всего криволинейна, что затрудняет ее описание. Так как параметры неполной обратимой равновесной кривой течения в общем случае зависят от максимально

достигнутых значений ϵ_i , то с этих позиций наиболее обоснованным было бы требование $\epsilon_i = \epsilon_m$. Однако возможность турбулизации течения при $\epsilon_i \leq \epsilon_m$ и зависимость ϵ_m от типа дисперсий обуславливают необходимость стандартизации максимального значения ϵ_i , например величиной ϵ_k . При этом, чем шире

интервал $\Delta\epsilon$ и чем в большей степени он отражает процессы деформации раствора в скважине, тем ближе определяемая

реограмма к полной и тем достовернее инженерные расчеты, полученные на ее основе.

Для определения прямых постоянных структур и коэффициентов податливости конструкция реометра должна предусматривать при каждом значении ε_i из выбранного интервала

$\Delta \varepsilon_i$ возможность исследования процесса изменения прочности динамической структуры во времени. Измерение прямой посто-

янной структуры, начиная с ε_k , целесообразно потому, что ее параметры приближаются по величине к параметрам прямой предельно разрушенной структуры (при нетурбулентном течении) и будут служить необходимым дополнением к информации о кинетике тиксотропного упрочнения системы в покое.

Контроль процессов структурирования в покоящемся растворе возможен с помощью определения изменения предельного статического напряжения сдвига во времени. Определение θ_i предполагает обеспечение широкого диапазона скоростей наложения напряжений или, по крайней мере, обоснование одной из них, исходя из особенностей деформирования раствора в скважине.

Кроме того, должна быть обеспечена возможность измерения всех этих параметров при высоких температурах (не менее 200 °С) и давлениях (не менее 15 МПа).

В связи с этим необходима разработка специальных реометров, конструкция которых позволила бы не только определять свойства буровых растворов в условиях, максимально приближенных к натурным (характер деформирования, температура, давление), но и учитывать их особенности как полидисперсных тиксотропных суспензий.

Для обоснования конструктивных особенностей такой аппаратуры рассмотрим основные методы реометрических исследований. Описание таких методов и их оценка даны в работах Г. Барра, Г. В. Виноградова, М. П. Воларовича, Г. И. Фукса и др.

Для решения комплекса задач реометрии буровых растворов целесообразно применять прибор, позволяющий исследовать деформации как в области разрушенных структур, так и практически неразрушенных. Наиболее приемлемы с этой точки зрения ротационные и капиллярные вискозиметры. Поэтому именно такие методы чаще всего использовались при измерении буровых растворов [12].

К достоинствам капиллярных вискозиметров следует отнести простоту конструкции; отсутствие динамометрических элементов, показания которых зависят от интенсивности разрушения структуры; возможность измерения седиментирующихся систем. Работоспособные конструкции капиллярных вискозиметров созданы во ВНИИБТ и КФ ВНИИКАнефтегазе. Основные специ-

фические недостатки капиллярных вискозиметров, которые препятствуют их использованию для измерения тиксотропных буровых растворов, следующие:

невозможность с достаточной для практических целей точностью учета фактического распределения скоростей течения по сечению капилляра. Уменьшение его диаметра в целях приближения к линейному распределению скоростей сдвига ограничивается грубодисперсностью буровых растворов и усилением отрицательного влияния пристенного скольжения (Д. М. Толстой), так как погрешность прибора находится в обратной зависимости от соотношения радиуса капилляра и толщины пристенного слоя. Как показали исследования Г. Грина, за счет пристенного скольжения погрешность пластической вязкости может достигать 50 %. Кроме того, градиент скорости сдвига в центральном слое жидкости всегда имеет нулевое значение, что для структурированных систем предопределяет возникновение центрального неразрушенного ядра в потоке;

невозможность точного определения для структурированной системы степени разрушения или тиксотропного восстановления структуры во времени. По длине капилляра степень разрушенности системы будет разная и, следовательно, нельзя достигнуть какого-либо равновесного состояния.

Конструкция ротационных вискозиметров позволяет реализовать сформулированные требования и ограничения, так как:

дает возможность в широком интервале скоростей и напряжений сдвига измерять реологические параметры в зоне скоростей и деформаций высокой однородности;

несмотря на то, что величина рабочего зазора также регламентируется возможным размером частиц твердой фазы, ее легко выполнить малой по сравнению с радиусом измерительного цилиндра;

меньше (чем в капиллярных приборах) сказывается влияние пристенного скольжения;

позволяет осуществлять продолжительное непрерывное вращение цилиндра с заданной скоростью, необходимой для разрушения тиксотропных структур до равновесного состояния;

дает возможность воспроизводить, а также оценивать степень и интенсивность разрушения тиксотропной структуры;

позволяет оценивать прочность возникшей в покое структуры;

образец можно нагружать с заданной интенсивностью.

Однако при этом необходимо обеспечить сохранение ламинарного потока во всем диапазоне используемых скоростей сдвига, предотвращение выпаривания образца в процессе измерения и исключения влияния пристенного скольжения, тепловых и концевых эффектов, а также эффектов Вейссенберга, что является достаточно сложной, но решаемой задачей. Кроме того, разрушение структуры многокомпонентных полидисперс-

ных систем в процессе измерения может стать причиной их расслоения в рабочем зазоре вискозиметра под действием центробежных и гравитационных сил. Но ни в одном из приборов, кроме реометров типа «Фэнн», не имеется приспособлений для уменьшения этого эффекта. Использование перфорированного ротора обеспечивает слабую вертикальную циркуляцию в зазоре вискозиметра и таким образом подачу все время новых порций жидкости в рабочий зазор.

Высокотемпературная реометрия наряду с указанными связана и с дополнительными трудностями, в частности, с возможностью изменения состава образца при нагревании.

Анализ известных конструкций реометров, выполненный Е. Г. Осиповым и В. Г. Кармолиным, показал, что ни один из них не отвечает требованиям нефтепромысловой практики, поскольку не обладает техническими характеристиками, предотвращающими возникновение одновременно всех указанных погрешностей, а также учитывающими характер, условия деформирования растворов в скважине и особенности их коагуляционно-тиксотропных структур.

Отыскание оптимального решения при комплексном выполнении этих требований представляет сложную задачу. В значительной мере ее решение было осуществлено при разработке базовой модели реометра типа ВСН, созданной при участии автора в СПКБ «Промавтоматика».

Предполагаемое широкое распространение различных модификаций этой модели требует четкого представления о соответствии их конструктивных особенностей целям реометрии буровых растворов, а главное, о причинах возможных погрешностей при измерении.

В случае реологически сложных тел наибольшую ценность представляют те методы измерения, при которых характер деформирования соответствует условиям их практического использования.

Согласно данным, полученным американскими исследователями, в циркуляционной системе скважины буровой раствор подвергается деформации со скоростями сдвига от $1 \cdot 10^{-2}$ до $1 \cdot 10^{-6} \text{ с}^{-1}$ (рис. 3.1). Стандартными величинами ϵ при измере-

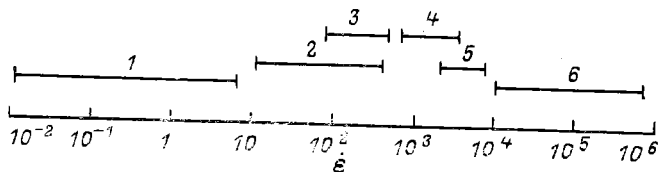


Рис. 3.1. Ориентировочный диапазон скорости сдвига бурового раствора на различных участках системы циркуляции:

1 — в отстойнике; 2 — в кольцевом пространстве; 3 — в бурильных трубах; 4 — в УБТ; 5 — в гидроциклонах; 6 — в насадках долота

нии буровых растворов с помощью промыслового реометра типа «Фэнн» являются 511 и 1022 с^{-1} .

Расчеты, проведенные автором совместно с В. И. Бондаревым и И. Н. Гудниным, по данным приблизительно 100 скважин ПО «Краснодарнефтегаз» глубиной от 2000 до 6000 м, которые бурили долотами диаметром 141—730 мм при подаче насосов 7—70 л/с (диаметры бурильных и обсадных труб соответственно составляли 89—140 мм и 114—530 мм) привели к подобным результатам — наиболее часто в трубах и кольцевом пространстве встречались градиенты скоростей от 10 до 350 с^{-1} . Для скважин, характерных для Западной Сибири, верхняя граница может достигать 600—650 с^{-1} .

Учитывая планируемое увеличение подачи насосов и зарубежный опыт, а также нецелесообразность измерения кривой течения при высоких скоростях сдвига, при которых возможна турбулизация потока, можно полагать, что верхнюю границу рабочего диапазона скоростей сдвига следует установить на уровне 600—1000 с^{-1} . Минимальную скорость сдвига нецелесообразно устанавливать ниже 5 с^{-1} . Эти пределы следует рассматривать как желательные, поскольку при конструировании реометра должна быть изучена возможность нарушения режима течения как при малых, так и при больших градиентах скоростей сдвига.

Разработка принципов конструирования измерительного устройства базового реометра позволила реализовать требуемый интервал Δr при оптимальных соотношениях диаметра внутреннего измерительного цилиндра $2r_a$, частоты вращения ω наружного цилиндра диаметром $2r_n$ и величины рабочего зазора Δr . Поскольку внутренний цилиндр выполнен так же, как в приборе СНС-2, то определяющими факторами стали значения Δr и ω .

При выборе этих величин необходимо найти оптимальное решение, учитывающее следующие условия: зазор должен значительно превышать диаметр частиц твердой фазы и обеспечивать уменьшение влияния пристенного скольжения; зазор должен быть настолько мал, чтобы погрешность из-за предположения линейного изменения в нем скорости сдвига была несущественной; при максимальной частоте вращения не должен возникать турбулентный режим течения бурового раствора, а при минимальной частоте — стержневой режим, если раствор подобен телу Бингама. Выбор величины зазора не должен связываться с условием инвариантности величин τ_0 и η .

Поскольку эффективный диаметр наиболее крупных частиц утяжелителя не превышает 0,1 мм, то значение Δr должно быть не менее 1 мм.

Наименьшую критическую частоту вращения $\omega_{кр1}$ определяли на основе уравнения Рейнера — Ривлин. Значения $\omega_{кр1}$ для $\Delta r = 1, 2, 3$ мм приведены в табл. 3.1. Численные значения

Таблица 3.1

Влияние на $\omega_{кр1}$ величины зазора реометра и реологических параметров дисперсной системы

τ_0 , дПа	η , мПа·с	Δr , мм	$\omega_{кр1}$, с ⁻¹	$N_{кр1}$, об/мин	$\epsilon_{кр1}$, с ⁻¹
21	15	1	0,9	9,0	19,7
		2	1,2	11,4	13,1
		3	1,5	14,2	11,3
102	28	1	2,4	23,3	5,1
		2	3,0	29,2	3,3
		3	3,8	36,4	2,9
203	41	1	3,3	32,8	3,5
		2	4,3	40,8	4,7
		3	5,3	5,0	4,1

заимствованы из работы А. Х. Мирзаджанзаде, А. К. Караева и С. А. Ширинзаде, в которой обобщен большой статистический материал. Согласно полученным данным зазор $\Delta r \leq 3$ мм позволяет исключить возникновение стержневого режима течения при градиентах скорости, близких к нижней границе используемых на практике величин. Поскольку при $\Delta r \leq 3$ мм и $r_v = 20$ мм отношение r_n/r_v достаточно мало, то выбранный интервал величин рабочего зазора удовлетворяет с практической точки зрения требованию однородности поля напряжения и, следовательно, поля градиентов скоростей. В этих условиях градиент скорости $dv/dt \approx \epsilon$.

Если принять $r_v = 20$ мм, а τ_0 и η выразить соответственно в дПа и мПа·с, то частота вращения (об/мин) и критическая скорость сдвига соответственно для $\Delta r' = 1$ мм и $\Delta r'' = 2$ мм следующие:

$$N'_{кр1} = 2,35\tau_0/\eta; \quad \epsilon'_{кр1} = 5,15\tau_0/\eta;$$

$$N''_{кр1} = 9,25\tau_0/\eta; \quad \epsilon''_{кр1} = 21,31\tau_0/\eta.$$

Следовательно, для модели Бингама возможность возникновения структурного режима высока. В частности, если учесть отношение $\tau_0/\eta = 1330$ с⁻¹, принятое в США в качестве верхнего предела при регламентировании свойств суспензии бентонитового порошка, то при тех же конструктивных характеристиках измерительного элемента реометра $N'_{кр1} = 31,3$ об/мин, $\epsilon'_{кр1} = 68,5$ с⁻¹, $N''_{кр1} = 123$ об/мин, $\epsilon''_{кр1} = 284$ с⁻¹.

Этот предел близок к верхнему пределу по коллоидной устойчивости буровых растворов. В связи с этим предложения

зарубежных фирм, например фирмы «Милкем», по смещению в сторону меньших значений рабочего интервала ε в ротационных вискозиметрах неприемлемы, если использовать модель Бингама.

Расчет показал, что возможность возникновения стержневого течения, особенно для коагулированных систем, возникает при $\varepsilon < 100 \text{ с}^{-1}$ и $\Delta r \leq 2 \text{ мм}$. Отношение τ_0/η позволяет определить границу для ε в каждом конкретном случае, если учесть это методикой измерения. Поскольку буровые растворы могут обладать и свойствами вязкопластичных жидкостей, то нижний предел может быть существенно меньшим.

Учитывая выводы Д. Г. Севинсона и В. Ф. Ропера, можно полагать, что в интервале скоростей сдвига, который характерен для течения буровых растворов в кольцевом пространстве, т. е. до 1000 с^{-1} , турбулентный режим не возникает. Подсчет критерия Рейнольдса для воды при условии $\varepsilon = 1000 \text{ с}^{-1}$ также показал, что при Δr , равных 1 и 2 мм, значения Re соответственно составляют 218 и 912, т. е. выбор величины Δr в этом интервале удовлетворяет требованию сохранения ламинарного режима течения.

При проведении измерений на ротационном вискозиметре разрушается структурный каркас суспензии, что обуславливает возможность расслаивания образца в зазоре под действием центробежных и гравитационных сил.

Для предотвращения расслоения было признано целесообразным создать принудительный поток вверх, используя отверстия в донной части гильзы ротора. Поскольку интенсивность потока зависит от скорости вращения цилиндра, то ее необходимо согласовать с приведенными выше требованиями.

Ориентировочный расчет минимальной критической частоты вращения $N_{кр2}$, необходимой для предупреждения седиментации в предположении худшего варианта, сделан при следующих ограничениях и допущениях: а) суспензия плотностью ρ седиментационно неустойчива (суспензия шарообразных частиц утяжелителя диаметром d_y и плотностью ρ_y в истинной жидкости плотностью $\rho_{ж}$); б) изменение скорости в рабочем зазоре имеет линейный характер (в радиальном направлении); в) концевые эффекты не учитывают; г) выделенный элемент жидкости вращается, как единое тело цилиндрической формы высотой h ; д) скорость осаждения определяется без учета стесненного оседания, т. е. по закону Стокса; е) вязкость дисперсии $\eta_{эф}$ соответствует эффективной вязкости тела Бингама при заданном ε ; ж) число и диаметр d отверстий в роторе, а также зазор между перфорированным ротором и внешним цилиндром должны

быть такими, чтобы при условии неразрывности струи потока с коэффициентом μ степень разрушенности структуры образца во всем его объеме была практически одинакова.

Если принять за основу полученную Е. Г. Осиповым зависимость для $N_{кр2}$ (об/мин) и дополнить ее условием $\eta_{эф} = \eta + \frac{\tau_0 60 \Delta r}{2\pi(r_b + r_n)}$, учитывающим вязкопластичные свойства образца, то расчет можно вести по формуле

$$N_{кр2} = \frac{d^2 y g (\rho_y - \rho_{ж}) 4 (r_n^2 - r_b^2)}{18 \eta b \mu \pi d^2} \sqrt{\frac{5400 r_n}{r_n^3 - r_b^3} - \frac{60 \Delta r}{2 \pi r_n} \frac{\tau_0}{\eta}}. \quad (3.1)$$

Расчет $N''_{кр2}$ в наиболее неблагоприятных условиях ($d_y = 0,01$ см, $\rho_y = 4$ г/см³, $\rho_{ж} = 0,8$ г/см³, $d = 1$ см, $b = 4$, $\mu = 0,5$, $r_b = 2$ см, $\Delta r'' = 0,2$ см) приводит к следующему соотношению:

$$N''_{кр2} = \frac{0,625}{\eta} - 8,68 \frac{\tau_0}{\eta}. \quad (3.2)$$

Самое высокое значение $N''_{кр2} = 62,5$ об/мин будет, если реологические свойства суспензии отвечают свойствам воды. Возникновение структуры достаточно быстро обеспечивает уменьшение $N''_{кр2}$ до нуля. Для рассматриваемого случая этот показатель станет равным нулю при $\tau_0 = 0,72$ дПа, что намного меньше величин, обычно наблюдаемых на практике. Создание вертикального потока, как выявили специальные эксперименты, уменьшает возможность проявления ориентационно-тиксотропного эффекта, что важно при определении θ_r .

Погрешность, вызванная движением частицы твердой фазы по радиусу под действием центробежных сил, будет значительно уменьшена за счет вертикального потока. При рассмотрении такого явления для упрощения допустим, что, начиная с некоторого момента времени, частица движется по радиусу равномерно в ньютоновской жидкости. Предполагая линейное изменение скорости в зазоре и приравнивая центробежную и Stokesовскую силы, можно найти значение радиальной скорости v_r частицы.

На основании расчета v_r для среднего слоя зазора ($r = 21$ мм) в зависимости от N ниже приведены значения времени t_r , необходимые для перемещения частицы со скоростью v_r от одной стенки зазора к другой (для расчета использовали прежние данные, причем принято, что $\tau_0 = 20$ дПа и $\eta = 15$ мПа·с).

ϵ , с ⁻¹	1000	100	50
N , об/мин	868	86,8	43,4
$\eta_{эф}(\epsilon)$, мПа·с	14	35	55
t_r , с	0,36	100	588

Это позволило доказать, что конструкция реометра, отвечающая рассмотренным требованиям, должна характеризоваться следующими значениями: $r_b = 20$ см; $0,1 \text{ см} \leq \Delta r \leq 0,2 \text{ см}$; $50 \leq \varepsilon \leq 1000 \text{ с}^{-1}$.

Эксперименты (Е. Г. Осипов) на специальных макетах и с использованием киносъемки подтвердили справедливость этих выводов. При этом были уточнены диаметры и расположения отверстий перфорации, толщина перфорированной гильзы и внутренний диаметр стакана. Это позволило уменьшить возмущения в связи с наличием отверстия и обеспечить одинаковые механические воздействия на объемы образца, находящиеся по разные стороны от перфорированного цилиндра. Кроме того, были найдены ограничения биения ротора и величины допустимых вибраций.

Для уменьшения влияния эффекта Вейссенберга резко увеличен рабочий зазор в верхней части измерительного устройства за счет создания большого перепада в размерах диаметров вращающейся гильзы и оси измерительного цилиндра.

Важнейшее условие обоснования метода определения СНС, а следовательно, и конструктивных параметров реометра — не только установление скорости наложения напряжений, но и выявление механизма разрушения структуры образца в зазоре прибора.

При анализе деформации различных типов буровых растворов с помощью кинограмм (В. И. Матыцын) установлено, что деформация происходит в локальной области вокруг внутреннего измерительного цилиндра, что и обуславливает обычно наблюдаемую независимость θ_t от ширины зазора Δr при $\Delta r > 1$ мм. Проведенные исследования также показали, что величина θ_t при измерении с помощью модернизированного прибора СНС-2 определяется не скоростью сдвига, а линейной скоростью вращения измерительного элемента. При этом с увеличением скорости деформирования показатели прочностных характеристик растут, что согласуется с динамической теорией прочности.

Несмотря на имеющиеся данные (К. Ф. Жигач, Э. Г. Кистер, Л. И. Щеголевский и др.) о наличии области инвариантных от скорости величин СНС, можно полагать, что найденные решения носят частный характер, так как неинвариантность при определении этого показателя обусловлена совместным проявлением релаксации, тиксотропии, т. е. теми характеристиками, которые существенно различны для разных растворов. Увели-

чение ε позволяет реализовать в структурированной системе различные виды деформаций — от процессов истинно вязкого течения (ползучести) до упругих деформаций. Характер развития деформации предопределяют свойства дисперсий.

Эксперименты показали, что при измерении θ_1 бентонитовой суспензии, обработанной 20 % УЩР, при частоте вращения внешнего цилиндра только на порядок меньшей стандартной, уже отсутствует реверс шкалы, характерный для методики определения СНС. Постоянное значение угла закручивания динамометра отражает эффективную вязкость системы при используемой скорости сдвига. Увеличение скорости нагружения образца или достижение большего упрочнения за счет увеличения выдержки в покое позволяет вновь достичь условий для определения θ_1 , как максимального угла закручивания нити динамометра. В то же время коагуляция раствора способствует значительному снижению частоты вращения цилиндра, при которой будет наблюдаться реверс шкалы.

В связи с этим была поставлена задача выбора такой скорости сдвига, при которой абсолютное значение $\Delta\theta_1$ минимально. Для анализа было принято, что $\Delta\theta_1$ зависит от линейной скорости v измерительного элемента, скорости тиксотропного структурообразования, рассчитанной по формуле $K_{т.с} = (\theta_{10} - \theta_1)/t$, скорости релаксации напряжения β , определенной по известной методике, а также от времени нагружения t и зазора Δr . Используя методы теории размерности, рассматриваемую функцию $\Delta\theta_1 = f(v, t, \Delta r, K_{т.с}, \beta)$ оказалось возможным представить в виде безразмерных комплексов, а затем после подстановки исходных параметров в форме, удобной для экспериментальной проверки:

$$\Delta\theta_1 = v K_{т.с}^2 t^2 / (\beta \Delta r). \quad (3.3)$$

Изучение различных глинистых растворов с помощью модернизированного прибора СНС-2, обеспечивающего изменение зазора от 2 до 10 мм и линейной скорости вращения измерительного цилиндра от 0,03 до 62,8 мм/с, показало, что исследуемая зависимость носит параболический характер без экстремальных значений. Таким образом, в интересующем интервале скоростей сдвига, в который входит и значение скорости, измеренное стандартным методом определения СНС, рациональная скорость сдвига не может быть выбрана для минимизации $\Delta\theta_1$ при остальных неизвестных рассмотренных факторах и, как следствие, независимые от скорости показатели θ_1 могут быть получены только случайно.

Поэтому интенсивность нагружения образца целесообразно выбирать исходя из оценки возможного на практике интервала скоростей деформации структуры и из требования минимизации погрешностей при измерении. Было принято, что нагружение образца в реометре должно отражать скорость деформирования структуры под воздействием массы наиболее крупных и тяжелых частиц шлама и утяжелителя, что позволит характеризовать важнейшую функцию бурового раствора — удерживающую способность.

Интенсивность деформирования может быть также соизмерима со скоростью оседания частиц по Стоксу, но в жидкости, вязкость которой увеличивается при уменьшении скорости деформирования.

Расчет показал, что для буровых растворов, обладающих приемлемыми для практики реологическими показателями ($\tau_0 = 21$ дПа; $\eta = 15$ мПа·с), эффективные вязкости в интервале $5-0,01$ с⁻¹, где верхняя граница соответствует сдвиговым деформациям в емкостях циркуляционной системы (см. рис. 3.1), таковы, что скорости оседания сферической частицы утяжелителя ($d = 1$ мм; $\rho_y = 4$ г/см³) находятся в пределах $40-15$ мм/с. Анализ изменения предельного статического напряжения сдвига в исследуемом интервале скоростей деформации показал, что значения, получаемые с наименьшей погрешностью, лежат в границах от $1,6$ до $0,16$ мм/с, т. е. скорость сдвига, стандартная для прибора СНС-2, может быть принята при конструировании измерительного механизма базового реометра для буровых растворов.

Учет предыстории образца перед измерением повышает достоверность значения θ_i . Предметом специального изучения явилась разработка методов исключения ориентационно-тиксотропного эффекта и стандартизация интенсивности предварительного разрушения структуры. Для этих целей использовали различные измерительные устройства, в том числе со встроенными вибраторами. Опыт показал, что поставленные задачи могут быть с достаточной для практики надежностью решены созданием в зазоре реометра шириной до 2 мм восходящего потока, вызванного вращением внешнего перфорированного цилиндра при градиентах скорости $300-1200$ с⁻¹. При этом исключается дополнительное диспергирование раствора.

Разные свойства дисперсной системы и материала измерительной поверхности реометра приводят к возникновению пристеночного слоя с меньшим содержанием взвешенных частиц и, как следствие, к эффекту проскальзывания. Для его исключения обычно используют рифленные цилиндры, предполагая, что вносимая рифлениями погрешность мала. Исследование влияния формы и материала измерительных поверхностей на величины τ_0 и η исследовано на ротационном вискозиметре, гладкий и рифленный измерительные цилиндры которого изготовлены из металла с полированной поверхностью, из фторопласта-4 с полированной поверхностью и из металла, покрытого гидрофобным лаком. Возможность наложения электрического поля позволила принудительно обеспечить прилипание (по Н. В. Палкину) заряженных отрицательно глинистых частиц или создание пленки воды у контактной поверхности.

Обнаружено, что величины τ_0 и η различных типов буровых растворов, измеренные с помощью гладкого и рифленного ста-

торов, совпадают в пределах ошибки опыта. В то же время значения θ_i в экспериментах с гладким статором в некоторых случаях оказались заниженными на 10—12 %, что являлось следствием пристенного скольжения, так как результаты измерений на гладком статоре при подаче положительного напряжения совпадали с данными опытов на рифленном статоре. Контрольные опыты с подачей положительного потенциала на рифленный статор показывали отсутствие в системе значительных электрохимических изменений.

Для исследования влияния материала прибора СНС-2 на измеряемые значения θ_i внутренний цилиндр был модифицирован так, чтобы в плоскости сдвига имелись контакты типов металл — суспензия (сетка, различной формы рифления), глина — суспензия, соль — суспензия, фильтрационная корка — суспензия. В последнем случае фильтрацию перед измерением θ_i осуществляли созданием вакуума внутри полого пронизываемого подвешенного цилиндра. Объектами измерения были различные типы растворов, включая пресные и солеустойчивые. Полученные данные подтвердили существенное влияние соотношения свойств контактирующих тел на величину θ_i и позволили выбрать такую форму рифления цилиндра, при которой с учетом других ограничений наибольшая часть поверхности сдвига будет расположена внутри суспензии. Значения θ_i , полученные с помощью такого цилиндра без наложения и с наложением электрического поля, полностью совпадали.

В результате экспериментального подтверждения того, что использование торсионов различной жесткости приводит к изменению скорости деформаций образца и, следовательно, к погрешностям при определении СНС, был сделан вывод о целесообразности использования динамометра, близкого по своим свойствам к абсолютно жесткому. В связи с этим рекомендовано использовать разработанный В. Г. Кармолиным динамометр, отличительная особенность которого — использование магнитно-силовой компенсации при измерении касательных напряжений, что обеспечивает постоянную скорость деформирования исследуемого образца. Деформация упругого элемента уравновешивается усилием магнитоэлектрического устройства с обратной связью. Применение двухкоординатного самопишущего прибора, на который подаются сигналы от магнитоэлектрического устройства и тахогенератора, обеспечивает непосредственное получение кривых течения.

Определение равновесных характеристик предполагает длительное выдерживание образца при заданном значении ϵ . Для предупреждения изменения нагрузки на двигатель вследствие разрушения структуры и вызываемого этим неконтролируемого изменения ϵ разработана система автоматического регулирова-

ния электродвигателя реометра. Эта система позволяет по заданной программе изменять ϵ , что дает возможность, например, находить параметры прямых постоянных структур и значения ϕ , исследовать петли гистерезиса тиксотропных систем или стандартизировать темп изменения ϵ при определении неравновесных кривых течения.

При разработке высокотемпературного прибора возникает необходимость предотвращения закипания измеряемого образца и обеспечения постоянства его состава. Первая задача решена созданием давления в автоклаве, превышающего известное давление упругих паров дисперсионной среды при заданной температуре. Из возможных агентов, создающих давление, были опробованы вода, масло и газ. Опыты показали, что налитые в автоклав-пробоотборник поверх образца вода или масло перемешиваются с ним при вращении даже неперфорированной гильзы ротора. Использование фрикционных уплотнений нецелесообразно вследствие внесения переменных погрешностей.

Наиболее эффективным оказалось использование азота. Однако проведенные эксперименты показали, что при быстром охлаждении промывочная жидкость разгазируется, так как по мере снижения температуры давление в автоклаве и растворимость газа в суспензии падает, в связи с чем и возникают пузырьки газа. Искусственное поддержание давления при охлаждении исключает этот эффект.

Выпаривание образца в процессе нагрева предотвращают применением разработанного Е. Г. Осиповым специального устройства, состоящего из комбинации теплового и водяного затворов.

Константы модели Максвелла — Шведова и Кельвина определяют при детальных лабораторных исследованиях механизма контактных взаимодействий и деформационных процессов в буровых растворах с неразрушенной структурой. Для этих целей используют приборы, основанные на тангенциальном смещении индентора (например, пластинки) в исследуемом образце.

С помощью этих приборов (типа прибора Вейлера — Ребиндера) по величине силы сопротивления индентору определяют структурно-механические характеристики системы. Метод теоретически обоснован и нашел широкое применение в работах Н. Н. Круглицкого при разработке рецептур буровых растворов. Необходимость проведения исследований при высоких температурах и давлениях потребовала создания специального высокотемпературного пластометра (типа ОДС) в СПКБ «Промавтоматика». Специальными проблемами, которые решены так же, как в приборах типа ВСН, были предупреждение испарения образца и проскальзывание пластинки.

3.2. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Проведенные теоретические и опытно-конструкторские разработки стали научной основой создания базовых реометров для буровых растворов — ВСН-3, ВСН-2М и их модификаций. Конструкции этих приборов наиболее полно отражают условия деформирования растворов в скважине и учитывают их особенности как полидисперсных многокомпонентных тиксотропных суспензий, существенно отличающихся концентрацией твердой фазы и структурно-механическими свойствами. Реометры применяют для определения предельного статического напряжения сдвига и кривой течения буровых растворов.

Принцип действия — определение напряжений сдвига в измеряемой среде, расположенной между вращающейся с различной частотой наружной гильзой и внутренним цилиндром, связанным с измерителем момента кручения.

Ротационный вискозиметр ВСН-3 позволяет при комнатной температуре определить СНС по стандартной методике и равновесную или неравновесную кривую течения в интервале скоростей сдвига $200\text{--}660\text{ с}^{-1}$. Пределы измерения касательных напряжений — до 900 дПа, динамической вязкости — от 1 до 400 мПа·с. Основные приведенные погрешности измерения касательных напряжений сдвига и динамической вязкости соответственно не более 4 и 5 %.

Техническая характеристика и стандартная методика работы с прибором ВСН-3 приведены в работе [12].

Схема прибора представлена на рис. 3.2, а. Основные элементы конструкции: рифленый измерительный цилиндр 7, вращающийся цилиндр — гильза 8 и динамометр 1 со шкалой 2. Раствор помещают в стакан 6, который поднимается телескопическим подъемником 5 до погружения в него гильзы и измерительного цилиндра. Электродвигатели 4 и 3 обеспечивают вращение гильзы при фиксированных частотах 600, 400, 400, 200 и 0,2 об/мин. Гладкая гильза перфорирована на уровне верхнего измерительного цилиндра для предотвращения расслаивания образца.

Реометром ВСН-3 оснащают комплект приборов лаборанта КЛР-1, который является основой метрологического обеспечения технологии промывки скважин.

Дальнейшей модификацией ВСН-3 является прибор ВСН-4. Его отличает возможность плавного изменения скорости, что при двух измерительных цилиндрах обеспечивает интервалы ϵ от 94,67 до 946,7 с^{-1} и от 174,2 до 1742,2 с^{-1} . Увеличены вдвое пределы измерения напряжений и динамической вязкости.

Высокотемпературный ротационный вискозиметр ВСН-2М (рис. 3.2, б) имеет ту же схему измерительного устройства, что

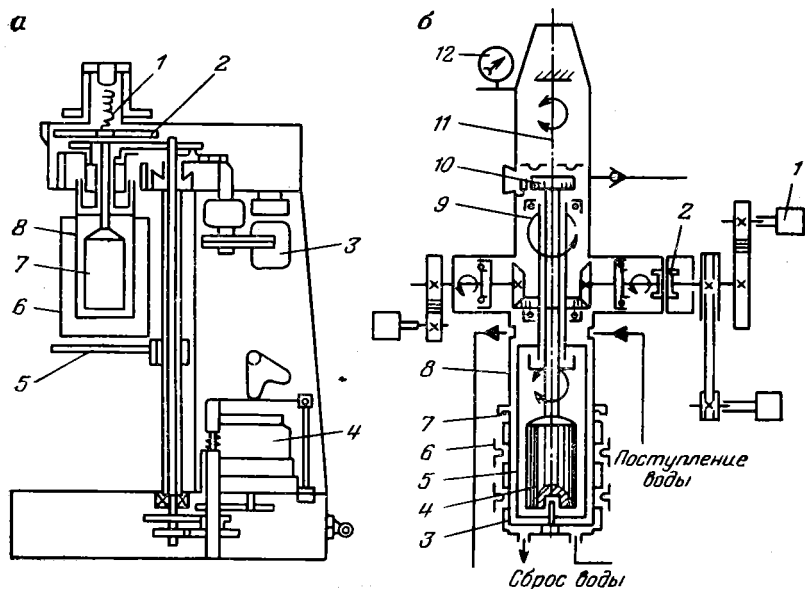


Рис. 3.2. Ротационный вискозиметр:

а — ВСН-3: 1 — динамометр; 2 — шкала, 3, 4 — электродвигатели; 5 — подъемник; 6 — стакан; 7 — измерительный цилиндр; 8 — гильза; **б** — ВСН-2М: 1 — тахогенератор; 2 — магнитная муфта; 3 — змеевик; 4 — внутренний измерительный цилиндр; 5 — наружный цилиндр; 6 — нагревательный элемент; 7 — контейнер; 8 — автоклав; 9 — шпindel; 10 — шкала, 11 — упругая нить; 12 — манометр

и ВСН-3. Прибор, оборудованный автоклавом с тепловым затвором, позволяет вести измерения при давлениях до 15 МПа и температурах до 200 °С. Диапазон измерения эффективной вязкости находится в пределах $(1 \div 1000) 10^{-3}$ Па·с. Фиксированная частота вращения наружного цилиндра — 0,2 мин⁻¹, плавно изменяющаяся — от 50 до 600 мин⁻¹. Вискозиметр снабжен механическим устройством для установки шкалы в нулевое положение и автономным приводом для измерения СНС. Дальнейшая модернизация реометра отличается повышенным пределом термостатирования (до 300 °С), а также наличием магнитно-силовой компенсации, обеспечивающей постоянную скорость деформации измерительного образца и измерительной системы с двухкоординатным самописцем.

В зарубежной практике бурения используют различные реометры [11, 12], например типа «Фэнн» или фирмы «Баронд». Измерительные устройства подобны используемому в приборах типа ВСН. Различные модели отличаются приводом (ручной, электрический), диапазоном скоростей сдвига, возможностью проведения исследований при различных температурах и давлениях, способами регистрации измеряемых величин.

Наибольшее распространение получил промышленный реометр «Фэнн-34», приводимый в действие двухскоростным синхронным

двигателем для получения частот вращения внешнего цилиндра 3,6; 100; 200; 300; 600 об/мин и соответственно скоростей сдвига 6,3; 170; 340; 511 и 1022 с^{-1} . Частоту 3,6 об/мин используют для определения предельного статического напряжения сдвига после выдержки образца в покое 10 и 600 с.

Параметры измерительного узла прибора подобраны так, чтобы значения эффективной вязкости, предельного напряжения сдвига и пластической вязкости определять непосредственно по отсчету делений шкалы, применяя для этого стандартные (Американский нефтяной институт) частоты вращения 300 и 600 об/мин.

Чтобы расширить интервал измеряемых скоростей сдвига в сторону меньших значений, использовали приставки фирмы «Милкем» к стандартному прибору. Это позволило определять напряжения сдвига дополнительно при 200; 100; 50; 25 и 12,5 с^{-1} . В результате была создана, например, модель «Фэнн-34М», снабженная электрическим регулятором скоростей с тахометром, который обеспечивает плавное изменение частоты вращения ротора от 0 до 600 об/мин.

Широко применяют различные высокотемпературные вискозиметры. И. Фэнн создал реометр (модель 50) для работы при температуре 260 °С и давлении 7 МПа, в котором частота вращения ротора плавно увеличивается до 1000 об/мин.

Для исследования вязкоупругопластичных свойств буровых растворов при температуре до 200 °С и давлении до 15 МПа может использоваться эластомер ОДС1, разработанный СПКБ «Промавтоматика». Схема прибора представлена на рис. 3.3. Измерительный механизм полностью размещен в герметичном корпусе 3, в который под давлением подают азот из газового

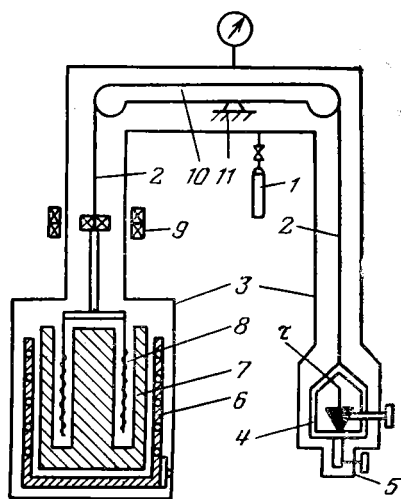


Рис. 3.3. Эластомер ОДС1

баллона 1. Индентор — рифленый цилиндр 8 помещен в кювету 7, выполненную в виде кольцевой вырезки, в которую заливают образец раствора. С помощью автоклава 6 создают необходимую температуру, регистрируемую самописцем. К индентору через систему штока, тросиков 2 и коромысла 10 на опоре 11 может быть приложено различное напряжение τ , создаваемое системой нагружения 4. При выдержке раствора в покое груз удерживается стопором 5. Перемещение индентора измеряется датчиком 9, а его величина регистрируется самописцем.

3.3. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Методика построения и описания реограмм определяется целями исследования.

В общем случае равновесную обратимую реологическую кривую в заданном интервале $\Delta\epsilon$ в соответствии с теоретическими предпосылками следует строить, начиная с максимального значения $\epsilon_{\max}$ из выбранного интервала по ступенчатой программе с равномерным шагом. Предварительное разрушение структуры при $\epsilon > \epsilon_{\max}$ нецелесообразно, так как это может привести к погрешности вследствие возможной зависимости положения равновесно нисходящей реограммы от максимально достигнутой величины ϵ . При каждом фиксированном значении ϵ необходимо деформировать образец столь долго, сколько потребуется для достижения равновесного состояния, для которого характерно изучаемое значение τ_r .

Методика, рекомендуемая для промысловых исследований буровых растворов с помощью прибора ВСН-3, состоит в следующем:

испытуемый образец перемешивают при частоте вращения 600 об/мин с целью разрушения структуры, затем снимают устойчивые показания углов закручивания по шкале прибора, т. е. равновесные значения напряжений сдвига, при 600, 400, 300 и 200 об/мин;

по полученным данным строят зависимость угла поворота шкалы α от частоты вращения наружного стакана N ;

на полученной реологической кривой течения выделяют прямолинейный участок и продолжают его до пересечения с осью ординат;

по значениям выбранных двух любых точек α_1 , N_1 и α_2 , N_2 на прямой, аппроксимирующей кривую течения, определяют

пластическую вязкость (мПа·с) и динамическое напряжение сдвига (Па) по формулам

$$\eta = \frac{\alpha_2 - \alpha_1}{N_2 - N_1} A, \quad (3.4)$$

$$\tau_0 = \frac{A}{B} \left[\alpha_2 - \frac{N_2}{N_2 - N_1} (\alpha_2 - \alpha_1) \right], \quad (3.5)$$

где A и B — константы прибора (приведены в паспорте); α_2 и α_1 — углы поворота шкалы соответственно при высокой N_2 и низкой N_1 частотах вращения.

Рекомендуется за величины τ_0 и η принимать средние значения из трех измерений, при этом текущие значения не должны отклоняться от среднего более чем на 5%.

Сложность выделения прямолинейного участка чаще всего приводит к необходимости проведения кривой через все экспериментальные точки. В этом случае параметры прямой в координатах α — N целесообразно определять с помощью метода наименьших квадратов. Нанесение на ось α (с учетом отношения A/B) шкалы напряжений сдвига (в Па) позволяет непосредственно считывать значение τ_0 на пересечении продолжения прямой с этой осью.

При упрощенной методике определения реологических параметров используют лишь две частоты вращения цилиндра — 600 и 300 об/мин. Например, для пружины № 1 (по паспорту прибора) при $N_1 = 300$ об/мин, $N_2 = 600$ об/мин имеем $\eta = 0.5(\alpha_2 - \alpha_1)$, $\tau_0 = 1.5(\alpha - 2\eta)$.

Определение пластической вязкости и предельного динамического сопротивления сдвигу имеет смысл только тогда, когда в рассматриваемом интервале ϵ реограмма с достаточной точностью может быть представлена прямой. Кроме того, их величины могут зависеть от максимального значения ϵ , что необходимо учитывать, выбирая в качестве N_2 не 600 об/мин, а 400.

Измерение этих параметров при повышенных температурах и давлении отличается только подготовкой образца, включающей его нагрев, который осуществляется при непрерывном вращении наружного стакана с частотой 400—500 об/мин, и создание давления в автоклаве. При определении кривых течения в процессе ступенчатого охлаждения необходимо для предупреждения разгазирования образца поддерживать постоянное давление.

Если при определении неравновесной реограммы степень разрушенности образца, достигнутой при $\epsilon_{\max}$, сохраняется и при меньших ϵ , то эта реограмма может рассматриваться как прямая постоянной структуры. Для этого после достижения

равновесной степени разрушения структуры требуется провести ступенчатое уменьшение ϵ , фиксируя в каждом случае изменение τ с течением времени t . Если ϵ было бы уменьшено мгновенно, то полученное неравновесное значение τ' при новом $\epsilon < \epsilon_{\max}$ принадлежало бы и прямой постоянных структур для выбранного $\epsilon_{\max}$.

Величины τ'_0 и η' с определенной погрешностью могут быть заменены величинами $\bar{\tau}_0$ и $\bar{\eta}$, которые измеряют по методу Б. С. Филатова как параметры линейных участков реограмм, полученных с помощью ротационного вискозиметра при возможно быстром уменьшении скорости сдвига, с использованием, например, синхронной автоматической записи показаний тахометра и динамометра.

Значения параметров прямых постоянных структур могут быть получены расчетным путем. Кинетика процесса восстановления (или разрушения) структуры тиксотропной дисперсии при заданной постоянной скорости $\dot{\epsilon}$ отражается кривой зависимости τ от времени t (см. рис. 2.6), которая по форме близка к экспоненте. В соответствии с рассмотренным ранее процессом изменения структуры дисперсной системы скорость изменения τ со временем t должна определяться формулой (2.11).

Если принять, что значение ϕ для приближенных методов расчета и малого шага изменения ϵ можно считать постоянным, т. е. $\phi(\epsilon_1) = \phi(\epsilon_2)$, то при интегрировании этого уравнения получаем экспоненциальную зависимость τ от t :

$$\tau = \tau_p + (\tau' - \tau_p) \exp(-\phi t), \quad (3.6)$$

где τ' — напряжение в момент времени t_0 после мгновенного изменения ϵ от ϵ_1 до ϵ_2 .

Измерив напряжение τ в моменты времени t_1, t_2, t_3 и подставив его значения в уравнение (3.6), имеем систему из трех уравнений, решение которой позволяет найти τ_p, τ'_0 и ϕ . Параметры прямой постоянной структуры определяют по двум значениям напряжения сдвига $\tau_p(\epsilon_1)$ и τ' из следующих соотношений:

$$\eta' = \frac{\tau_p(\epsilon_1) - \tau'}{\dot{\epsilon}_1 - \dot{\epsilon}_2}, \quad \tau'_0 = \tau_p(\epsilon_1) - \eta' \dot{\epsilon}_1. \quad (3.7)$$

С помощью этого метода также решают практически важную задачу установления равновесной реограммы на основе измерения неравновесных значений для разных $\dot{\epsilon}$. При этом

существенно сокращается длительность эксперимента и возникают возможности исследования систем, в которых могут протекать различные процессы во времени, например, диспергирование твердой фазы. Точность такого экспресс-метода возрастает с уменьшением разности $\tau' - \tau_p$.

Для проведения этих исследований необходимы реологические приборы, позволяющие изменять ε по ступенчатой программе и автоматически записывать изменение τ во времени. Приборы типа ВСН-2М, снабженные двухкоординатным самописцем, практически удовлетворяют указанным требованиям. В табл. 3.2 показаны значения τ_p , полученные экспериментально и расчетом.

Как показали эксперименты, выдержка при заданном ε в течение 10—15 мин вполне достаточна для большинства растворов, взятых из бурящихся скважин, в которых уже произошли физико-химические процессы, в результате чего достигнута практически равновесная степень разрушения структуры. Погрешность при этом не превышает 6—8 %, т. е. находится в пределах ошибки опыта.

Нагрев, добавление электролита, увеличение концентрации глины и особенно утяжелителя ускоряют процесс достижения равновесного состояния.

Однако в тех случаях, когда трудности построения равновесной реограммы не соответствуют задачам эксперимента, с достаточной для практики точностью при контроле качества буро-

Таблица 3.2

Значения τ_p , полученных экспериментально и расчетом

Состав образца дисперсии	Равновесное напряжение τ_p , Па		Погрешность, %
	расчетное	фактическое	
12 % саригюхского бентонита	90,9	90,3	0,6
	84,6	83,6	1,2
	81,2	79,1	1,3
12 % саригюхского бентонита + + 3,5 % УЩР	10,2	11,0	7,2
	7,9	8,0	1,2
	6,5	6,3	3,5
	5,1	4,5	13,0
10 % саригюхского бентонита + 1 % NaCl	57,3	62,8	8,0
Буровой раствор плотностью 1,8 г/см ³	10,1	9,7	4,1
	6,3	6,1	3,2
	5,8	5,2	11,0
	4,9	4,4	11,2

вых растворов можно использовать квазиравновесные реологические параметры, характеризующие так называемую воспроизводимую реограмму. Простейший метод — установление определенного времени выдержки образца при каждом ϵ , более сложный — затрачивание при каждом ϵ одинаковой работы на разрушение структуры. Для этого требуется выдерживать образец при каждом N , выполняя условие $t = N^2$. Для каждого N нужно брать новую порцию раствора или оставлять в покое измеряемый образец для исключения влияния предыстории.

Для описания реологических свойств буровых растворов применяют также степенной закон $\tau = K(\epsilon)^n$, часто применяемый в нефтепромысловой практике США. Для технологии промывки, используемой в США, характерен двойственный подход к описанию реологических свойств буровых растворов. При анализе влияния состава и концентрации компонентов буровых растворов, а также воздействия на них внешних факторов применяют модель Бингама. Это обусловлено более четким физическим смыслом параметров τ_0 и η . Для гидравлических расчетов используют степенную модель, так как считают, что она с меньшей погрешностью и в более широком диапазоне ϵ описывает свойства реальных буровых растворов.

Величины K и n удобно определять графически, построив кривую течения в двойном логарифмическом масштабе. В такой системе координат кривая течения будет представлена прямой, угловой коэффициент которой равен n , а отрезок, отсекаемый продолжением этой прямой на оси ординат — K .

На рис. 3.4 представлены экспериментальные точки, полученные при измерении параметров бурового раствора реометром типа «Фэнн». Для аппроксимации проведенной через эти точки реологической кривой можно воспользоваться двумя степенными функциями: одной — в области низких скоростей сдвига, а другой в области высоких.

При контроле качества буровых растворов и анализе материалов для их приготовления применяют величину эффективной вязкости.

На ротационных приборах типа ВСН эффективную вязкость при заданном N определяют по формуле

$$\eta_{\text{эф}} = A \frac{\alpha}{N}. \quad (3.8)$$

Удобно представлять кривую вязкости буровых растворов в координатах $\lg \eta_{\text{эф}} - \lg \epsilon$ (рис. 3.5). Это дает возможность с достаточным приближением оценивать величину $\eta_{\text{эф}}$ при ϵ_i ($\lg \epsilon_i =$

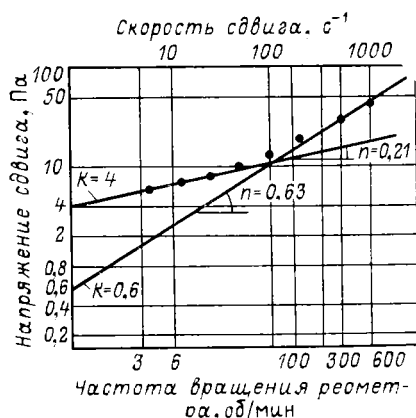


Рис. 3.4. Реограмма бурового раствора, аппроксимированная двумя степенными функциями

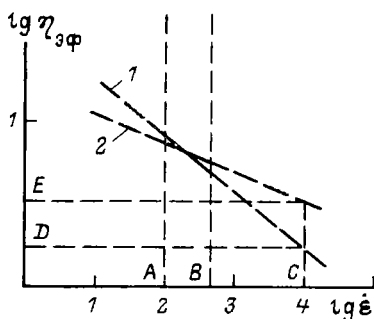


Рис. 3.5. Кривые вязкости буровых растворов

$= C$), существенно превышающей предельные значения ϵ_1 и ϵ_2 ($\lg \epsilon_1 = A$, $\lg \epsilon_2 = B$), реализуемые в реометре.

График (см. рис. 3.5) позволяет оценить и сопоставить эффективную вязкость буровых растворов в долотных насадках ($\epsilon = 10^4 \text{ с}^{-1}$). Как видно из графика (точки D и E), раствор, описываемый линией 1, предпочтительней раствора, описываемого зависимостью 2. Способность раствора к сдвиговому разжижению оценивается коэффициентом

$$K_{c.p} = (\lg \eta_{200} - \lg \eta_{600}) / (\lg \epsilon_{600} - \lg \epsilon_{200}). \quad (3.9)$$

При построении кривых вязкости следует использовать соответствующие равновесные значения напряжения сдвига.

Измерение предельного статического напряжения сдвига с помощью реометров типа ВСН состоит из следующих стандартных этапов: размешивание образца при максимальной величине N в течение 1 мин, выдержка заданное время в покое, нагружение образца с постоянной скоростью при частоте вращения внешнего цилиндра $N = 0,2$ об/мин, измерение предельного угла поворота $\alpha_{\max}$ внутреннего цилиндра. Если после достижения $\alpha_{\max}$ не возникает движения цилиндра в обратном направлении, то измеряемая величина будет характеризовать не θ_t , а $\eta_{\text{эф}}$ при $N = 0,2$ об/мин.

При изучении кинетики тиксотропного упрочнения в промышленных условиях целесообразно измерять θ_1 , θ_{10} , θ_{20} , θ_{30} . Если экспериментальные точки ложатся на прямую в координатах $t/\theta_t - t$, то это свидетельствует о применимости формулы

Гаррисона (2.7). Тогда величины $\theta_{\max}$ и γ можно определить графически или расчетным путем, используя, например θ_{10} и θ_{30} :

$$\theta_{\max} = 2\theta_{30}\theta_{10}/(3\theta_{10} - \theta_{30}), \quad (3.10)$$

$$\gamma = \theta_{10}/[10(\theta_{\max} - \theta_{10})]. \quad (3.11)$$

Величины $\theta_{\max}$ и γ позволяют вычислить по формуле (2.7) значения θ_t через любой промежуток времени.

Для описания реологической кривой бурового раствора можно применить более сложную зависимость с тремя параметрами:

$$\tau = \theta_t + K(\dot{\epsilon})^n, \quad (3.12)$$

где θ_t — величина, оцениваемая по стандарту США предельным статическим напряжением сдвига после выдержки образца в покое в течение 10 с.

Вязкоупругопластичные константы определяют эластомером ОДС1 по сложным методикам, описанным в паспорте прибора, а также в специальной литературе.

3.4. ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ

Нагрев и охлаждение оказывают существенное влияние на реологические свойства буровых растворов. При нагревании в буровом растворе происходят различные физико-химические процессы. Для правильного описания этих процессов и корректного определения момента достижения равновесной степени разрушения структуры раствора необходимо различать в нем обратимые и необратимые изменения.

Необратимые изменения обусловлены деструкцией реагентов-стабилизаторов, приводящей к его коагуляции, а также диспергированием глинистых частиц, возникновением новообразований на поверхности глинистых минералов и т. д. Обратимые изменения вызваны в основном уменьшением вязкости дисперсионной среды, сдвигом динамического равновесия как между адсорбционными и десорбционными процессами на границе фаз, так и между процессами растворения и кристаллизации солей в системе, изменением пространственной конфигурации оболочек защитных высокотемпературных ПАВ и т. д. Разграничение и раздельная оценка этих процессов должны учитываться при управлении буровыми растворами. В связи с этим целесообразно для исследования процессов, происходящих в системе при нагревании — охлаждении, использовать два дополняющих друг друга метода.

Первый — метод петель гистерезиса, которые образуются из кривых нагревания и охлаждения в координатах измеряемая характеристика — температура. При анализе необходимо учитывать положение и форму каждой кривой, а также ограниченную ими площадь.

На рис. 3.6 приведены два обобщенных участка петли гистерезиса для эффективной вязкости, встречаемых при изучении глинистых суспензий. Отличием рис. 3.6, а от рис. 3.6, б является то, что в первом случае кривая охлаждения лежит выше кривой нагревания. При нагревании раствора от T_1 до T_2 эффективная вязкость изменяется от значения A_1 до величины B_1 . Это изменение вызывается как обратимыми, так частично и необратимыми процессами в системе. Выдержка образца при температуре T_2 до завершения всех физико-химических процессов при этой температуре соответствует достижению постоянной величины эффективной вязкости в точке B_1 (в связи с длительностью необратимых процессов выполнение этого условия одновременно обозначает достижение равновесной степени разрушения структуры). Отрезок B_1B_1' стремится к нулю при уменьшении скорости нагрева и разности температур. В этом случае ломаная линия $A_1B_1'B_1$ переходит в действительную кривую нагревания A_1B_1 , отмеченную пунктиром.

При уменьшении температуры от T_2 до T_1 эффективная вязкость системы будет изменяться по линии B_1A_2 , которая отражает только обратимые изменения в дисперсии. Площадь петли гистерезиса $A_1B_1A_2$ является в основном мерой тех необратимых изменений, которые произошли в растворе при его нагреве до T_2 .

Величину необратимых изменений, кроме разности соответствующих величин эффективных вязкостей, можно охарактеризовать площадью $A_2N_1B_1$.

При повторном нагревании образца от T_1 до T_2 эффективная вязкость будет изменяться по линии A_2B_1 , так как вследствие завершения в системе в этом интервале температур необратимых процессов кривые охлаждения и нагревания совпадают.

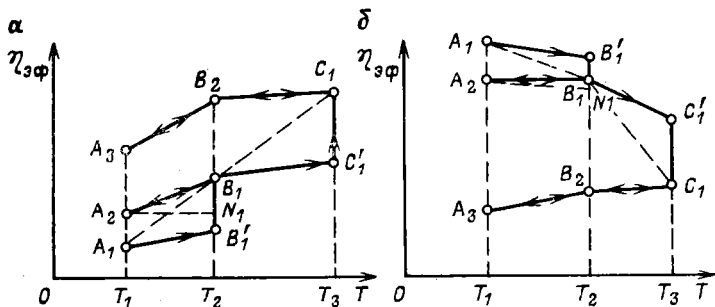


Рис. 3.6. Обобщенные участки петли гистерезиса для $\eta_{эф} = f(T)$ (стрелками указано направление изменения температуры)

Дальнейшее нагревание до температуры T_3 , выдержка при этой температуре и охлаждение до T_1 , вызовет изменение эффективной вязкости по линии $B_1C'_1C_1B_2A_3$. Площадь петли гистерезиса $A_2B_1C_1B_2A_3$ характеризует необратимые изменения, которые произошли в дисперсии, предварительно нагретой до температуры T_2 . Площадь $A_1B_1C_1B_2A_3$ представляет собой меру необратимых процессов в исходном образце.

Если кривая охлаждения лежит выше кривой нагревания, то можно предполагать преобладание процессов, связанных с построением и упрочнением пространственной структуры (диспергирование частиц глинистого минерала, деструкция и десорбция молекул ПАВ, добавляемых в качестве реагентов-стабилизаторов). В противном случае наиболее вероятна флокуляция системы. При нагреве преобладающая роль может переходить от одного процесса к другому, противоположно направленному, в результате чего может не только изменяться величина площади петли гистерезиса, но и ее знак (по отношению к кривой нагревания). При повышении температуры последовательное определение ряда петель гистерезиса для одной и той же дисперсии позволяет проследить все стадии изменения ее физико-химического состояния.

Аналогично исследуют петли гистерезиса для величин η , τ_0 , n и K . Это дает возможность более дифференцированно подходить к оценке процессов, происходящих в растворе.

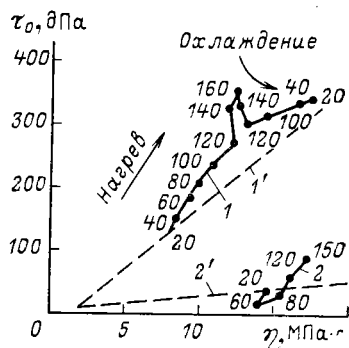
Применительно к требованиям нефтепромысловой практики термостойкость промывочных жидкостей целесообразно сопоставлять путем анализа изменений структурно-механических параметров, происходящих в результате обратимых изменений в системе, т. е. испытываемые образцы должны быть предварительно подвергнуты обработке в автоклаве при максимальной температуре и площадь петли гистерезиса для этих систем должна быть равна нулю.

Анализ изменения каждого из структурно-механических параметров при нагревании раствора может быть дополнен изучением перемещения характеристической точки корреляционных кривых в плоскости, например, $\tau_0 - \eta$. Это позволит, учитывая изложенные выше закономерности, более глубоко проследить изменения состояния системы.

В случае нагрева и последующего охлаждения нетермостатированного образца (при условии достижения при каждой температуре завершения протекающих в системе физико-химических процессов) и затем определения равновесных реологических параметров) характеристическая точка опишет некоторую незамкнутую кривую, которая будет свидетельствовать о совокупности равновесных и неравновесных процессов в растворе.

На рис. 3.7 показаны такие кривые для нетермостатированных глинистых растворов, первый (кривая 1) из которых представляет собой водную суспензию бентонитовой глины (8 %),

Рис. 3.7. Кривые $\tau_0 = f(\eta)$ термической обработки глинистых растворов (цифры на кривых указывают температуру образца в период его нагревания и охлаждения)



а второй (кривая 2) — буровой раствор (температура на забое 50—60°), обработанный УЦР (линии 1' и 2' — соответственно кривые разбавления исходных растворов). Кривая нагревания первого раствора в основном отражает явления диспергирования, которые в данном случае преобладают над остальными, например, над уменьшением вязкости дисперсионной среды. Одновременно с этим, как и для большинства необработанных ПАВ глинистых суспензий, наблюдается температурная коагуляция системы, что обуславливает увеличение коэффициента K_c . При охлаждении системы ее характеристическая точка приближается к первоначальной кривой разбавления, но в области более высоких реологических параметров. Это подтверждает, что конечным эффектом термической обработки непрогретой дисперсии глины обычно является ее загустевание в результате диспергирования.

Кривая нагрева второго раствора до температуры, меньшей температуры предварительного нагрева, отражает в основном изменение вязкости дисперсионной среды. Дальнейшее повышение температуры приводит к дополнительному диспергированию системы, которое невелико, так как этот процесс в значительной степени завершился благодаря наличию щелочного реагента и термомеханических воздействий в скважине. Присутствие термостойкого УЦР способствовало также предотвращению коагуляции системы, а следовательно, и сохранению значения K_c .

В практике США влияние нагрева изучают, анализируя изменение с температурой $\eta_{эф}$ при $\varepsilon = 100 \text{ с}^{-1}$, τ_0 и η . При этом на один график наносят и «нормализованную кривую» изменения вязкости воды (или раствора солей, имеющихсся в фильтрате) с температурой. Сопоставление кривых параметр — температура с нормализованной кривой, которые вследствие изменения масштаба для вязкости воды начинаются из одной точки, позволяет разделить обратимые и необратимые изменения, происходящие в растворе.

ФИЛЬТРАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**4.1. ЯВЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ В СКВАЖИНАХ**

Проблемы, связанные с устойчивостью стенок скважин, решаются в основном изменением плотности бурового раствора, его фильтрационных характеристик и солевого состава жидкой фазы [8, 10, 11, 15].

Общие закономерности фильтрации достаточно изучены (Б. А. Жужиков и др.). Исследования фильтрационных процессов применительно к технологии бурения были начаты в СССР В. С. Барановым, а затем продолжены Э. Г. Кистером, В. Д. Городновым, Н. Г. Аветисяном, М. И. Липкесом, А. И. Пеньковым и др.

Фильтрация представляет собой гидродинамический процесс движения дисперсной системы через пористую перегородку под действием перепада давления, в результате которого система разделяется на фильтрат и осадок (фильтрационную корку). В скважине имеются все условия для существования фильтрации. Чтобы предотвратить поступление флюидов в скважину, необходимо поддерживать определенное дифференциальное давление между скважиной и пластом, причем следует учитывать, что разбуриваемые породы обладают пористостью.

Скорость фильтрации прямо пропорциональна разности давлений, возникших по обеим сторонам фильтровальной перегородки, и обратно пропорционально сопротивлению, испытываемому жидкостью при ее движении через поры перегородки и слой образовавшегося осадка. Характеристики процесса зависят от того, движется или покоится (динамическая и статическая фильтрация соответственно) дисперсная система.

Известны две модели процесса фильтрации: 1) фильтрация с образованием осадка на фильтровальной перегородке; 2) фильтрация с закупоркой пор фильтровальной перегородки. В первом случае твердые частицы задерживаются на поверхности фильтра, образуя осадок возрастающей толщины, во втором — лишь в порах фильтра, т. е. происходит его коагуляция.

В реальных процессах фильтрации в скважине наблюдается как закупорка пор, так и образование осадка (корки), что обусловлено разнообразием размеров и форм частиц. В начальный момент времени в поры проникают не только дисперсионная среда, но и тонкодисперсные фракции, коагулируя породы пристенного слоя скважины. При этом начинает возникать осадок из более крупных частиц, промежутки между которыми заполняются в дальнейшем меньшими частицами. В результате закупорки пор и увеличения толщины осадка сопротивление

этой перегородки возрастает настолько, что фильтрация практически прекращается.

Рассмотрим особенности статической фильтрации. Связь между перепадом давления Δp и мгновенной скоростью фильтрации ω при ламинарном течении жидкости через поры определяется законом Дарси, который в дифференциальной форме имеет вид

$$\omega = \frac{dV}{dtS} = \frac{\Delta p}{\mu(R_k + R_f)}, \quad (4.1)$$

где V — объем фильтрата; t — продолжительность фильтрования; S — поверхность фильтрования; μ — вязкость жидкой фазы суспензии; R_k , R_f — сопротивление соответственно слоя осадка (корки) и фильтровальной перегородки.

Сопротивление R_k зависит от свойств дисперсной системы, что в общем виде можно выразить следующим соотношением:

$$R_k = \alpha_1 \frac{\rho C_c}{S(1 - mC_c)}, \quad (4.2)$$

где α_1 — среднее удельное сопротивление осадка,

$$\alpha_1 = \beta \Delta p^n; \quad (4.3)$$

ρ — плотность фильтрата; C_c — массовая доля частиц в суспензии, не содержащей растворенной твердой фазы; m — отношение масс влажного и сухого осадков; β — постоянная, зависящая в значительной мере от размера частиц осадка; n — коэффициент сжимаемости осадка, изменяющийся от 0 (несжимаемый) до 1 (сжимаемый).

Упрощая уравнение фильтрации в зависимости от конкретных условий и интегрируя его, получают формулы для практических расчетов.

Фильтрация буровых растворов — не только гидродинамический процесс. Исследования показали, что характер фильтрации зависит от физико-химического состояния этих дисперсий и определяется особенностями коагуляционных структур корок.

Структура корки зависит от гидродинамических и физико-химических факторов. К первым относятся пористость осадка и размер составляющих его частиц. Ко вторым, менее изученным, следует отнести характер контактных взаимодействий твердых частиц суспензии, содержание в ней коллоидных примесей и высокомолекулярных веществ, влияние электрокинетического потенциала, возникающего на границе раздела фаз, наличие на поверхности частиц сольватной оболочки или адсорбированных ПАВ и т. д.

По мере увеличения размера твердых частиц возрастает влияние гидродинамических факторов, а с уменьшением их размера — влияние физико-химических факторов. Пористость сжи-

маемых осадков уменьшается, а их гидравлическое сопротивление потоку жидкой фазы повышается с увеличением перепада давления. К сжимаемым относятся осадки, состоящие из легко деформируемых агрегатов, которые образуются из первичных мелких кристаллических частиц (глин). Способность твердых частиц или их оболочек (сольватных, из адсорбированных ПАВ) деформироваться под воздействием разности давлений также ведет к их сплющиванию и закрыванию пор.

Чем меньше вязкость дисперсионной среды (повышение температуры, понижение концентрации растворенных высокомолекулярных веществ), тем интенсивнее процесс фильтрации.

При фильтрации давление в осадке меняется с глубиной. Если над его поверхностью давление в суспензии равно p_1 , то оно полностью и равномерно передается от одной частицы осадка к другой во всех его слоях. Статическое давление $p_{ст}$ жидкости, протекающей через поры, уменьшается пропорционально преодолению сопротивлению от значения p_1 на границе с фильтровальной перегородкой. Деформация частиц сжимаемого осадка тем больше, чем больше величина $p = p_1 - p_{ст}$, характеризующая разницу между давлениями на участках частицы, соприкасающихся с другими частицами и жидкостью. Величина $p = 0$ для частиц на границе с суспензией и достигает значения p_1 для частиц на границе с фильтровальной перегородкой.

Уменьшение пористости осадка, а следовательно, и увеличение его удельного сопротивления происходит в направлении от границы с суспензией к границе с фильтровальной перегородкой. Экспериментально установлено, что градиент статического давления жидкости, а следовательно, и градиент p увеличиваются в направлении к фильтровальной перегородке.

Удельное сопротивление осадка значительно повышается, если на поверхности его частиц адсорбированы макромолекулы веществ, которые способны создать вокруг частицы гелеобразную оболочку. Частицы, окруженные такой оболочкой, наиболее полно закупоривают поры. В связи с этим накопление даже тонкого слоя осадка практически предотвращает отфильтровывание жидкой фазы из системы. Удельное сопротивление осадка также повышается, если содержащиеся в нем частицы образуют коагуляционно-тиксотропную структуру. Протекания свободной жидкости через такую структуру практически не происходит, т. е. высокая дисперсность и способность глин к коагуляционно-тиксотропному структурообразованию обуславливает возможность существования водонепроницаемых прослоек. Неструктурированные системы (пески) проницаемы независимо от толщины слоя. Агрегация частиц в результате коагуляционных процессов уменьшает удельное сопротивление осадка. Удельное сопротивление осадка определяет его толщину и, как следствие, обводненность приствольной зоны скважины, а также гидродинамику промывки.

В связи с тем, что на фильтрацию буровых растворов большое влияние оказывают их коллоидно-химические характеристики, то показатель Φ , следуя В. Оствальду, определяет устойчивость этих систем.

При исследовании фильтрации обычно пренебрегают сопротивлением фильтра. Тогда мгновенную скорость фильтрации при постоянной толщине h фильтрующего осадка (стационарная фильтрация), известной вязкости среды μ и площади фильтра S характеризуют уравнением

$$\frac{dV}{dt} = K_{\text{пр}} S \Delta p / \mu h, \quad (4.4)$$

где $K_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости, зависящий от свойств осадка.

Решение уравнения фильтрации при переменном h (нестационарная фильтрация) приводит к выводу, что количество отфильтровавшейся жидкости V за время t определяется равенством

$$V = \alpha t^{0.5}, \quad (4.5)$$

где α — коэффициент нестационарной фильтрации, учитывающий свойства фильтрационной корки и вязкость дисперсионной среды.

Формула (4.5) отражает статическую фильтрацию в скважине. Величина α может быть оценена из уравнения

$$\alpha = \sqrt{2A} = \sqrt{2K_{\text{пр}} \frac{\Delta p}{C} - \frac{1}{\mu} S_0}, \quad (4.6)$$

где S_0 — площадь фильтра; γ — коэффициент рыхлости осадка, равный отношению высоты к массе осадка; C — концентрация дисперсной фазы в суспензии; μ — вязкость среды.

В координатах $V - \sqrt{t}$ уравнение (4.5) аппроксимируется прямой с угловым коэффициентом α . Величину фильтратоотдачи (водоотдачи) системы за любой промежуток времени можно вычислить, если известна ее величина за любой другой промежуток:

$$V_2 = V_1 \sqrt{t_2/t_1} \quad (4.7)$$

или

$$V_t = K_{\text{ф}} \sqrt{t}, \quad (4.8)$$

где $K_{\text{ф}}$ — коэффициент фильтрации.

Зависимость (4.8) отражает обусловленность кинетики фильтрации от сопротивления, сжимаемости и проницаемости глинистых корок под влиянием химической обработки, инертных добавок и высокодисперсных глин.

Кольматация проницаемых пород определяет кинетику фильтрации. Кольматация учтена в уравнении Рута — Кармана, в котором начальный объем выделения фильтрата соответствует сопротивлению фильтрующей основы. Кольматацией обусловлено и уменьшение размера частиц к верхнему слою глинистой фильтрационной корки:

$$[V + V_0]^2 = K_{\text{пр}}(t + t_0), \quad (4.9)$$

где V — объем фильтрата; V_0 — объем фильтрата, необходимый для образования корки, сопротивление которой равно сопротивлению фильтровальной бумаги; t, t_0 — время фильтрации объемов V и V_0 соответственно (t_0 — теоретическое).

В. С. Баранов подтвердил на большом экспериментальном материале применимость формулы (4.9) для буровых растворов и впервые предложил в качестве фильтрующей основы бумажный фильтр.

Фильтрация в скважине осуществляется не только в статических условиях, но и при движении бурового раствора. При динамической фильтрации на стенке возникает равновесный слой осадка, толщина которого при прочих равных условиях определяется скоростью потока жидкости. В этих условиях справедливо уравнение стационарной фильтрации. Тогда при постоянных значениях толщины h_0 и перепада давления Δp_0 скорость фильтрации

$$\frac{dV}{dt} = K_0 = \text{idem}. \quad (4.10)$$

В системе координат t и V этот закон выражается прямыми, проходящими через начало координат, угловой коэффициент которых равен K_0 .

Чем выше скорость течения раствора, тем больше смывается верхний слой корки и уплотняются оставшиеся слои. В результате водоотдача увеличивается, при этом обнаруживается ее сложная зависимость от скорости сдвига, что обуславливает отсутствие корреляции между статической и динамической фильтрацией.

На забое скважины фильтрация происходит при условии постоянного разрушения корки и части кольматированного слоя породы. Хавенаар предложил следующее уравнение для фильтрации на забое скважины в процессе бурения:

$$V = (\pi D^2/4) \sqrt{n_d m_{\text{ш}}/C_1}, \quad (4.11)$$

где V — скорость фильтрации; D — диаметр забоя; $m_{\text{ш}}$ — число шарошек в долоте, работающем с частотой вращения n_d ; C_1 — константа, которая прямо пропорциональна произведению величин перепада давления, проницаемости корки, объема

фильтрата и обратно пропорциональна вязкости фильтрата, умноженному на объем корки.

Значение фильтрации на забое также не коррелируется с величиной статической фильтрации. В связи с этим практикой доказана целесообразность измерения мгновенной фильтрации, когда корка еще не успевает сформироваться. По физическому смыслу ее показатель близок к характеристике фильтрации на забое, когда в предельно малый промежуток времени, исчисляемый долями секунды, под действием мгновенного перепада давления фильтруется определенное количество раствора, проникая в зону предразрушения через площадь забоя.

Эта фильтрация способствует выравниванию давления под долотом и в зоне предразрушения, что существенно повышает механическую скорость бурения $v_{\text{мех}}$.

Для оценки мгновенной фильтрации на практике используют измеряемую фильтром-прессом величину минутной фильтратоотдачи Φ_1 или рассчитывают Φ_t при $t \rightarrow 0$ исходя из формулы (4.7). Обобщение отечественных и зарубежных данных позволило связать приращение (%) механической скорости с величиной Φ_1 (см³) эмпирической зависимостью

$$\Delta v_{\text{мех}} = 68 + 3,81 \Phi_1. \quad (4.12)$$

Детальные исследования мгновенной фильтрации [23] с помощью специального устройства позволили уточнить механизм процесса, связав его с коллоидно-химическими характеристиками образца и явлениями, происходящими при взаимодействии микрогетерогенной жидкости с пористой средой. Устройство, обладающее практической безынерционностью, позволяло проследить процесс фильтрации начиная примерно с 1 мс и вплоть до ее прекращения. В качестве пористых сред использовали цилиндрические керны известной проницаемости из искусственного песчаника. Было установлено, что уравнение Дарси не применимо для описания течения в пористых средах даже для воды. Для воды и водных растворов КМЦ зависимость изменения мгновенной фильтрации от времени линейна и определяется гидродинамикой процесса. Для суспензий саригюхского бентонита, обработанных метасом и нитронным реагентом НР, характерна нелинейная зависимость.

Резкое затухание процесса получено при исследовании суспензий этой глины, обработанных КМЦ или НР и НТФ. Таким образом, коллоидно-химическое состояние системы, гетерокоагуляция на поверхности фильтрующего слоя и кольматация пор определяют мгновенную фильтрацию. Предположено, что мгновенно образующийся гелеобразный слой на поверхности пористого образца препятствует отфильтровыванию макромолекул и агрегатов метаса, поэтому в поровых каналах течет менее концентрированный раствор реагента. Предложенный метод

позволил обнаружить существенные различия изученных буровых растворов, которые не могли быть вскрыты при сопоставлении величин Φ_{30} и Φ_1 . Это, в частности, объяснило наблюдаемую на практике разницу технико-экономических показателей при использовании малоглинистых растворов, обработанных различными реагентами.

Оценка объемов жидкости, поступающей в пласт при фильтрации, показала [11], что на долю динамической фильтрации приходится около 95 % фильтрата.

Наряду с этим пытались установить глубину проникновения буровых растворов в пласт. А. А. Линевским показано, что глинистый раствор проникает в пласт не более, чем на 20—40 мм. Позднее Скремпом и Кенноном при фильтрации через пески различной крупности установлена зона от 2,5 до 37 мм. При этом утверждается, что основной фильтрационный барьер — часть породы толщиной 6—8 мм, насыщенная глинистым раствором. Проникновение утяжеленного баритом раствора в тонкозернистый песок при давлении 13,5 МПа Парсонсом совсем не отмечается, а корка оказывается уменьшенной.

Рассматриваемые условия фильтрации предполагают постоянный состав раствора над сформированной коркой. Однако в процессе бурения обычны замены буровых растворов и обязательно цементирование скважин. Фильтрационная корка лабильна и при изменении фильтруемой системы может существенно изменить свои свойства. В этом случае процесс фильтрации последующей дисперсии будет определяться особенностями уже закольматированного слоя и проницаемостью двойной корки. Проведенные автором исследования показали, что если не происходит коагуляционных процессов в первоначальной корке (растворы совместимы), то фильтратоотдача будет определяться коркой с меньшей проницаемостью.

Анализ корок буровых растворов и объемов фильтратоотдачи через них цементных растворов привел к следующим выводам. Чем больше солестойкость (по Са) бурового раствора, выше концентрация в нем твердой фазы из глин с меньшей поверхностной активностью (каолинит-гидрослюдистые, палыгорскитовые) и утяжелителя, тем меньше трещин возникает в корке, которые в условиях подпитки жидкостью могут стать каналами, способствующими развитию газопроявлений. Снижение скорости твердения корки цементного раствора обусловлено проникновением в нее под действием контракции жидкой фазы из лежащей ниже корки бурового раствора, содержащей реагенты, которые обычно замедляют процессы схватывания.

Несмотря на различие процессов фильтрации в скважине, практика подтверждает возможность и целесообразность их контроля по величине статической нестационарной фильтрации, для чего используют показатель фильтратоотдачи Φ_{30} и толщину корки δ , полученные в результате 30-минутного стандарт-

ного испытания бурового раствора на фильтре-прессе. Кроме того, необходима оценка мгновенной фильтрации, характеризующая в первом приближении величиной Φ_1 . В некоторых случаях должны быть исследованы структурно-механические свойства корок, как высококонцентрированных систем. При этом требуется учесть другие факторы, влияющие на перетоки жидкости между скважиной и пластом, в том числе температуру и давление.

4.2. АППАРАТУРА И МЕТОДЫ АНАЛИЗА ФИЛЬТРАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

На практике показатель фильтрации Φ_t при нормальных температурах определяют с помощью известного прибора ВМ-6 и фильтра-пресса ФЛР-1 (рис. 4.1), входящего в комплект лабораторанта КЛР-1. Технические характеристики этих приборов приведены ниже.

Технические характеристики ВМ-6 и ФЛР-1

Прибор	ВМ-6	ФЛР-1
Предел измерения показателя фильтрации при диаметре фильтра 75 мм, см ³	46	120
Фактический диаметр фильтра, мм	53	53
Давление фильтрации, МПа	0,1	0,7

Приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды 5—50 °С, погрешность измерения не превышает $\pm 0,5$ см³.

Пробу бурового раствора наливают в стакан 5, который герметично закрывают. Давление в стакане создается при подаче газа через клапан 6 от баллона 3 через редуктор 2 с регулировочным винтом 1. Фильтрат собирается в мерный цилиндр 4. После разборки прибора определяется толщина δ фильтрационной корки.

Показатель фильтрации (см³) $\Phi_t = 2Q_\Phi$, где 2 — отношение площади стандартного фильтра диаметром 75 мм к площади

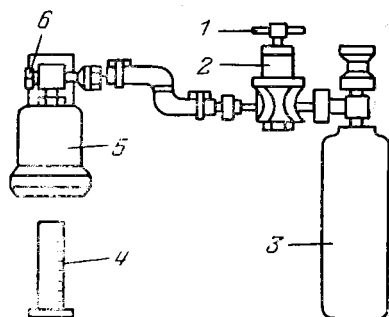


Рис. 4.1. Схема фильтра-пресса ФЛР-1

фильтрации фильтра-пресса; Q_{Φ} — количество фильтрата, полученное на фильтре-прессе за время t .

Показатель Φ_0 , характеризующий мгновенную фильтратоотдачу, удобно определять по формуле

$$\Phi_0 = 2\Phi_{7,5} - \Phi_{30}. \quad (4.13)$$

При высоких температурах и давлениях показатель фильтрации определяют с помощью прибора УИВ-2 (рис. 4.2) или фильтра-пресса ФП-200 (рис. 4.3).

Техническая характеристика прибора УИВ-2

Объем исследуемого образца раствора, см ³	350—400
Максимальная рабочая температура, °С	250
Максимальное рабочее давление (перепад давления на фильтре), МПа	5
Площадь поверхности фильтра, см ²	22
Точность автоматического поддержания заданных параметров:	
перепада давления, МПа	0,1
температуры, °С	15

Фильтрационный элемент прибора УИВ-2 (см. рис. 4.2) состоит из съемного автоклава 7 с вертикально расположенным фильтрационным элементом 6, который покрыт фильтровальной бумагой (или асбестовой бумагой при $T = 150^\circ\text{C}$). В автоклав наливают образец раствора. Давление в автоклаве, контролируемое манометром 1, создают с помощью отдельного баллона

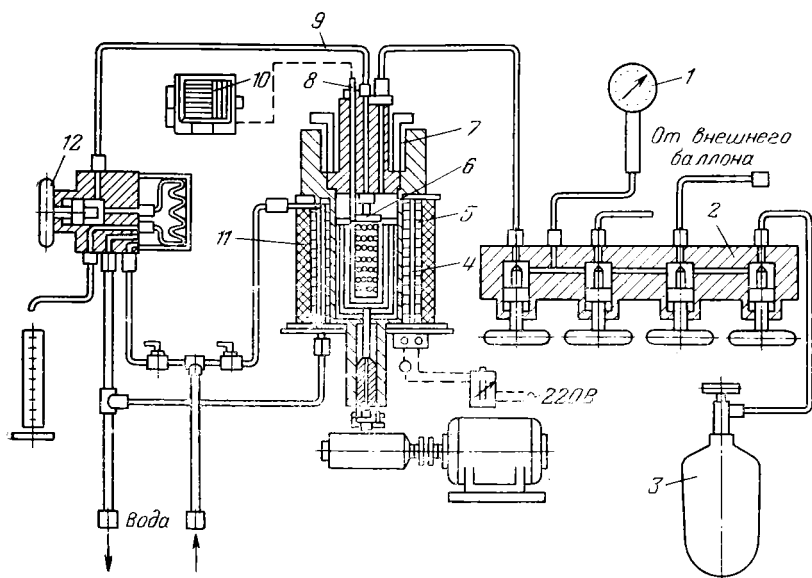
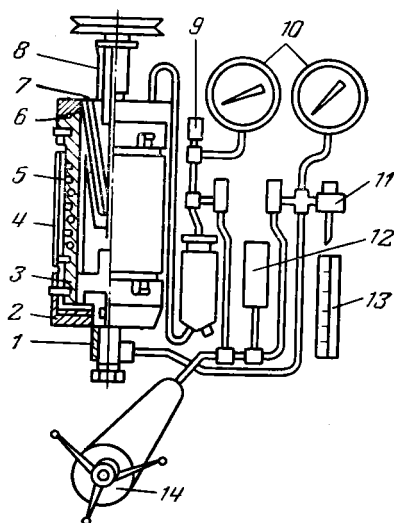


Рис. 4.2. Схема прибора УИВ-2.

Рис. 4.3. Схема фильтра-пресса ФП-200:

1 — запорный вентиль; 2 — фильтрующий элемент; 3 — автоклав; 4 — каналы охлаждения; 5 — электронагреватель; 6 — уплотнительное кольцо; 7 — термометр; 8 — уплотнитель; 9, 11 — клапаны; 10 — манометр; 12 — емкость; 13 — цилиндр; 14 — пресс



со сжатым инертным газом, подаваемым через пневматическую систему прибора, которая включает трубопроводы, распределительный манифольд 2 с вентилями и баллон-ресивер 3. Фильтрат по выпускной трубке 9 после охлаждения в целях предупреждения закипания в холодильнике 12 поступает в мерный цилиндр. Автоклав нагревается с помощью наружного электронагревателя 5, а охлаждается водяной рубашкой 11. Цилиндрическая мешалка 4, установленная соосно с фильтром, приводится в движение мотором, обеспечивая равномерность нагревания образца и отсутствие расслоения. Температуру контролируют потенциометром 10, соединенным с термопарой 8. Пространство под фильтром связано с атмосферой через вентиль холодильника.

Техническая характеристика фильтра-пресса ФП-200

Рабочий объем автоклава, см ³	400
Диапазон рабочих температур, °С	20—200
Диапазон давления на фильтре, МПа	0,1—5
Максимальное рабочее давление в автоклаве, МПа	6
Диапазон частоты вращения мешалки, мин ⁻¹	700—1000
Время нагрева пробы до 200 °С, мин	50

Устройство и принцип измерения ФП-200 (см. рис. 4.3) подобен примененным в приборе УИВ-2. В отличие от прибора УИВ-2 рабочее давление в автоклаве создают ручным гидропрессом до величины 5 МПа, а противодействие над фильтром, превышающее на 0,2—0,5 МПа давление насыщенных паров фильтрата при температуре опыта, устанавливают редукционным клапаном. Для определения показателя фильтрации полу-

ченное значение объема фильтрата умножают на коэффициент 2,25, который равен отношению площади поверхности стандартного фильтра ($44,15 \text{ см}^2$) к площади рабочей поверхности фильтра-пресса ($19,6 \text{ см}^2$).

В зарубежной промышленной практике стандартным считается измерение показателя фильтрации при перепаде давления $0,7 \text{ МПа}$ через плоскость фильтрации $48,8 \pm 0,6 \text{ см}^2$. Основные детали прибора для определения показателя фильтрации при высокой температуре следующие: источник регулируемого давления, испытательная камера с пористым элементом, рассчитанная на давление не менее 7 МПа , система нагрева и охлаждения камеры. Для создания давления используют газ (азот или диоксид углерода). Для перемешивания раствора применяют мешалку с высокой частотой вращения ($11\,000\text{—}17\,000 \text{ мин}^{-1}$).

Возникает необходимость сопоставления результатов, полученных с помощью разных приборов. На большом числе экспериментов Л. А. Свиридовым совместно с автором установлено, что одна из главных причин различия Φ_i при малых t — различие в средах (газ или воздух), находящихся под фильтровальной основой приборов. На рис. 4.4 представлены типичные диаграммы кинетики фильтрации. При этом формула (4.10) была представлена как

$$(\Phi + \Phi_0)^2 = K'_\Phi (t + t_0) \text{ или} \quad (4.14)$$

$$\Phi = K''_\Phi \sqrt{t} \pm \Delta\Phi, \quad (4.15)$$

где K'_Φ и K''_Φ — коэффициенты фильтрации.

Прямая 1 отражает кинетику фильтрации в случае заполнения сборника под фильтрационной решеткой газом (воздухом), прямая 2 — идеализированная прямая фильтрации в статических условиях; прямая 3 — при заполнении сборника водой. Отличие в перепадах давления влияло лишь на наклон прямых, определяемый видом химической обработки раствора. При параллельности прямых 1 и 3, начиная с некоторого момента, т. е. при полном совпадении кинетики фильтрации в статических условиях, разница абсолютных величин водоотдачи при изменении среды под фильтрационной решеткой за одинаковые промежутки фильтрации выражалась величиной $+\Delta\Phi (+\Phi_0)$ для прямых типа 3 либо $-\Delta\Phi (-\Phi_0)$ для прямых типа 1.

Существование отрицательных величин $\Delta\Phi(\Phi_0)$ и криволинейный участок прямой 1 свидетельствуют о наличии определенного неучтенного объема под фильтрационной решеткой.

Величина $\pm\Delta\Phi$ зависит от конструкции прибора и сред под фильтром. Чем больше время фильтрации, тем меньше погрешность. Для исключения погрешностей и с учетом линейной зависимости Φ от $\sqrt{t}$ целесообразно определять коэффициент

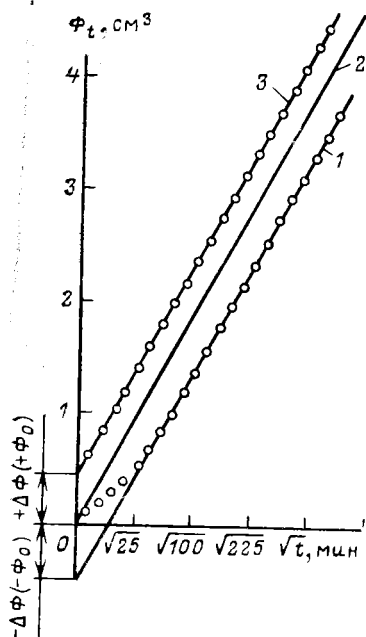
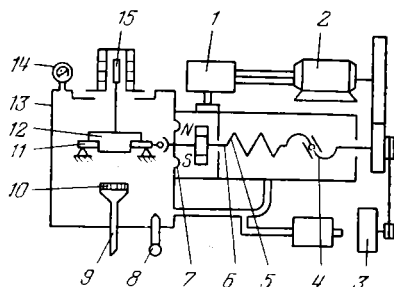


Рис. 4.4. Кинетика фильтрации 12%-ной суспензии саригюхского бентонита, обработанного 10 % УЩР

Рис. 4.5. Схема установки НК-1



фильтрации K_Φ по двум парам величин $\Phi_1, \sqrt{t_1}$ и $\Phi_2, \sqrt{t_2}$, получаемых в одном опыте:

$$K_\Phi = (\Phi_2 - \Phi_1) / (\sqrt{t_2} - \sqrt{t_1}). \quad (4.16)$$

Анализ структурно-механических свойств корок позволяет косвенно характеризовать свойства буровых растворов, которые могут способствовать прихвату. Для определения статического напряжения сдвига в фильтрационной корке при различных перепадах давления применяют установку НК-1 (рис. 4.5).

Принцип действия установки основан на измерении максимальных усилий, которые требуются для сдвига нагруженной металлической пластины-индентора (площадь поверхности 10 см²), находящейся в контакте с фильтрационной коркой при заданных перепадах давления.

Техническая характеристика установки НК-1

Диапазон определения статического напряжения сдвига в фильтрационной корке, МПа	0—1
Перепад давления на фильтрационной корке, МПа, не более	5
Объем пробы бурового раствора, см ³	600
Основная приведенная погрешность измерения параметров, %, не более:	
давления	1
статического напряжения сдвига	3
Температура нагрева испытуемой жидкости, °С	90
Максимальная толщина фильтрационной корки, мм	20

Пневматическое питание установки	Сжатый инертный газ
Давление, МПа	15

При измерении столик 9 устанавливают в крайнее верхнее положение, располагают фильтрующий элемент 10 в гнезде подвижного столика, закрывают вентиль, вставляют рамку 11 в корпус 13 на опорные призмы, проверив нулевое положение пружины 5, и заполняют корпус буровым раствором. Затем груз 12 помещают в рамку 11, а отсчетное устройство 15 толщины корки — в корпус. Далее опускают столик до крайнего нижнего положения и создают требуемый перепад давления.

По истечении заданного времени фильтрации вновь поднимают столик, осуществляя контакт корки с индентором и измеряя ее толщину. Время начала прилипания корки к грузу фиксируется.

После выдержки требуемого времени прилипания и уплотнения с помощью счетчика 3 измеряют натяжение пружины 5, соединенной с ходовым винтом 4, валом 6 и диафрагмой 7, в момент срыва груза с корки усилием, создаваемым электроприводом 2 с электронной схемой 1 управления. Температуру и давление внутри корпуса 13 измеряют термометром 8 и манометром 14.

Статическое напряжение сдвига (МПа) в фильтрационной корке определяется величиной $\theta_k = K_{п.п} n_{сч}$, где $K_{п.п}$ — константа прибора по паспорту; $n_{сч}$ — число делений счетчика.

Исследования при повышенных температурах ведут с предварительно нагретым раствором.

4.3. ОСМОТИЧЕСКИЕ ПЕРЕТОКИ ЧЕРЕЗ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ КОРКИ

Одна из вероятных причин различных осложнений (осыпей, обвалов) — осмос, который возникает при наличии на стенках скважин полупроницаемой перегородки из глинистой корки и кольматированного пристенного слоя, а также при разности концентраций растворенных веществ в буровых растворах и пластовых флюидах [4].

Осмотическое давление растворов определяется по формуле Вант-Гоффа

$$p_{осм} = i C_p R T, \quad (4.17)$$

где $p_{осм}$ — осмотическое давление раствора, Па; i — изотонический коэффициент, показывающий во сколько раз увеличилось число осмотически активных частиц в растворе вследствие диссоциации электролита; C_p — концентрация раствора, моль/м³; R — универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К; T — температура, К.

Осмотическое давление многокомпонентных систем представляет собой сумму давлений отдельных компонентов.

Различают разновидности осмоса — термоосмос, капиллярный и обратный осмос. Термоосмос возникает вследствие разности температур. Капиллярный осмос проявляется при наличии активной полупроницаемой мембраны, обладающей отрицательной адсорбционной активностью к компонентам раствора, что обуславливает перенос воды из раствора с меньшим химическим потенциалом в раствор с большим потенциалом. Обратный осмос связан с проникновением растворителя через полупроницаемую перегородку из раствора с большей величиной $p_{осм1}$ в раствор с меньшей величиной $p_{осм2}$ при приложении к первому раствору внешнего давления p , превышающего его осмотическое. Обратный осмос реализуется, если

$$p > p_{осм1} - p_{осм2}. \quad (4.18)$$

Величины изотонического коэффициента и осмотического давления для растворов солей, характерных для пластовых вод, приведены по работе [4] в табл. 4.1, а зависимость осмотического давления от температуры ($^{\circ}\text{C}$) для раствора NaCl на рис. 4.6. В этой же работе с целью количественной оценки механизма осмотических процессов предложено использовать коэффициент осмотического массопереноса

$$K_{осм} = \frac{K_{пр.п}}{\eta} \frac{p_{осм}}{\Delta C_p}, \quad (4.19)$$

где $K_{пр.п}$ — коэффициент проницаемости перегородки, м^2 ; η — динамическая вязкость раствора, $\text{Па}\cdot\text{с}$; ΔC_p — разность содержания массовой доли воды в растворах, участвующих в осмосе.

Результаты определения значений $K_{осм}$ для сред, встречаемых в нефтепромысловой практике, а также коэффициент диффузии D водно-солевых растворов частично приведены в табл. 4.2. Проницаемость перегородки, обеспечивающей максимальной осмотический эффект, составляла $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Сопоставив $K_{осм}$ и D позволяет авторам подтвердить вывод, что механизм осмотического переноса через полупроницаемые перегородки имеет диффузионный характер (П. А. Ребиндер).

Прямой расчет осмотического давления в скважине затруднен отсутствием достаточной информации о составе раствора и пластовых вод, а также несовершенством полупроницаемой перегородки.

Проявление и учет осмоса в различных условиях, например в грунтах (Б. Ф. Рельтов и др.), широко известны. Однако трудности использования полученных результатов для предупреждения осложнений в бурении послужили причиной проведения специальных работ (С. М. Гамзатов, О. М. Печерин, Н. Г. Аветисян, Л. А. Свиридов, В. Ю. Шеметов и др.).

Таблица 4.1

Соль	Концентрация растворенного вещества C_p		Изотониче- ский коэффи- циент i	Осмотическое давление, $P_{осм}$, МПа
	кг/м ³	кмоль/м ³		
FeCl ₃	162,21	1,00	4,76	11,600
	81,10	0,50	3,98	4,840
	16,22	0,10	3,35	0,828
AlCl ₃	133,34	1,00	3,66	8,912
	66,67	0,50	3,51	4,270
	13,33	0,10	3,24	0,789
MgCl ₂	95,22	1,00	3,02	7,360
	47,61	0,50	2,35	2,860
	9,52	0,10	1,93	0,471
CaCl ₂	110,99	1,00	2,85	6,930
	55,19	0,50	2,80	3,414
	11,09	0,10	2,69	0,656
NaCl	58,44	1,00	1,75	4,266
	29,22	0,50	1,78	2,168
	5,81	0,10	1,88	0,457
KCl	74,56	1,00	1,83	4,458
	37,28	0,50	1,85	2,260
	7,46	0,10	1,86	0,457

Кольматированный слой и глинистая корка не являются совершенной полупроницаемой перегородкой, через которую проникают лишь молекулы растворителя, и осмотический переток жидкости обеспечивается по величине и направлению в основном разностью концентраций растворенного вещества по обе стороны этой перегородки.

Структура, состав корки и кольматированного слоя, возможность проникновения через них фильтрата бурового раст-

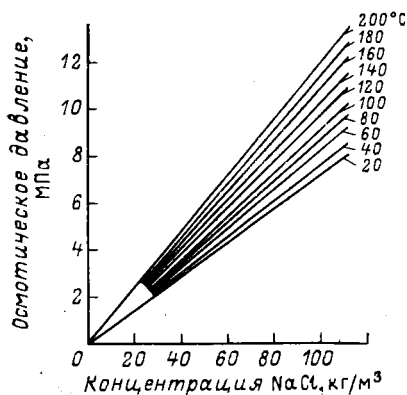


Рис. 4.6. Номограмма для определения осмотического давления раствора NaCl при различной температуре

Таблица 4.2

Соль	Концентрация C_p (по массовой доле)	Динамическая вязкость η , 10^{-3} (Па·с)	Осмотическое давление $P_{осм}$, МПа	Коэффициент осмотического массопереноса $K_{осм} \cdot 10^{-9}$ (m^2/c)	Коэффициент диффузии D , 10^{-9} (m^2/c)
$CaCl_2$	0,111	1,36	6,930	0,960	1,404
	0,055	1,19	3,414	1,092	1,320
	0,011	1,07	0,656	1,160	1,285
$MgCl_2$	0,095	1,18	7,360	1,370	1,040
	0,048	1,10	2,860	1,161	1,039
	0,009	1,02	0,471	1,032	1,074
$MgSO_4$	0,120	1,18	2,058	0,320	0,493
	0,060	1,10	1,055	0,321	0,554
	0,012	1,01	0,281	0,394	0,602
Na_2SO_4	0,142	1,04	4,582	0,655	0,701
	0,071	1,02	2,339	0,670	0,890
	0,014	1,01	0,467	0,694	1,040
$NaCl$	0,058	1,08	4,266	1,410	1,483
	0,029	1,03	2,168	1,525	1,477
	0,006	1,01	0,457	1,620	1,483
KCl	0,075	1,02	4,458	1,233	1,873
	0,037	1,01	2,260	1,241	1,876
	0,007	1,01	0,457	1,243	1,882

вора под действием переменного перепада давления и связанное с этим постепенное модифицирование их по направлению потока позволяют считать такую перегородку анизотропной, активной, несовершенной и гетерокапиллярной. Результирующая величина осмотического давления будет определяться соотношением концентраций низкомолекулярных (электролитов) и высокомолекулярных веществ по обе стороны такой лабильной перегородки, а также ее полупроницаемостью и активностью относительно каждого данного вещества. Следовательно, существование явления осмоса в скважине позволяет предполагать большое число возможных случаев сложных перетоков через корку и кольматированный слой, а также изменения величин и градиентов перепада давления между буровым раствором и пластовыми водами. Проявление этих эффектов может быть различным вдоль ствола скважины и меняться при изменении условий технологического процесса.

Для анализа явлений осмоса в скважине наиболее приемлема теория Б. В. Дерягина, отводящая основную роль в осмосе капиллярным силам и адсорбции растворенного вещества поверхностью капиллярной системы. В данном случае изменение концентраций C_{p0} растворов при протекании через капилляры и величина создаваемого осмотического перепада давле-

ния $\Delta p_{\text{осм}}$ обратно пропорциональны квадрату радиуса капилляра r :

$$\frac{\Delta C_{\text{р0}}}{C_{\text{р0}}} = \frac{8}{r^2} \xi, \quad (4.20)$$

$$\Delta p_{\text{осм}} = \frac{8}{r^2} C_{\text{р0}} \Delta \mu (\xi - \xi'), \quad (4.21)$$

где $C_{\text{р0}}$ — концентрация раствора до капилляра, моль/см³; $\Delta \mu$ — перепад химического потенциала компонентов на концах капилляра; $\xi - \xi' \approx \xi$ — разность дзета-потенциалов поверхностей раздела в объемном и поверхностном слоях.

Возможным дополнением к данной теории для рассматриваемого случая следует считать объединенную гипотезу Рейда — Сурираяна, предполагающую преимущественную сорбционную способность мембраны по отношению к воде. Такая мембрана пропускает только чистую воду, если двойная толщина обогащенного водой слоя больше диаметра пор мембраны.

Теория капиллярного осмоса позволяет найти объяснение многим явлениям, а главное, в отличие от первой и второй теории осмоса (Вант-Гоффа — Фика), учесть, что перемена знака адсорбции может обусловить изменение направления осмотического потока (случай аномального осмоса).

С помощью анализа приведенных закономерностей для рассматриваемого случая можно сделать ряд обобщений. Так, добавление различных электролитов изменяет осмотические свойства не только в результате непосредственного влияния на разность дзета-потенциалов, но приводит к изменению радиуса и числа пор.

Поскольку объемная скорость капиллярного осмоса пропорциональна квадрату, а скорость вязкого течения — четвертой степени радиуса капилляра (закон Пуазейля), то при сочетании узких и широких капилляров возможно преобладание капиллярно-осмотического скольжения над вязким течением (случай аномального осмоса). Возникновение пуазейлевского течения противоположного направления в более широких капиллярах вызвано созданием около их концов препятствия (но не перепада гидростатического давления) при развитии осмотического тока соответствующего направления. В скважине существование такого препятствия обусловлено анизотропностью свойств рассматриваемой перегородки.

Будучи соизмеримо (см. табл. 4.1 и рис. 4.6) с перепадом давления, обеспечиваемым плотностью бурового раствора, осмотическое давление может в значительной мере изменять гидродинамическую обстановку в скважине, в результате чего возникает возможность локальных изменений направления движения жидкости между скважиной и пластом. При этом измене-

ние плотности бурового раствора не является эффективным методом борьбы с осложнением.

Учет известного факта уменьшения размеров капилляров в корке в процессе фильтрования раствора в пласт позволяет утверждать, что при данном технологическом режиме с течением времени осмос должен проявляться более полно: будут возрастать осмотическое давление и разность концентраций на выходе и входе капилляров [см. уравнения (4.8) и (4.19)]. Однако выравнивание концентрации электролита в пограничном слое у входа в капилляры затруднено в условиях статической фильтрации, что обуславливает возможность стабилизации или затухания осмотического процесса. Иницирующая роль перемешивания над фильтром применительно к условиям динамической фильтрации промывочной жидкости заключается в принудительном поддержании концентрации электролитов в граничном с коркой слое, что отчасти объясняет различие скоростей динамической и статической фильтраций.

В общем случае перепад давления в приствольной зоне можно рассчитать (Р. М. Хасаев и Р. А. Халилова) по формуле

$$\Delta p = p_{гс} + p_{к.п} - (p_{осм} + p_{пл}), \quad (4.22)$$

где $p_{гс}$, $p_{осм}$, $p_{пл}$ — соответственно гидростатическое, осмотическое и пластовое давления; $p_{к.п}$ — потери давления в кольцевом пространстве.

В общем случае объемную скорость фильтрации промывочной жидкости в скважине можно представить в виде

$$v_{ф} = v_{гс} \pm v_{осм}, \quad (4.23)$$

где $v_{гс}$ — составляющая фильтрации, обусловленная фактическим гидростатическим давлением столба промывочной жидкости; $v_{осм}$ — скорость осмотического течения.

Л. А. Свиридов совместно с автором исследовали явление осмоса с помощью специальных осмотических ячеек, позволяющих применить два разработанных метода: 1) метод постоянного расхода для определения кинетики развития осмотических давлений под фильтрационной коркой; 2) метод постоянного давления для установления скоростей осмотических перетоков и механизма осмоса. Пласт имитировали растворами различных солей с широким интервалом концентраций.

Для исследований по первому методу фильтрационный элемент оборудовали гидравлическим выводом от элементарной площадки под фильтрационной основой через разделитель к манометру вне фильтрационной камеры. Исследование по второму методу заключалось в формировании корки в течение 100 мин фильтрации при установленном перепаде давления, в фиксации положения корки перфорированным поршнем, сборке осмотической ячейки с отсчетными горизонтальными капил-

лярами при заполнении соответствующими флюидами объемов по обе стороны корки. Направление осмоса в пласт приняли положительным.

Проведенные исследования подтвердили многообразие осмотических перетоков в зависимости от свойств корок и соприкасающихся с ними сред. Так, для растворов, обработанных УЩР и лигносульфонатами, на скорость изменения перепада осмотического давления влияет величина перепада давления при формировании корки. При отсутствии минерализации пластовых флюидов характер осмоса обусловлен анизотропным распределением защитных реагентов в корке, концентрация которых выше в нижних слоях. До некоторой концентрации электролитов в пласте (0,05—0,1 % хлористого кальция или 2—3 % хлористого натрия) для большинства вариантов химической обработки осмос обусловлен этой особенностью корки и имеет положительную направленность.

Дальнейшее повышение минерализации даже при избытке в глинистом растворе реагентов (УЩР, гипан, окзил, КМЦ, ССБ и др.) вызывает осмос отрицательного направления. Осмос полнее проявляется через корки из глин с большей способностью связывать воду. Скорости осмоса в общем случае не строго пропорциональны перепаду концентраций даже одного электролита в граничащих средах, в чем проявляется одно из отличий фильтрационных корок от идеальных мембран.

Концентрация электролитов в «пласте», при которой наблюдается изменение направленности осмоса, близка к порогам коагуляции таких реагентов-полиэлектролитов, как УЩР. Обменные процессы при осмосе приводят к изменению pH сред, минерализации корки и граничащих сред в результате миграции солей. Избыточное содержание в глинистых растворах реагента способствует возникновению осмотических перетоков отрицательного направления. Такие перетоки вызывают коагуляцию бурового раствора и тем скорее, чем менее он солестоек. В некоторых случаях добавка одного компонента приводит к уменьшению вероятности возникновения обратных перетоков. Так, добавка пеногасителя из кальциевых солей жирных кислот в виде углеводородной эмульсии придает глинистой корке извещкованного раствора способность сохранить скорости осмоса положительного направления при любой минерализации «пластовых» вод.

Особенности экспериментов Н. Г. Аветисяна, В. Ю. Шеметова и других исследователей были обусловлены тем, что с одной стороны металлокерамического фильтра был создан поток бурового раствора, а с другой поместили съемный фильтр, моделирующий влажностную характеристику породы (пласта), и камеру с пластовым флюидом. Полученные результаты подтвердили влияние на величину и направление осмотических перетоков значимых факторов — фильтратоотдачи бурового

раствора, влажности породы и разности степени минерализации поровой (пластовой) воды и водной фазы бурового раствора.

Полученные экспериментальные данные подтверждают необходимость учета осмотической активности буровых растворов при разработке ограничений на свойства буровых растворов для предупреждения осложнений в скважине.

4.4. ВЛИЯНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ И ОСМОСА НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Анализ регламентов для 352 площадей бурения 20 нефтегазодобывающих производственных объединений Миннефтепрома, проведенный во ВНИИКРнефти (Н. Г. Аветисян и др.), показал, что из 775 зон осложнений, которые в регламентах оценены как склонные к осыпям и обвалам в процессе бурения, 758 (или 97,8 %) представлены глинами, 9 (или 1,2 %) аргиллитами и только 8 (или 1 %) неглинистыми породами. Таким образом, в 99 % случаев наличие глин и глинистых пород обуславливает нарушение стенок скважин.

В естественном состоянии глинистые породы до взаимодействия с буровым раствором характеризуются рядом параметров, обусловленных глубиной залегания и условиями формирования. В первую очередь к ним относятся фактическая объемная плотность и связанные с ней влажность, минерализация поровой воды, а также гидратационная способность.

Каркас глинистой породы находится под геостатическим давлением, а жидкая фаза пор сохраняет или воспринимает гидростатическое давление, передаваемое по законам гидравлики. Основная часть осложнений, возникающих вследствие нарушения устойчивости глинистых пород, происходит в зонах АВПД. Осыпи и обвалы пород наблюдаются в основном в кровле и подошве этих зон, т. е. там, где происходит переход от нормально консолидированных глин к глинам с аномальными свойствами и наоборот. Зоны АВПД возникают, когда в результате процесса осадконакопления и тектонической деятельности пластов вода «запечатывается» в ограниченном объеме пористых пород. Поскольку вода не мигрирует, то в процессе уплотнения пород она воспринимает часть геостатического давления, приходящегося на породу. В осадочных бассейнах, где прочность глин и песчаников невелика, за теоретический верхний предел геостатического давления принимают давление, оказываемое покрывающей толщей.

Практика показала, что одно повышение плотности бурового раствора в целях создания необходимого противодействия не только не снижает вероятность осложнений в глинистых отложениях, но напротив, способствуя отфильтровыванию в них жидкой фазы, интенсифицирует последующее нарушение ствола, происходящее в результате протекания физико-химических

процессов на границе системы скважина — пласт. Все это должно учитываться при выборе типа и параметров буровых растворов.

Трудности учета механических свойств глинистых пород связаны с тем, что в зависимости от влажности они могут быть представлены модельными телами от высокопластичных до упругохрупких и хрупких. Влажность глин обуславливает их объемную плотность.

В. А. Лопатин и И. Г. Юсупов показали, что устойчивость глинистых пород обратно пропорциональна скорости их смачивания, которая, в свою очередь, зависит не только от физико-химических особенностей глин и контактирующих сред, но и от температуры и давления.

Показатель устойчивости глин a (по А. Г. Аветисяну) определяется как отношение фактической объемной плотности к теоретической объемной плотности нормально уплотненных глин для одной глубины залегания. Величина показателя a легла в основу классификации глин (табл. 4.3), которая использована во ВНИИКРнефти при разработке методики выбора типа бурового раствора.

Воздействие буровых растворов на породы происходит вследствие осмотического массообмена, изменения расклинивающего давления и набухания.

Влияние осмоса на устойчивость стенок скважин, как показано, например, работами С. М. Гамзатова и других исследова-

Таблица 4.3

Классификация глин по величине показателя устойчивости

Класс. или категория устойчивости	Показатель устойчивости a	Поведение пород при бурении
I	1—0,950	Практически устойчивы
II	0,949—0,900	Подвержены незначительным осыпям, процесс бурения не нарушается
III	0,899—0,850	Осыпи, требующие периодической проработки ствола скважины
IV	0,849—0,800	Значительные осыпи, приводящие к посадкам и затыжкам при движении буровых труб и к повышению давления при промывках ствола скважины
V	$\leq 0,799$	Сильные осыпи, требующие систематических проработок интервалов залегания глин, возможна частичная потеря ствола скважины

телей, возникает тогда, когда осмотические перетоки имеют направление из скважины в пласт. Вызванное этим увеличение давления поровой воды в пристволенной зоне скважин вызывает нарушение устойчивости ее стенок. Изменение направления перетоков ведет к осушению и дренажу глин пристволенной зоны. При изотоническом равновесии поровой (пластовой) воды и фильтрата бурового раствора осмотические явления не влияют на устойчивость пород.

Расклинивающее давление, как фактор диспергирования и разрушения пород, также тесно связан с осмотическими явлениями. В расклинивании минеральных компонентов породы участвует физически связанная вода, образующая адсорбционные пленки на поверхности частиц, препятствуя тем самым их сжатию. П. А. Ребиндер и К. Ф. Жигач показали, что расклинивающее давление становится заметным при толщине пленки около $2 \cdot 10^{-8}$ м и резко возрастает, достигая максимума, когда толщина становится равной двум размерам молекул сорбированной жидкости. Толщина адсорбционных пленок всегда увеличивается до такого значения, при котором внешние нагрузки уравниваются этой противодействующей силой — расклинивающим давлением [10]. Величина этого давления не равна внешнему (гидростатическому) и горному давлению, а находится в обратной зависимости от числа контактов между частицами породы и характера контактных взаимодействий. Когда в результате осмотических перетоков в скважину поровое давление возрастает, то это разгружает каркас породы от сжимающих напряжений, и пленки увеличивают толщину до соответствующей новым условиям сжатия, вследствие чего расклинивающее давление снижается.

Глинистые породы способны к набуханию. Приращение объема при этом и потеря прочностных характеристик глины вызваны увеличением количества связанной дисперсной фазой дисперсионной среды. Согласно Ф. Д. Овчаренко, в основе явления набухания лежит действие адсорбционных, осмотических и капиллярных сил, которые определяют напряжение, удерживающее воду в структурированной системе.

Ж. Рикард выделяет два вида набухания — осмотическое и поверхностное, которые различают по механизму процессов и возможностям управления интенсивностью их проявления. Осмотическое набухание при механической диспергации и перемешивании ослабевает, а поверхностное, связанное с гидратацией материала, напротив, активизируется. Первое может прекратиться или принять обратное направление при изменении концентрации растворов; поверхностную гидратацию и увлажнение активизирует присутствие ингибиторов и ПАВ, а снижает ингибирование, в том числе такое, которое не предотвращает осмотическое набухание.

Кинетику набухания определяют тип кристаллической решетки минерала, состав обменных катионов, дисперсность, температура, давление, а также состав и содержание химических реагентов и солей в среде набухания.

Таким образом, массообменные процессы, определяя устойчивость глинистых пород, существенно влияют на характер и интенсивность возникающих осложнений. Н. Г. Аветисян и В. Ю. Шеметов, обобщив имеющиеся данные, сопоставили особенности гидродинамических и массообменных процессов в скважине и вид нарушения целостности ствола скважины с вероятными последствиями (табл. 4.4). Кроме того, ими на основании исследований установлено влияние влажности пород и фильтрационных свойств буровых растворов на влагообменный процесс и получена эмпирическая зависимость скорости осмотического влагопереноса (м/с) от относительной влажности пород W_p и фильтраотдачи бурового раствора Φ , описываемая уравнением

$$v_{осм} = (0,0056\Phi W_p + 0,0169\Phi \Delta p_{осм} + 0,018W_p \Delta p_{осм} 10^{-7}). \quad (4.24)$$

Пределы изменения факторов $\Phi = 2 \div 20$ см³/30 мин по ВМ-6, $W_p = 2 \div 24$ %, $\Delta p_{осм} = 1 \div 25$ МПа.

Изменение влажности глин в результате массообменных процессов протекает в течение определенного времени. Согласно эмпирической формуле Н. Г. Аветисяна, Л. А. Пашияна и Е. П. Фролова, время (сут), по истечении которого произойдет потеря устойчивости ствола скважины, можно оценить временем увлажнения

$$t_{увл} = \frac{|(W_{кр} - W_{полн})| 115,7}{0,0056\Phi_{30, T} W_{акт} + 0,0169\Phi_{30, T} |\Delta p_{осм, T}| + 0,018|\Delta p_{осм, T}| W_{акт}}, \quad (4.25)$$

где $W_{кр} = 1 - b_3 \rho_n$ — критическая влажность глинистой породы, при которой она переходит из одной категории устойчивости (см. табл. 4.3) в другую; $W_{полн} = (1 - 0,3704\rho_f) 100$ — полная влажность глинистых пород с фактической объемной плотностью ρ_f в момент их вскрытия; $\Phi_{30, T}$ — показатель фильтрации бурового раствора, приведенный к температуре исследуемого интервала, см³; $W_{акт} = W_{полн} [0,11 + (1,54 - 0,6\rho_f)^{0,5}]$ — активная влажность; $\Delta p_{осм, T}$ — осмотическая активность контактирующих сред, приведенная к температуре исследуемого интервала, МПа; b_3 — эмпирический коэффициент, являющийся функцией коэффициента устойчивости a ; ρ_n — теоретическая объемная плотность глин в рассматриваемом интервале.

А. И. Пеньков предложил простое уравнение, характеризующее изменение скорости увлажнения во времени (ч⁻¹) образцов глин и полученное на основе экспериментальных данных:

$$v = v_0 t^{b_1}, \quad (4.26)$$

Солетание факторов	Направленность осмотических перетоков в системе скважина — пласт	Глинистые породы	Вид нарушения целостности ствола скважины и вероятные последствия
$p_{гс} = p_{п}, p_{осм.р} = p_{осм.п}$	Осмотическое равновесие	Любые	Нарушения вследствие действия осмотических сил не предвидятся
$p_{гс} = p_{п}, p_{осм.р} > p_{осм.п}$	←	»	То же
$p_{гс} = p_{п}, p_{осм.р} < p_{осм.п}$	—	Монтмориллонитовые	Сужения, образование каверн
	→	Гидрослюдистые, каолини- товые	Возможны осыпи и обвалы, приводящие к затапкам, посадкам; прихваты бурового инструмента; недохождение обсадных колонн; потеря ствола
$p_{гс} = p_{п}, p_{осм.р} = p_{осм.п}$	Осмотическое равновесие	Любые	Нарушения не предвидятся
$p_{гс} > p_{п}$	Возможно равновесие при $\Delta p = \Delta p_{осм}$	»	То же
	←	»	Возможны осыпи и обвалы, приводящие к затапкам и посадкам, прихватам бурового инструмента, недохождению обсадных колонн, потере ствола, а также сужения и образования каверн
	При $\Delta p > \Delta p_{осм}$ возможен обратный осмос	Монтмориллонитовые, гидрослюдистые, каолини- товые	То же

Сочетание факторов	Направленность осмотических перетоков в системе скважина — пласт	Глинистые породы	Вид нарушения целостности ствола скважины и вероятные последствия
$p_{гс} > p_{п}, p_{осм.р} < p_{осм.п}$	→	Монтмориллонитовые	Сужения, образование каверн; возможны затяжки, посадки, прихваты бурильного инструмента, недоходы обсадных колонн, потери ствола вследствие осыпей и обвалов
$p_{гс} > p_{п}, p_{осм.р} = p_{осм.п}$	Осмотическое равновесие	Любые	Нарушения не предвидятся
$p_{гс} < p_{п}, p_{осм.р} > p_{осм.п}$	←	»	Возможны осыпи и обвалы, приводящие к затяжкам, посадкам, прихватам бурильного инструмента, колонн, потере ствола, а также сужения ствола и образования каверн
$p_{осм.р} < p_{осм.п}, p_{гс} < p_{п}$	Возможно равновесие при $\Delta p = \Delta p_{осм}$	Монтмориллонитовые	То же

Примечание. Величины $p_{гс}, p_{п}$ — соответственно гидростатическое давление столба бурового раствора и поровое давление; $p_{осм.р}, p_{осм.п}$ — соответственно осмотическое давление водного компонента бурового раствора и поровой воды.

где v_0 — коэффициент, имеющий физический смысл начальной скорости увлажнения,

$$v_0 = v_t \exp[(0,85 - K_{м.с}) \ln t]; \quad (4.27)$$

b — коэффициент, который не зависит от физико-химических свойств среды, окружающей глинистый образец, значение его постоянно ($-0,348$) для различных типов растворов; v_t — текущая скорость увлажнения, ч^{-1} ; $K_{м.с}$ — коэффициент коллоидальности глины, определенный по методу метиленовой сини; t — время увлажнения в исследуемой среде образца глины цилиндрической формы длиной 32 мм и диаметром 22 мм, ч.

Скорость увлажнения комплексно учитывает влияние капиллярной пропитки, диффузии, осмотического массопереноса, ионного и полимерного ингибирования на процессы гидратации и диспергирования глинистых пород.

С показателем начальной скорости увлажнения тесно связано время (сут) устойчивого состояния глинистых пород, которые представлены анализируемым образцом:

$$t_{уст} = f(R_{скв}, \rho, v_0, \rho_{пор}), \quad (4.28)$$

где $R_{скв}$ — радиус скважин, м; ρ — плотность раствора, г/см^3 ; $\rho_{пор}$ — поровое давление в глинистых породах, выраженное в эквивалентной плотности, г/см^3 .

Формулы (4.27) и (4.28) позволяют лишь приближенно оценить время, при котором не будут возникать осложнения в скважине. Однако накопление промысловых данных, учет, возможно, температуры позволит с большей надежностью прогнозировать ситуации, вызванные физико-химическим взаимодействием буровых растворов с глинистыми породами.

ГЛАВА 5

ВЫБОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ И РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

5.1. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ

Выбор оптимальных показателей свойств бурового раствора и режимов его течения в циркуляционной системе — важная задача проектирования технологии промывки скважин.

Для управления любым процессом или системой следует установить цель, иметь выбор управляющих воздействий и указать ограничения при выборе решений. Если управление предполагается оптимальным, то необходим выбор единственного

критерия оптимизации. Для применения количественных методов принятия решений постановка задач должна быть осуществима в виде математического описания критерия оптимизации и ограничений. На первом иерархическом уровне управления решают задачи статической оптимизации, требуемые для проектирования, на втором — непосредственного управления объектом в конкретных ситуациях. Лучший результат будет при системном подходе получения оптимальных решений на обоих этапах.

Проблемам управления технологией промывки посвящено много работ [2, 18, 26], однако при попытках ее практической реализации возникают трудности, связанные с выбором целевой функции, формализацией обобщенной оптимизационной задачи и т. д. Так, формулировка целевой функции, обычно рекомендуемая для оптимизации сооружения скважин, — минимальная стоимость строительства скважины в плановые сроки при обеспечении сохранности недр и соблюдения техники безопасности с точки зрения совершенствования технологии промывки является слишком общей. В связи с этим целесообразна формулировка частного критерия оптимизации, увязанного с общим и не препятствующего системному подходу к решению всей проблемы.

Основу проектирования должна составлять связанная система обобщенных рекомендаций, выявленных в результате изучения сущности отдельных явлений процесса промывки. Однако используемые обычно подобные рекомендации, выраженные в виде математических моделей и отображающие закономерность изменения того или иного показателя от влияния факторов, представляют лишь разрозненный набор формул, требующий последующего анализа и увязки. Изолированный выбор регулируемых параметров в процессе промывки не имеет отношения к научному проектированию, с которым связывают создание так называемых гидравлических программ (Б. В. Рендалл, Д. С. Истес и др.).

Часто схемы проектирования гидравлической системы скважины основаны на расчетах гидравлических сопротивлений по заданной подаче насосов и данным показателям свойств буровых растворов и поэтому лишь условно могут быть отнесены к таким программам. При этом показатели свойств буровых растворов чаще всего не выбирают, а задают, исходя из опыта бурения скважин в сходных условиях. Поэтому такой подход, как и использование эмпирических формул, связывающих, как правило, показатели структурно-механических свойств с плотностью раствора (Э. К. Латыпов и др.), отображает лишь среднестатистический уровень эффективности реального процесса промывки.

Кроме того, при проектировании не учитывалась коллоидная устойчивость буровых растворов. Это не позволяло быть уверенным, что такие растворы будут достаточно работоспособны-

ми и не давало возможности ставить обоснованные цели при их создании и обработке.

Для преодоления указанных трудностей автором совместно с А. Г. Аветисовым, Г. Г. Габузовым и Е. И. Сукурено были сформулированы и разработаны следующие основные этапы проектирования эффективной технологии промывки скважин:

определение оптимальных показателей свойств бурового раствора и гидравлических характеристик процесса, удовлетворяющих всем технологическим требованиям к бурению скважин без осложнений и обеспечивающих заданный темп углубления;

установление типа бурового раствора (его компонентный состав), соответствующего заданным геолого-техническим условиям;

выбор по известным показателям свойств и типу бурового раствора рецептуры (долевой состав, или объемная концентрация вещества), необходимой для приготовления исходного объема.

При практической реализации проектных решений должен быть сделан выбор управляющих воздействий при обработке раствора, т. е. расчет объема добавок и их периодичности для поддержания оптимальных показателей свойств.

В предложенной схеме предполагается этапность при достижении цели повышения эффективности технологии промывки. Зная зависимости свойств раствора от его состава и внешних факторов, стоимости отдельных компонентов и правила выбора типа и рецептуры раствора при известных геолого-технических условиях бурения, можно решить задачу оптимизации технологии промывки скважин, используя в качестве управляющих факторов не промежуточные решения — выбор свойств и типа раствора, а непосредственно его долевой состав [18]. Однако на данном этапе развития проектирования такое решение практически трудно осуществить из-за отсутствия необходимой информации или сложности моделей, описывающих отдельные явления процесса промывки.

Предлагаемая схема не только позволяет обеспечить эффективность технологии промывки в целом, но и допускает совершенствование каждого этапа в отдельности.

На первом этапе можно формализовать и решить оптимизационную задачу. На втором и третьем — для получения рационального решения требуется участие технолога при подготовке классификационных таблиц, создании матриц или паспортов растворов, отражающих зависимость свойств раствора от его состава, а также при выборе методов определения рецептурного состава исходя из конкретных условий бурения.

Выделение оптимизационной задачи в отдельный этап и обеспечение возможности на ее основе решения имитационных задач позволит технологу анализировать влияние определяющих факторов и ограничений, вносить на стадии проектирова-

ния обоснованные коррективы, устанавливать технологически допустимую область изменения регулируемых свойств раствора и обосновывать цели при его физико-химической обработке.

Анализируя приведенную выше общую формулировку критерия цели, можно сделать два основных вывода. Во-первых, формализация такой оптимизационной задачи требует учета всех компонентов сооружения скважины: углубления, спуско-подъемных операций, крепления и т. д. Полный набор математических моделей, определяющих зависимость стоимости отдельных этапов от влияющих факторов, в настоящее время отсутствует. Поэтому оптимизация по предложенному критерию пока невозможна. Во-вторых, и предложенная общая формулировка — лишь элемент более общей оптимизации, например, по максимальной прибыли от эксплуатации разбуриваемого месторождения при заданных затратах на сооружение скважин и прочих ограничениях.

Однако если на современном этапе выбор обобщенной целевой функции сразу невозможен, то в зависимости от изученности процесса ее можно выбирать поэтапно. В этом заключается неперенное свойство современного планирования — непрерывность. Каждый новый план (частная целевая функция) — конкретизация плана более крупномасштабного (более общая целевая функция) и в то же время его корректировка (ограничение).

Поэтому на первом этапе в качестве целевой функции, не противоречащей общему критерию цели, может быть косвенный показатель, улучшающий технико-экономическую эффективность бурового процесса, например, перепад давления в кольцевом пространстве $\Delta p_{к.п.}$, влияющий на забойное дифференциальное давление, снижение которого по общепринятому мнению [6, 8, 14] повышает технико-экономические показатели работы долот. Несмотря на то, что величина $\Delta p_{к.п.}$ — не определяющая в сумме потерь давления в циркуляционной системе $\sum \Delta p_i$, при достижении указанной цели эта сумма будет уменьшаться и в результате изменения всех остальных Δp_i , поскольку механизм их снижения за счет свойств раствора такой же, как и для $\Delta p_{к.п.}$.

Предполагая системный подход при решении поставленной задачи, а также исходя из общих представлений о технологии промывки и полученных данных, при выборе показателей свойств раствора, подачи насосов и диаметра насадок долота должна быть принята система ограничений по выносу шлама, проявлений к допустимому давлению на выкиде бурового насоса, подаче насосов в зависимости от условий работы турбобура, устойчивости стенок скважины, фильтрации бурового раствора, прочности его структуры в целях удержания взвешенных частиц и обеспечения пуска насосов, по коллоидной устойчивости бурового раствора. Кроме того, необходимо соблюдение следующих условий: отсутствие проявлений в процессе подъема

бурильных труб и поглощений при их спуске, отсутствие поглощений при промывке, обеспечение гидромониторного эффекта и очистки забоя.

Эти ограничения необходимо представить в терминах, соответствующих информационной базе макета технического проекта на сооружение нефтяных и газовых скважин, а их содержанием должны стать современные апробированные математические модели.

Обоснованные принципы системного выбора показателей свойств раствора и характеристик промывки по существу представляют собой принципы проектирования оптимизированной гидравлической программы промывки скважин.

Три этапа проектирования процесса промывки скважин — от выбора свойств бурового раствора, подачи насосов и диаметра втулок долота (гидравлической программы) до установления рецептуры раствора, обладающего заданными свойствами, взаимосвязаны и представляют собой элементы системы автоматизированного проектирования (САПР) бурения (рис. 5.1).

В результате решения проблем, обусловленных каждым этапом проектирования, должны быть обеспечены:

безаварийное бурение скважин (предупреждение газонефтепроявлений, поглощений, нарушения устойчивости пород в пристволенной зоне, прихватов и других осложнений, а также коллоидная устойчивость самого бурового раствора);

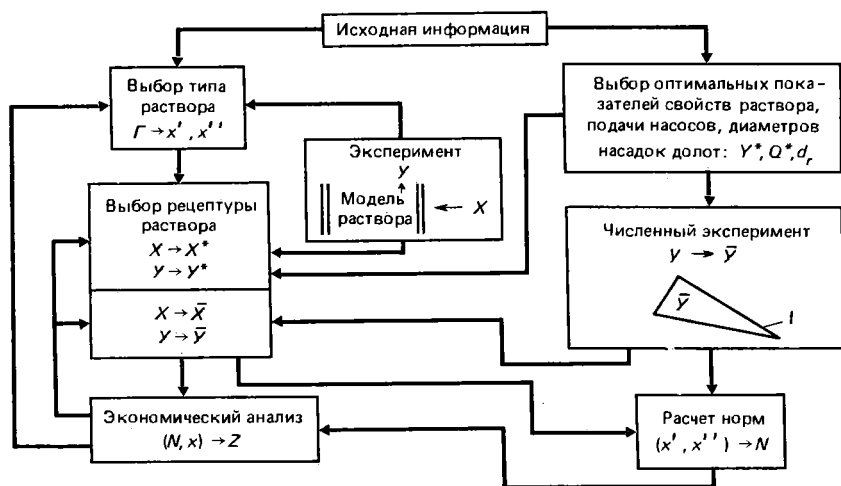


Рис. 5.1. Схема проектирования элементов процесса промывки скважины:

Γ — геологические условия; X, Y — компоненты и свойства бурового раствора; x', x'' — границы долевого содержания компонента; I — область технологически допустимых показателей свойств бурового раствора; N, Z — нормы расхода и затраты на материалы (символы со звездочками обозначают оптимальные значения параметров)

эффективное механическое углубление (очистка забоя, вынос шлама, дифференциальное давление в скважине, подведение мощности к забойному двигателю и породоразрушающему инструменту, гидромониторный эффект и др.);

хорошее качество вскрытия проницаемых пластов (слабая кольтатация проницаемых пластов, сохранение их фазовой проницаемости и др.).

5.2. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Методика выбора показателей свойств раствора и гидравлических характеристик процесса промывки должна представлять процедуру оптимизации и включать следующие основные элементы: целевую функцию, систему технологических требований и ограничений, математический метод решения этой системы.

Предлагаемая система разработки гидравлической программы, опираясь на известные методы и развивая их, позволяет найти более строгое решение, которое гарантирует определение не локального оптимума управляемых факторов, а глобального. Кроме того, в систему ограничений включены различные описания для процесса выноса шлама при структурном и турбулентном режимах течения раствора, учтены требования к коэффициенту коагуляционного структурообразования, введено ограничение по скорости истечения из насадок для обеспечения гидромониторного эффекта, предложен другой вид целевой функции и т. д. Программа позволяет, кроме нахождения оптимальных значений реологических параметров раствора, построить допустимую область их изменения.

Современные научные представления позволили автору совместно с Е. И. Сукурено и В. Ф. Филипповым формализовать требования к процессу промывки.

1. *Транспортирование шлама по стволу скважины.* Эффективность очистки ствола в основном определяется средней скоростью восходящего потока w , плотностью горных пород ρ_n , средними размерами частиц шлама d_0 , геометрией гидравлического канала ($D_{\text{скв}}$, d_n — диаметры скважины и бурительных труб), свойствами бурового раствора (ρ , τ_0 , η) и характером течения потока. Транспортирование шлама по стволу скважины будет обеспечено, если между скоростью восходящего потока w , скоростью образования шлама на единицу площади забоя v_3 , необходимой для поддержания заданной концентрации шлама в кольцевом пространстве, и скоростью осаждения частиц шлама в буровом растворе u будет выполняться следующее неравенство:

$$v_3 \leq w - u.$$

(5.1)

Величину v_3 можно определить из уравнений материального баланса при разбуривании с механической скоростью $v_{\text{мех}}$ горных пород и допустимого приращения плотности бурового раствора в кольцевом пространстве ($\rho_{\text{к.п}} - \rho$) за счет его обогащения твердой фазой (А. К. Козодой и др.):

$$v_3 = \frac{v_{\text{мех}} D^2 (\rho_{\text{п}} - \rho)}{(D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{п}}^2) (\rho_{\text{к.п}} - \rho)} \quad (5.2)$$

При структурном режиме течения в затрубном пространстве

$$u = \frac{0,6912 (\rho_{\text{п}} - \rho) d_0^2 \omega}{0,535 (D_{\text{скв}} - d_{\text{п}}) \tau_0 + 3,33 \eta \omega} \quad (5.3)$$

При турбулентном режиме (Р. Ф. Уханов)

$$u = \left[28,5 (0,86 + \delta_{\text{ф}}) - 35 \frac{d_0}{D_{\text{скв}} - d_{\text{п}}} \right] \sqrt{d_0 \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho} - 1 \right)}, \quad (5.4)$$

где $\delta_{\text{ф}}$ — параметр формы частицы (для ориентировочных расчетов $\delta_{\text{ф}} = 0,6$).

2. *Отсутствие проявлений флюидов при подъеме буровых труб.* Это требование можно представить в виде

$$p_{\text{гс}} - \Delta p_{\text{п.т}} \geq p_{\text{пл}}, \quad (5.5)$$

где $p_{\text{гс}}$ — гидростатическое давление в скважине; $\Delta p_{\text{п.т}}$ — перепад давления, возникающий в скважине при подъеме буровых труб [6]; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление.

Выражение (5.5) можно также представить в виде

$$\begin{aligned} \rho g L - \frac{16 v_{\text{п.т}} L \eta}{(D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{п}}^2) \ln \left(\frac{D_{\text{скв}}}{d_{\text{п}}} \right) - (D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{п}}^2)} - \\ - \frac{4 L \tau_0}{D_{\text{скв}} - d_{\text{п}}} \geq p_{\text{пл}}, \end{aligned} \quad (5.6)$$

где L — глубина скважины; $v_{\text{п.т}}$ — средняя скорость подъема труб.

3. *Отсутствие поглощения бурового раствора при спуске буровых труб.* Это требование можно представить в виде

$$p_{\text{гс}} + \Delta p_{\text{с.т}} \leq p_{\text{гр}}, \quad (5.7)$$

где $\Delta p_{\text{с.т}}$ — гидродинамическая составляющая давления при спуске буровых труб,

$$\Delta p_{\text{с.т}} = \frac{33 v_{\text{с.т}} \eta_{\text{эф}}}{(D_{\text{скв}} - d_{\text{п}})^2}, \quad (5.8)$$

$p_{\text{гр}}$ — давление гидроразрыва (поглощения), $p_{\text{гр}} = G_{\text{гр min}} L$; $v_{\text{с.т}}$ — максимальная скорость при спуске труб; $G_{\text{гр}}$ — минимальное значение градиента гидроразрыва на интервале спуска.

4. *Отсутствие поглощения при промывке.* Это требование может быть представлено в виде

$$p_{гс} + \Delta p \leq p_{гр}, \quad (5.9)$$

где Δp — гидродинамическая составляющая давления в процессе промывки,

$$\Delta p = \lambda_{к.п} \frac{8L\rho Q^2}{\pi^2(D_{скв} - d_n)(D_{скв}^2 - d_n^2)}, \quad (5.10)$$

$\lambda_{к.п}$ — коэффициент гидравлического сопротивления в кольцевом пространстве.

При турбулентном режиме течения значение $\lambda_{к.п}$ принято считать постоянным. При структурном режиме течения

$$\Delta p = \frac{51L}{(D_{скв} - d_n)^2(D_{скв}^2 - d_n^2)} Q\eta + \frac{6,66L}{D_{скв} - d_n} \tau_0. \quad (5.11)$$

5. *Ограничение по мощности бурового насоса.* Это ограничение сводится к неравенству

$$\sum_i \Delta p_i \leq [p], \quad (5.12)$$

где Δp_i — перепад давления в i -м элементе циркуляционной системы (в обвязке, трубах, турбобуре, долоте, затрубном пространстве); $[p]$ — допустимое давление насоса при подаче Q .

Перепад давления в трубах и затрубном пространстве определяется в соответствии с режимом течения раствора, который приближенно можно оценить по значению критической скорости

$$v_{кр} = C\sqrt{\tau_0/\rho}. \quad (5.13)$$

Коэффициенты гидравлического сопротивления в турбулентном режиме могут быть приняты постоянными, а в структурном режиме находятся по известным зависимостям.

В общем случае ограничение на мощность насоса можно представить в виде

$$A\rho Q^2 + B\eta Q + C\tau_0 \leq [p], \quad (5.14)$$

где A, B, C — коэффициенты, не зависящие от ρ, η, τ_0, Q .

Для учета различных режимов течения в трубах и кольцевом пространстве целесообразно рассмотреть их возможные сочетания. Например, условие турбулентный режим в кольцевом пространстве — турбулентный режим в трубах можно записать, сопоставив соответствующую скорость потока $w_{к.п.}, w_{т.}$ с величиной $v_{кр}$:

$$\begin{cases} w_{т.} > v_{кр} \text{ или } \tau_0 < w_{т.}^2 C^2 \rho, \\ v_{к.п.} > v_{кр} \text{ или } \tau_0 < w_{к.п.}^2 C^2 \rho. \end{cases} \quad (5.15)$$

6. *Требование к коллоидной устойчивости бурового раствора.* Это требование может быть представлено в виде ограничения на коэффициент коагуляционного структурообразования

$$K_c = \frac{\tau_0}{\eta - \eta_{\text{мин}}} \leq 4500 \text{ с}^{-1}, \quad (5.16)$$

где $\eta_{\text{мин}} = 4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Такое ограничение на коэффициент коагуляционного структурообразования допускает возможность использования в качестве буровых растворов суспензий из худших выпускаемых глинопоршков. Для качественных буровых растворов, приготовленных из высокосортных глинопоршков (содержащих малое количество грубодисперсных глин), это ограничение может быть ужесточено и представлено, например, в виде

$$\tau_0/\eta \leq 1500 \text{ с}^{-1}. \quad (5.17)$$

7. *Подача насосов в зависимости от условий работы турбобура.* В общем случае аналитическое описание работы турбобура в сочетании с режимными характеристиками бурения и механическими свойствами горных пород крайне сложно. В связи с этим принято, что выбор типа турбобура представляет собой неформальную процедуру, основанную на промысловом опыте. Требование максимума гидравлической мощности, подводимой к турбобуру, недостаточно обосновано, так как в системном отношении не менее важны требования к условиям работы породоразрушающего инструмента, очистки забоя и т. п. Как правило, хорошо известны границы подачи насосов, обеспечивающие устойчивую работу турбобура, и стендовые характеристики, определяющие потери давления в турбобуре. Поэтому при обосновании ограничения турбобур может быть представлен двумя аналитическими звеньями. Одно звено, определяющее потери давления на турбобуре, должно входить в ограничение на мощность насоса:

$$\Delta p_{\tau} = A_{\tau} \rho Q^2, \quad (5.18)$$

где A_{τ} — коэффициент гидравлических потерь в турбобуре по стендовым характеристикам.

Другое звено представляет собой ограничение непосредственно на подачу насоса:

$$Q \geq [Q_{\tau}], \quad (5.19)$$

где $[Q_{\tau}]$ — допустимая подача, обеспечивающая работу турбобура в оптимальном режиме.

8. *Подача насосов для обеспечения гидромониторного эффекта.* Требование обеспечения такого эффекта можно предста-

вить, обобщив данные, связанные с величиной потерь в долоте, в следующем виде:

$$Q \geq \frac{1}{\mu_p} f_0 [v], \quad (5.20)$$

где μ_p — коэффициент расхода; f_0 — площадь сечения насадок промывочных отверстий долота; $[v]$ — скорость истечения жидкости из промывочных отверстий долота, обеспечивающая гидромониторный эффект.

В ограничении по мощности насоса потери в долоте могут быть представлены уравнением

$$\Delta p_d = A_{др} \frac{Q^2}{f_0^2}, \quad (5.21)$$

где $A_{др}$ — коэффициент гидравлических потерь в долоте.

9. *Требование к подаче по условиям очистки забоя.* Это требование целесообразно представить в виде

$$Q \geq f_d [q], \quad (5.22)$$

где f_d — площадь забоя скважины (по долоту); $[q]$ — удельная подача на единицу площади забоя (А. К. Козодой, В. И. Бондарев и др.).

10. *Устойчивость стенок скважины.* В рассматриваемом случае устойчивость целесообразно обеспечить повышением давления столба раствора, т. е. его утяжелением:

$$\rho \geq [\rho], \quad (5.23)$$

где $[\rho]$ — минимальная плотность, при которой сохраняется устойчивость стенок скважины.

Кроме того, следует поддерживать некоторое допустимое значение фильтрации бурового раствора

$$\Phi \leq [\Phi], \quad (5.24)$$

где $[\Phi]$ — минимальная фильтрация, обеспечивающая устойчивость стенок скважины.

Конкретные значения допустимых параметров определяют исходя из банка данных, содержащего сведения о фильтрационных и массообменных процессах в системе скважина — пласт. Выбор Φ — неформальная процедура, реализуемая при установлении типа и рецептуры раствора для обеспечения устойчивости стенок скважины.

11. *Удержание частиц во взвешенном состоянии при остановках циркуляции.* Для этих целей необходимо ограничить прочность тиксотропной структуры раствора в начальный период времени покоя. Так как данных чрезвычайно мало, можно полагать, что для выполнения этого ограничения величина θ_1

должна быть больше некоторой удерживающей силы $F_{уд}$, действующей на частицу. В связи с этим аппроксимированы результаты, полученные Р. И. Шищенко. Ограничение имеет вид

$$\theta_1 \geq 0,5(2 - e^{-110d_0})d_0(\rho_n - \rho), \quad (5.25)$$

где θ_1 — СНС через 1 мин.

12. *Предельная прочность статической структуры раствора по условиям пуска насосов.* Для современной технологии эти ограничения можно представить в виде следующего выражения:

$$\frac{4L}{D - d_n} \theta_t \leq p_{гр} - p_{гс} \text{ при } \theta_t \rightarrow \theta_{10}. \quad (5.26)$$

Критерием для выбора проектных решений может, как было показано ранее, служить значение потерь в затрубном пространстве.

Если при структурном режиме течения принять коэффициент сопротивления в формуле Дарси — Вейсбаха по рекомендациям Б. И. Мительмана $\lambda_{к.п} = \frac{80}{Re_{к.п}^*}$ (где $Re_{к.п}^*$ — критерий

Рейнольдса при структурном режиме течения для кольцевого пространства), то эти потери могут быть представлены в виде

$$\Delta p_{к.п} = 51 \frac{LQ\eta}{(D_{снв} - d_n)^3(D_{снв} + d_n)} - 6,65 \frac{L}{D_{снв} - d_n} \tau_0. \quad (5.27)$$

Определение значений ρ , τ_0 , η , Q , f_0 , θ_1 , θ_{10} , Φ с учетом перечисленных выше требований в общем случае представляет собой задачу математического программирования:

$$\begin{cases} f(\rho, \tau_0, \eta, Q) \rightarrow \min, \\ g(\rho, \tau_0, \eta, Q, f_0, \theta_1, \theta_{10}, \Phi) \leq G, \\ \rho, \tau_0, \eta, Q, f_0, \theta_1, \theta_{10}, \Phi > 0. \end{cases} \quad (5.28)$$

Поскольку для Q и f_0 такая задача — нелинейная, то учитывая ограниченное число втулок насосов и диаметров насадок долот, их оптимальное значение можно найти перебором, фиксируя каждое значение. При этих условиях задача нахождения оптимальных значений других переменных представляет собой задачу линейного программирования. Кроме того, поскольку режимы течения раствора заранее неизвестны, целесообразно решить задачу для каждого из возможных сочетаний режимов течения в трубах и затрубном пространстве с учетом соответствующих ограничений на область определения и найти окончательное решение сравнением значений целевой функции. Так, в случае структурного режима течения в кольцевом простран-

стве и турбулентного — в трубах задачу можно записать после некоторых преобразований в следующем виде:

$$C_1 Q \eta + C_2 \tau_0 \rightarrow \min \text{ из} \quad (5.27),$$

$$a_{11} \eta + a_{12} \tau_0 \geq a_{13} \text{ из} \quad (5.4),$$

$$a_{21} \rho - a_{22} \eta - a_{23} \tau_0 \geq p_{\text{пл}} \text{ из} \quad (5.5),$$

$$a_{31} \rho + a_{32} \eta + a_{33} \tau_0 \leq p_{\text{гр}} \text{ из} \quad (5.7),$$

$$a_{41} \rho + a_{42} Q \eta + a_{43} \tau_0 \leq p_{\text{гр}} \text{ из} \quad (5.9),$$

$$a_{51} Q^2 \rho + a_{52} Q \eta + a_{53} \tau_0 \leq [p] \text{ из} \quad (5.12),$$

$$a_{61} Q^2 \rho - a_{62} \tau_0 \leq 0 \text{ из} \quad (5.13),$$

$$a_{71} \tau_0 - a_{72} \eta \geq a_{73} \text{ из} \quad (5.16),$$

$$Q \geq a_{81} ([Q]) \text{ из} \quad (5.19), (5.20), (5.22),$$

$$a_{91} \theta_1 + a_{92} \rho \geq a_{93} \text{ из} \quad (5.25),$$

$$a_{101} \rho + a_{102} \theta_{10} \leq p_{\text{гр}} \text{ из} \quad (5.26),$$

$$\Phi \leq [\Phi] \text{ из} \quad (5.24).$$

Коэффициенты при переменных определяются геометрией скважины и характеристиками элементов циркуляционной системы. Аналогично задача может быть представлена при других сочетаниях режимов течения.

Задачу решать по интервалам, обусловленным конструкцией скважины, геологическими условиями и механической скоростью бурения.

Для практического применения метода выбора свойств бурового раствора, подачи насосов и диаметра насадок долота в целях проектирования процесса промывки скважин во ВНИИКРнефти разработана программа («ФЕЯ») для ЭВМ.

«Выход» программы соответствует утвержденному Макету технического проекта на строительство нефтяных и газовых скважин.

Программа оптимизации по выбору показателей свойств бурового раствора, подачи насоса и диаметра насадок долот включает следующие ограничения (табл. 5.1).

Предложенные методы позволяют кроме оптимальных решений по выбору реологических параметров найти и графически представить допустимую область их изменения. Решения такого рода могут служить основой для выбора типов буровых растворов в конкретном случае.

Укрупненная блок-схема алгоритма представлена на рис. 5.2 и включает в себя следующие блоки.

Таблица 5.1

Ограничение	Математическое описание
Вынос шлама	$w \geq v_a + u$
Давление:	
при подъеме бурильных труб	$p_{г.с} - \Delta p_{п.г} \geq p_{пл}$
при спуске бурильных труб	$p_{г.с} + \Delta p_{с.т} \leq p_{г.р}$
при промывке	$p_{г.с} + \Delta p_{н.п} \leq p_{г.р}$
на насосе	$\sum \Delta p_i \leq [\rho]$
	i
Режим течения	$w \geq w_{н.р}$
Устойчивость раствора	$\tau_0 / (\eta - \eta_{min}) \leq K_c$
Подача:	
на турбобур	$Q \geq [Q_T]$
на гидромониторное долото	$Q \geq \frac{1}{\mu} [q v]$
на забой	$Q \geq [g q]$
Устойчивость стенок	$\rho \geq [\rho]$
Удержание шлама	$\theta_i \geq F_{уд}$
Фильтрация	$\Phi \leq [\Phi]$
Давление при пуске насоса	$\frac{4L}{D_{скв} - d_n} \theta_{10} \leq p_{г.р} - p_{г.с}$

Блок 1. Ввод исходной информации.

Блок 2. Определение геометрических параметров, необходимых для гидравлических расчетов. Например, вычисляется эквивалентный внутренний диаметр колонны бурильных труб, состоящей из нескольких участков, включая УБТ:

$$d_n = \sqrt[5]{\sum d_i^5 l_i / \sum l_i},$$

где d_i , l_i — соответственно диаметр и длина i -го участка бурильных труб.

Аналогично рассчитывают наружный диаметр бурильных труб и внутренний обсадной колонны, а также диаметр скважины с учетом кавернозности.

Кроме того, находят

$$G_{пл} = \max \{G_{пл i}\}, \{G_{пл i}\};$$

$$G_{гр} = \min \{G_{гр i}\}, \{G_{гр i}\};$$

$$P = P_{\max} \{P_i\}, \{P_i\},$$

где $G_{пл i}$, $G_{гр i}$, P_i — соответственно градиенты пластового давления, гидроразрыва и проницаемость в i -м участке необсаженного ствола скважины.

Блок 3. В соответствии с паспортными техническими характеристиками заданного типа насоса рассчитывают возможные значения подачи Q_i при различных сочетаниях диаметров

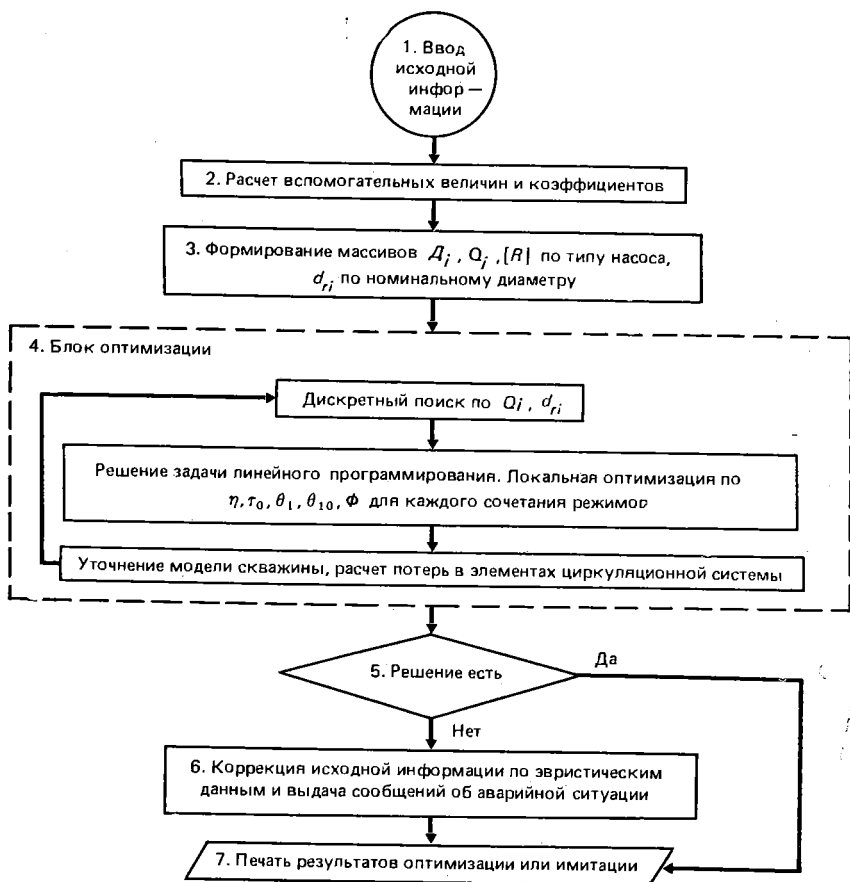


Рис. 5.2. Укрупненная блок-схема алгоритма

цилиндровых втулок D_i и допустимых значений давления на насосе $[p_i]$, диаметров гидромониторных насадок d_{ri} .

Блок 4. При закрепленных значениях $Q_i, [p_i], d_{ri}$ осуществляется локальная оптимизация по переменным $\eta, \tau_0, \theta_1, \theta_{10}, \Phi$, относительно которых задача математического программирования линейна. Общее решение находят направленным перебором.

Блок 5. Решение есть или нет.

Блок 6. При отсутствии решения на основании эвристических сформулированных правил корректируют исходную информацию. В частности, гидромониторное долото может быть заменено обычным, допустимое обогащение раствора выбуренной породой увеличено и т. д.

Блок 7. Вывод на печать результатов оптимизации, а в имитационном режиме при найденных оптимальных значениях

Q^* , d^* , определяют область допустимых значений реологических параметров.

В качестве примера для построения области допустимых значений τ_0 и η были взяты исходные данные на одной из типовых скважин (Западно-Сургутской) Западной Сибири (рис. 5.3). Направления штриховки соответствуют запрещенным значениям. Эффективность выноса ограничивает линия 1, структурного режима — 2, устойчивость по коэффициенту коагуляционного структурообразования — 3, гидроразрыва — 4.

Приведенный пример не только показывает целесообразность нахождения «рабочего окна» в плоскости τ_0 — η , но и необходимость ограничения по коагуляционной устойчивости самого раствора для выделения такого «окна».

При этом большое значение имеет то, что такое ограничение связано не с фиксированными значениями τ_0 и η , а с их отношением.

В общем случае при формировании допустимой области могут быть использованы все сформулированные выше ограничения, причем возможность большого числа вариантов обуславливает необходимость применения ЭВМ и автоматизацию этой процедуры.

Уточнение ограничений, совершенствование программного обеспечения или замена целевой функции (например, поиск максимума потерь гидравлической мощности на долоте или максимума ударного импульса струи о забой, если осуществимо плавное или дискретное с малым шагом регулирование подачи насосов) не приведет к изменениям структуры гидравлической программы.

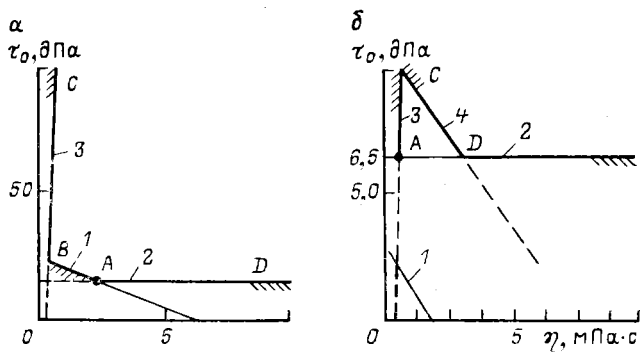


Рис. 5.3. Области допустимых значений реологических параметров в координатах τ_0 — η :

а, б — допустимые области ABCD и ACD соответственно в интервалах 0—400 и 1740—2170 м; 1, 2, 3, 4 — графики построены по уравнениям соответственно (5.4), (5.13), (5.16) и (5.12); А — оптимальное значение по минимуму перепада давления в затрубном пространстве

5.3. ЧИСЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ КАК МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Особенность программы «ФЕЯ» и ее модификаций — возможность автономной работы. В связи с этим она может быть применена в имитационном режиме и, следовательно, позволяет провести численный эксперимент. Представляет интерес использовать эту возможность для предварительного исследования допустимой области параметров в координатной плоскости τ_0 — η с целью анализа влияния различных факторов на положение «рабочего окна» и выявления закономерностей, необходимых для более глубокого понимания принципов управления технологическим процессом промывки скважин. При этом наряду с определенными упрощениями ограничения, рассмотренные в разд. 5.2, были представлены в форме зависимостей от τ_0 и η .

Ранее [8] было детально рассмотрено влияние определяющих факторов на выносящую способность потока бурового раствора в кольцевом пространстве R_2 — R_1 и выявлены условия неполного выноса шлама. В частности, для расчета был взят наиболее типичный случай ($R_1 = 5,7 \cdot 10^{-3}$ м, $R_2 = 12,15 \cdot 10^{-3}$ м, $\rho_n = 2,4$ г/см³, $\rho = 1,05$ г/см³, $d_0 = 1 \cdot 10^{-3}$ м, глубина скважины 2000 м, градиент давления поглощения 0,02 МПа/м) при дискретном изменении $Q = (10 \div 90) 10^{-3}$ м³/с; $\tau_0 = 1 \div 20$ Па; $\eta = 1 \div 60$ мПа·с. Кроме того, были приняты следующие ограничения: при остановке циркуляции шлам не оседает, турбулизация потока в кольцевом пространстве исключена, $C_{т.ф} \rightarrow \min$, коэффициент коагуляционного структурообразования $K_c = 4500$ с⁻¹, $K_1 \geq 90$ %; $K_2 \leq 5$ %.

Здесь K_1 — коэффициент, определяющий вынос шлама (%) и характеризующий отношение площади, в которой происходит вынос, ко всей площади кольцевого пространства, т. е. имеет смысл к. п. д. циркулирующего потока по выносу шлама.

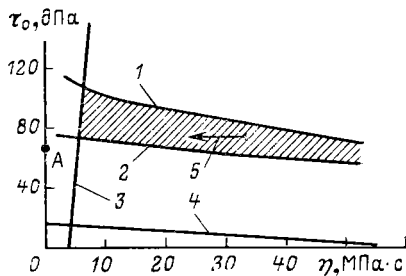
Ограничениями роста рабочего интервала Q и реологических характеристик для повышения K_1 должны служить рассмотренные в разд. 5.2 требования, формализующие исключение турбулизации потока, и ограничение, обусловленное максимальным давлением насосной группы.

Если требование по исключению поглощений (разд. 5.2, п. 4) рассматривать как недопущение сверх принятой нормы коэффициента K_2 , определяющего долю превышения эквивалентной плотности над плотностью раствора, т. е.

$$K_2 = 100(\rho_э - \rho)/\rho, \quad (5.29)$$

то искомую область допустимых реологических показателей можно увязать с изменением величин K_1 и K_2 , обуславливающих содержание шлама в растворе и его вынос (%).

Рис. 5.4. Область допустимых значений реологических показателей при ограничениях по K_1 , K_2 , K_c



На рис. 5.4 допустимые значения τ_0 и η соответствуют заштрихованной области при заданных ограничениях по K_1 (кривая 1), K_2 (кривая 2) и K_c (кривая 3). Причем это удовлетворяет ограничениям на удерживающую способность потока раствора при $\omega = 0,5$ м/с, что характерно для практики (кривая 4); на исключение поглощений (кривая 2) и удерживающую способность раствора в покое, если принять равенство τ_0 статическому напряжению сдвига, что допустимо в первый момент прекращения циркуляции (точка А).

В принятых для расчета условиях найденная область не ограничена справа. Но так как изменение частичной концентрации твердой фазы в основном определяет η , то условие минимизации содержания твердой фазы $C_{т.ф}$ вызывает необходимость уменьшать η (стрелка 5), изменяя $C_{т.ф}$ до приемлемого значения относительно других технологических параметров.

Оказалось возможным аналогично выявить влияние геометрической формы затрубного пространства, характеристик шлама, давлений насосной группы на вид рабочего окна.

Для упрощения допустимую область находим с учетом следующих ограничений: 1) вынос шлама должен быть не менее 90 %; 2) при остановке циркуляции шлам не оседает; 3) турбулизация потока в кольцевом пространстве исключена; 4) эквивалентная плотность раствора не превышает плотности последнего более чем на 5 %; 5) устьевое давление не более допустимого давления насосной группы.

Расчет областей допустимых значений реологических параметров сделан на ЭВМ для сочетания следующих обычно встречающихся в бурении условий: плотность раствора ρ — 1025, 1120, 1050, 1200, 1800 и 2200 кг/м³; приведенный диаметр шлама d_0 составляет $10 \cdot 10^{-3}$ и $0,5 \cdot 10^{-3}$ при его плотности $\rho_{п} = 2400$ кг/м³ и $0,01 \cdot 10^{-3}$ м при $\rho_{п} = 4000$ кг/м³; глубина скважины 2000 м: градиент давления поглощения $\beta = 0,016$ МПа/м для растворов с $\rho \leq 1200$ кг/м³, $\beta = 0,020$ МПа/м для $1200 \leq \rho \leq 1800$ кг/м³ и $\beta = 0,024$ МПа/м при $\rho \leq 2200$ кг/м³.

Внешние радиусы бурильной R_1 и обсадной R_2 колонн приведены ниже.

Радиус, 10^{-2} м:

R_1	5,7	7	7	5,7
R_2	8,05	10,7	13,45	14,75

Анализ 36 вариантов показал, что требования к τ_0 и η бурового раствора ужесточаются при уменьшении размеров затрубного пространства и плотности раствора, а также при увеличении диаметра шлама. При этом для обеспечения необходимого выноса шлама требуется повышение τ_0 и η , причем значение τ_0 должно быть существенно больше, чем необходимо из условия удержания шлама в первый момент прекращения циркуляции. Условие по давлению насосной группы не вносит существенных ограничений в выбор τ_0 и η (рис. 5.5). Во всех рассмотренных вариантах допускается большой расход (40—50 л/с).

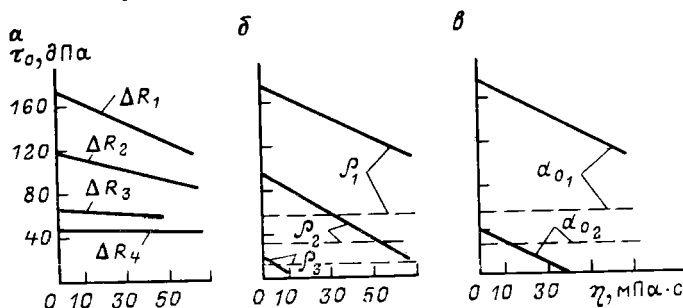


Рис. 5.5. Границы минимальных значений реологических показателей, обеспечивающие вынос шлама не менее 90% (сплошная линия) и удержание его при остановках циркуляции (штриховая линия):

$a - d_0 = 1 \cdot 10^{-3}$ м, $\rho = 1200$ кг/м³, $\Delta R_1 = 2,36 \cdot 10^{-2}$ м, $\Delta R_2 = 3,7 \cdot 10^{-2}$ м, $\Delta R_3 = 9,05 \cdot 10^{-2}$ м, $\Delta R_4 = 9,05 \cdot 10^{-2}$ м; $\delta - d_0 = 1 \cdot 10^{-3}$ м, $\Delta R = 2,36 \cdot 10^{-2}$ м, $\rho_1 = 1200$ кг/м³, $\rho_2 = 1800$ кг/м³, $\rho_3 = 2200$ кг/м³; $в - \rho = 1200$ кг/м³, $\Delta R = 2,36 \cdot 10^{-2}$ м, $d_0 = 1 \cdot 10^{-3}$ м, $d_0 = 0,5 \cdot 10^{-3}$ м.

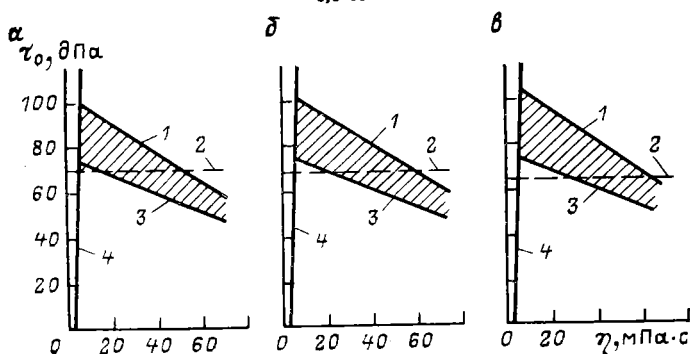


Рис. 5.6. Области допустимых значений реологических показателей для растворов различной плотности ($\Delta R = 6,5 \cdot 10^{-2}$ м, $d_0 = 1 \cdot 10^{-2}$ м, $\rho_n = 2400$ кг/м³, $\beta = 0,020$ МПа/м):

$a, б, в$ — плотность раствора соответственно 1025, 1050 и 1120 кг/м³; 1, 2, 3, 4 — ограничения соответственно по эквивалентной плотности, удержанию частиц шлама в растворе при прекращении циркуляции, по выносу шлама, коагуляционной устойчивости

Область допустимых значений расширяется при увеличении размеров затрубного пространства. При этом кривая $\tau_0(\eta)$ по условию выноса шлама заметно выполаживается при $\Delta R > 6,45 \cdot 10^{-2}$ м. Для растворов с $\rho < 1200$ кг/м³ величину $\Delta R > 6,45 \cdot 10^{-2}$ м можно считать минимально допустимой.

Эти выводы согласуются с опытом практического бурения. Действительно, при характерных для массового бурения $\rho = 1200$ кг/м³ и $\Delta R > 6,0 \cdot 10^{-2}$ м область допустимых значений значительно расширяется и, таким образом, снижаются требования к геологическим параметрам раствора.

Для перспективных малоглинистых систем расчеты были проведены для скважины глубиной 2000 м (рис. 5.6). Так как области допустимых значений $\tau_0 - \eta$ при удовлетворении ограничения 1 сверху имеют близкие нижние границы, обусловленные требованиями 3 и 4, то это позволяет принять минимально допустимое значение τ_0 приблизительно 80 дПа.

5.4. ДОПУСТИМЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ХАРАКТЕРНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Использование программы «ФЕЯ» в имитационном режиме с выделением области допустимых для заданных условий геологических показателей открывает возможности более направленной работы при совершенствовании типов буровых растворов для разных регионов и позволяет в каждом случае выявить наиболее существенное ограничение.

Все регионы страны по геологическим условиям можно разбить на три группы, характеризующиеся специфическими условиями бурения. Первая группа — регионы с нормальными градиентами давлений и наличием в разрезах устойчивых пород. Это районы массового бурения, в которых основные требования к буровым растворам — повышение механических скоростей бурения и проходки на долото (Западная Сибирь, Коми АССР, Татария, Башкирия, Оренбургская и Куйбышевская области, Удмуртия и др.).

Геологические условия бурения скважин в регионах второй группы характеризуются наличием зон АВПД и мощных толщ потенциально неустойчивых глинистых отложений, основная задача в которых — предупреждение осложнений и обеспечение успешного безаварийного бурения (Северный Кавказ, Закавказье, Средняя Азия, Украина).

В регионах третьей группы (Нижняя Волга, БССР, Западный Казахстан, Северный Кавказ и УССР), характеризующихся наличием мощных толщ хемогенных отложений, высоких температур и давлений, требуется достижение максимума времени сохранения показателей свойств растворов в условиях полиминеральной агрессии.

Моделями растворов в регионах указанных групп были выбраны следующие типы буровых растворов: для первой группы — полимерный недиспергирующий раствор, обработанный ПАА и ГКЖ; для второй и третьей — ингибированный известковый и соленасыщенный стабилизированный буровые растворы соответственно.

Расчет показателей свойств первого раствора и режима промывки скважины проведен для Федоровской площади, скв. 8 (Западная Сибирь). Основные исходные параметры: интервал спуска кондуктора — 0—400 м, диаметр 245 мм, интервал спуска эксплуатационной колонны — 0—2477 м, диаметр 146 мм; $p_{пл}$ — 25 МПа, $v_{мех}$ = 28,8 м/ч, диаметр долота — 324 мм.

Некоторые результаты решения оптимизационной задачи приведены в табл. 5.2.

Область допустимых значений τ_0 и η представлена на рис. 5.7, а. Там же отмечены оптимальные значения τ_0 и η для разных интервалов бурения. Характерно, что для первого интервала наиболее существенным оказывается ограничение по коллоидной устойчивости бурового раствора. Оптимальные значения реологических показателей для второго интервала лежат внутри допустимой области.

Расчет показателей свойств известкового бурового раствора и режима промывки скважин проведен для скв. 84 площади Брагуны Горячеводского УБР объединения «Грознефть» (см. табл. 5.2). Исходные параметры: глубина спуска обсадной колонны — 100 и 2315 м, наружный диаметр соответственно 530 и 324 мм; глубина спуска бурильной колонны — 2315 м, наружный диаметр 168 мм; диаметр долота 346 мм; градиент пластового давления на глубине 1250 и 2315 м составляет соответственно 0,11 и 0,12; градиент гидроразрыва на глубине 1250 и 2315 м — соответственно 0,14 и 0,16; коэффициент кавернозности — 1,1; механическая скорость — 2 м/ч; подача насоса — 63,1 л/с.

Область допустимых значений τ_0 — η представлена на рис. 5.7, б. Характерно то, что оптимальные точки лежат на левой границе, определяемой по условию обеспечения коллоидной устойчивости бурового раствора.

Аналогичный расчет произведен для характерной скважины, проектируемой на подсолевые отложения (Сосновская площадь, скв. 55). Полученные результаты приведены в табл. 5.2 и на рис. 5.7, в. И в этом случае ограничение по коллоидной устойчивости наиболее значительно при установлении оптимальных величин реологических параметров.

Приведенные данные показывают, что основным условием, препятствующим повышению технико-экономических показателей технологии промывки, является ограничение по коагуляционной устойчивости бурового раствора. Однако это и вскрывает главные резервы дальнейшего повышения эффективности про-

Гидравлические характеристики промывки и параметры буровых растворов

Интервал бурения, м	Подача на-соса У8-6М, м/с	Давление на насосе, МПа	Потери давления, МПа		Перепад давления на домоте, МПа	Скорость восходящего потока, м/с	ρ , г/см ³	Удельная вязкость, с	T_0 , дПа	η , МПа·с	θ/θ_0 , дПа	Φ , см ² /30 мин
			в обвязке	в буровых трубах, устьях, в пропановом кольцевом пространстве								
Сква. 8 Федоровской площади												
0—400	63,1	3,4	1,3	0,9	0,1	0,88	1,10	35	13	6	8/14	—
400—2477	54,3	6,3	0,9	4,4	0,9	0,85	1,12	37	8	26	6/13	—
Сква. 84 площади Брагуны												
0—100	—	29	14	1	—	0,78	1,25	36	12	4	7/13	Не лимитируется
100—1250	—	43	14	15	—	0,77	1,26	37	12	4	7/13	4
1250—2315	—	61	16	30	—	0,74	1,36	38	11	5	6/12	4
Сква. 55 Сосновской площади												
0—800	—	—	4	3	—	0,78	1,35	35	13	4	6/12	Не лимитируется
800—3140	—	—	4	13	—	0,91	1,37	37	18	5	13/24	4

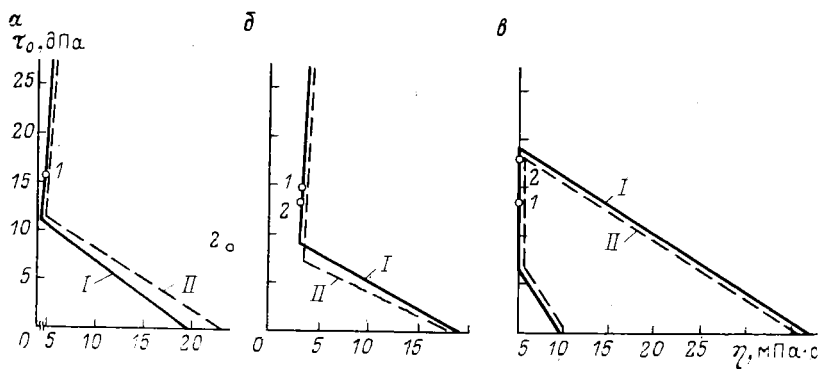


Рис. 5.7. Область допустимых значений реологических показателей:
 а — скв. 8 Федоровской площади (Западная Сибирь), I, II — интервалы 0–400 и 1250–1315 м; б — скв. 84 площади Брагуны (ПО «Грознефть»), I, II — интервалы 0–1250 и 1250–2315; в — скв. 55 Сосновской площади БССР: точки 1 и 2 — соответственно оптимальные значения, I, II — интервалы 0–800 и 800–3140 м, I, 2 — оптимальные значения для соответствующих интервалов

цесса. Действительно, для учета худшего варианта ограничение на величину K_c было введено на основе данных, которые получены при анализе растворов, приготовленных из наименее качественных применяемых глин и глинопорошков. Этой величине соответствовали минерализованные растворы.

Поэтому весьма важной становится проблема улучшения стабильности буровых растворов за счет применения новых высококачественных материалов и совершенствования основных типов буровых растворов. Это позволит без риска осложнений уменьшить величину ограничения по K_c , в результате чего возрастут технико-экономические показатели бурения.

Таким образом, на базе численного эксперимента (рис. 5.8) можно предварительно проанализировать влияние различных факторов на область допустимых значений τ_0 и η , что дает возможность технологу на стадии проектирования внести соответствующие коррективы, исходя из конкретных условий бурения.

Для анализа и оптимизации процесса промывки за рубежом [26] также применяют понятие «рабочего окна», ограничения для которого задаются проектом (рис. 5.9). Графически «рабочее окно» представляет область, в которой допустимо изменение свойств буровых растворов и режимных параметров промывки. В этом случае достигается повышение эффективности бурения при минимизации вероятности осложнений. Принято, что вначале решается задача предупреждения осложнений, а затем — задача максимизации механической скорости проходки в этих условиях.

С помощью такого «рабочего окна» реологические параметры раствора увязываются только с режимными параметрами

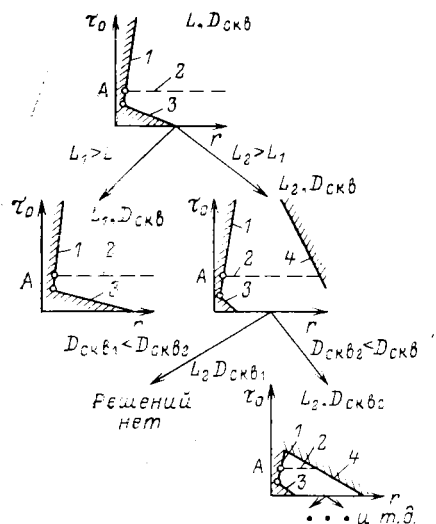


Рис. 5.8. Схема поиска области допустимых значений реологических показателей:

1 — коллоидная устойчивость раствора; 2 — удерживающая способность; 3 — вынос шлама; 4 — давление на насосе; А — оптимальное значение

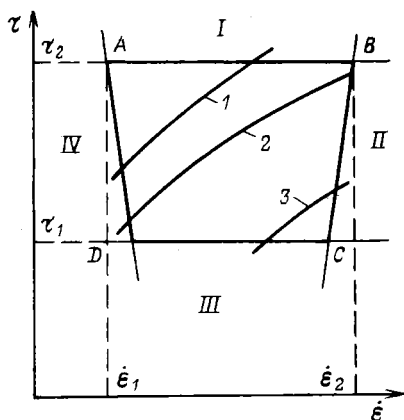


Рис. 5.9. «Рабочее окно» на диаграмме $\tau - \epsilon$:

1, 2, 3 — реограммы для различных буровых растворов; I, II, III, IV — области нарушения технологического режима в результате соответственно гидравлического разрыва, турбулентного режима, а также плохой очистки при ламинарном режиме и вследствие реологических свойств

промывки. В координатной плоскости $\tau - \epsilon$ (используют и логарифмы этих величин) наносят реологическую кривую бурового раствора в интервале $\epsilon_2 - \epsilon_1$, которые возможно реализовать в скважине, а также линии-ограничения, связанные с возможностью возникновения осложнений вследствие избыточных или недостаточных скоростей сдвига и напряжений в циркуляционной системе.

Линии BC и AD определяют допустимые максимальные и минимальные скорости циркуляции бурового раствора, выраженные в величинах ϵ , в пределах которых очистка ствола скважины от шлама удовлетворительная, а режим течения в затрубном пространстве ламинарный. Линии DC и AB определяют предельные величины вязкости, выраженные через напряжения сдвига τ_2 и τ_1 , при которых ствол скважины очищается от шлама без больших потерь напора. На рис. 5.9 указаны осложнения, возникающие при выходе из «рабочего окна». Буровой раствор, реограмма которого представлена кривой 2 предпочтителен для целей бурения, так как в интервале скоростей сдвига, характерных для скважины, не будут возникать осложнения, связанные с его реологическими характеристиками.

Суть оптимизации промывки состоит в том, чтобы подобрать скорость циркуляции и показатели реологических свойств бурового раствора (τ_0 , η или n , K), при которых обеспечивается максимальная гидравлическая мощность на долоте в пределах «рабочего окна» диаграммы напряжение сдвига — скорость сдвига.

Сопоставление возможностей, которые возникают при исследовании «рабочего окна» по методу Б. Уолкера и предложенному выше, показывает, что последний более информативен, позволяет учитывать как коагуляционное состояние растворов, так и характер их изменения под воздействием различных факторов.

ГЛАВА 6

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРНО-РЕОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

6.1. КОЛЛОИДНО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ДИСПЕРСНЫХ ФАЗ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Накопление данных в результате специальных исследований о влиянии различных факторов (состав, концентрация и физико-химические характеристики фаз, ПАВ и электролитов; температура; давление и механические воздействия) позволяет сформировать информационный массив, необходимый для создания растворов с заданными свойствами, а также для углубления представлений о механизмах структурообразования и фильтрации, регулирования свойств растворов и разработки новых эффективных реагентов и материалов.

К числу основных факторов, определяющих состояние бурового раствора и практически влияющих на его технологические свойства, следует отнести содержание и характеристики глин и утяжелителей.

Глина — основной структуро- и коркообразующий компонент бурового раствора. Суспензия глины может рассматриваться как буровой раствор для неосложненного бурения или как основа приготовления более сложных систем. Тонкодисперсный утяжелитель участвует в создании сопряженных коагуляционных структур в растворах, обеспечивая регулирование их плотности.

Особенности структурообразования в растворах в основном зависят от кристаллохимического строения глинистых минералов и определяются их важнейшими коллоидно-химическими

свойствами: дисперсностью, гидрофильностью, сорбционной активностью, ионообменной способностью, набуханием и т. п.

Строение и свойства глин достаточно хорошо изучены в работах И. Н. Антипова-Каратаева, Р. Е. Гримма, С. Е. Маршалла, Ф. Д. Овчаренко и др. В связи с этим следует упомянуть только те свойства, которые существенно определяют технологические характеристики буровых растворов.

Глинистые минералы относятся к группе слоистых и слоисто-ленточных силикатов. Два структурных элемента — основа строения большинства глинистых минералов. Первый толщиной $4,93\text{\AA}$ построен из кремнекислородных тетраэдров, расположенных в форме бесконечно повторяющейся сетки, образующей слой состава $\text{Si}_4\text{O}_6(\text{OH})_4$. В тетраэдре атом кремния равноудален от четырех атомов кислорода или гидроксидов.

Второй структурный элемент толщиной $5,06\text{\AA}$ состоит из двух плотноупакованных слоев атомов кислорода или гидроксидов, между которыми в октаэдрической координации расположены атомы алюминия, находящиеся на одинаковом расстоянии от шести соседних атомов кислорода или гидроксидов.

Способ сочленения и число структурных элементов в элементарной ячейке определяют кристаллический тип глинистых минералов. Минералы первого типа состоят из соединения слоев кремнекислородных тетраэдров и алюмокислородных октаэдров в соотношении 1:1 (каолинит, галлуазит). Минералы второго типа состоят из тех же элементов, но в соотношении 2:1 (гидрослюда, монтмориллонит). Минералы ленточно-слоистого строения (пальгорскит, аттапульгит) подобны амфиболом. Их основные структурные элементы построены из кремниевых тетраэдров, расположенных в форме бесконечной двойной цепи состава SiO_{11} поперечным размером $11,5\text{\AA}$.

Основная активная часть поверхности минералов структурного типа 1:1 — краевые участки кристаллов в местах разрывов связей Si—O—Si и OH—Al^{IV} при недосыщении краевых атомов кислорода или гидроксидов соответственно кремнием и алюминием. Для минералов со структурой типа 2:1 активная часть поверхности — боковые разорванные связи и внешние базопинакоидные грани с очень слабым отрицательным зарядом. Активность поверхности минералов пальгорскит-сепиолитовой группы связана в основном с наличием разорванных связей на ребрах и торцевых частях кристаллов. Избыточные заряды на поверхности элементарных кристаллических пакетов компенсируются удерживанием на своей поверхности (внутри комплексных пакетов) катионов (монтмориллонит) или вследствие срастания с другими элементарными пакетами (каолинит).

Структуры реальных глинистых минералов значительно отличаются от обычно рассматриваемых идеальных моделей. При этом несовершенство глинистых минералов определяется измен-

чивостью химического состава; способностью к послонному полиморфизму как между элементарными ячейками одного структурного типа, так и ячейками различных типов; неупорядоченностью в смещениях тетраэдрических и октаэдрических сеток структурного слоя или в относительных смещениях смежных слоев; нестехиометрическим замещением катионов в тетраэдрических положениях; смещением или внедрением катионов в междоузлия; боковыми дислокациями; искажением анионной кислородной сетки и т. д.

Для технологии бурения представляют интерес четыре группы минералов — монтмориллонит (бентонитовые глины), палыгорскит, каолинит и гидрослюды. Они используются при производстве глинопорошков, и их свойства учитывают при разбуривании терригенных отложений. Однако в целях установления закономерностей влияния различных характеристик глин на свойства буровых растворов целесообразно (как показано, например, работами Э. Г. Агабальянца, Н. Н. Круглицкого, Ф. Д. Овчаренко и др.) исследовать мономинеральные глины и ядерный материал.

Наиболее существенная особенность глинистых минералов — способность образовывать в воде тиксотропные структуры. Виды связей и ориентация глинистых частиц определяют свойства возникших гелей. Согласно работе [11] можно выделить три типа взаимодействий между структурообразующими единицами геля: 1) образование структуры типа «карточного домика» (поперечные связи между параллельными пластинками возникают вследствие взаимодействия положительно заряженных ребер с отрицательно заряженными базальными поверхностями); 2) образование пересекающихся лент в результате взаимодействия по типу ребро к ребру (это обусловлено тем, что из-за сравнительно высоких отталкивающих потенциалов между базальными поверхностями предпочтительна ориентация пластинок параллельно друг другу с ассоциацией типа ребро к ребру); 3) параллельная ассоциация пластинок, которые удерживаются вместе квазикристаллизационной водой, находящейся между ними.

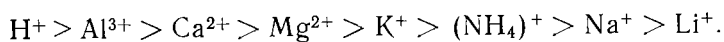
Дисперсность глинистых частиц в суспензиях наряду с термомеханическими воздействиями обусловлена их кристаллической структурой. Наибольшей дисперсностью обладают монтмориллонитовые глины.

Гидрофильность глинистых минералов оценивается различными формами связанной воды. По величине и природе энергии связи воды П. А. Ребиндер различает следующие формы связи: 1) химически связанная вода в виде гидроксильных ионов в гидратах и вода кристаллогидратов; 2) адсорбционно связанная вода; 3) капиллярно связанная вода; 4) свободная вода, механически захваченная дисперсной структурой и заполняющая поровое пространство. При управлении свойствами водных

дисперсий глин для целей бурения воздействуют на три последние формы связи.

Природа гидрофильности глинистых минералов детально описана в работах школы Ф. Д. Овчаренко. При взаимодействии воды с поверхностью глинистых минералов основное значение имеет водородная связь. Интенсивность притяжения молекул воды обусловлена энергетической ненасыщенностью поверхности глинистых частиц. Водородная связь обеспечивает образование на поверхности частиц мономолекулярного слоя воды, обладающего особыми свойствами. Следующие слои мало отличаются по свойствам от слоев с несвязанной водой, но находясь в определенном взаимодействии с частицами, во многом оказывают влияние на свойства глинистых дисперсий. Наибольшей гидрофильностью обладают монтмориллониты.

Глины можно сравнивать с многовалентными ионами большого размера, способными в водной среде обменивать адсорбированные ионы. К. К. Гедройц установил, что обменная способность катионов тем выше, чем больше их валентность, а в пределах ионов одной валентности она тем выше, чем больше атомный вес. По способности вхождения в поглощающий комплекс катионы можно расположить в следующий ряд:



С увеличением объема иона возрастает его поляризуемость, позволяя иону ближе подойти к заряженной поверхности частицы, а с увеличением радиуса иона уменьшается степень его гидратации, что способствует его вхождению в адсорбционный слой поглощающего комплекса.

Адсорбция катионов монтмориллонита происходит главным образом на базальных поверхностях; у каолинита — на ребрах кристаллов, где имеются разрывы валентных связей. Для палыгорскит-аттапульгитовой группы обменные позиции находятся в основном не на поверхности частиц, а внутри цеолитоподобных каналов, что определяет солеустойчивость дисперсий этих минералов. При диспергировании с уменьшением размера глинистых частиц растут нарушения решетки, повышается некомпенсированность и увеличивается емкость обмена, что особенно характерно для каолинита. В монтмориллоните причина увеличения некомпенсированности зарядов — замещения внутри структуры кремния алюминием и алюминия магнием или другим ионом низшей валентности. Нескомпенсированные заряды уравновешиваются адсорбированными ионами.

Емкость обмена, определяемая в миллимолях на 100 г сухой глины, зависит от положения сорбированных катионов относительно алюмокремнекислородных пакетов, природы катионов, типа кристаллической решетки, характера ее повреждений и других факторов. Наибольшей емкостью обмена из используе-

мых в бурении глин обладает монтмориллонит (70—130), наименьшей — каолинит (3—15).

Кальциевые монтмориллониты прочнее связывают воду, чем натриевые, и обладают большей величиной энергии связи. Однако диффузный слой ионов кальциевых глин меньше, чем натриевых, поэтому для них характерно явление пептизации, определяющее особенности коагуляционно-тиксотропной структуры в суспензии.

Ионная замещаемость зависит от температуры: относительные количества K^+ , Ca^{2+} и H^+ , способных к замещению, уменьшаются при нагревании, а количества Na^+ и Mg^{2+} увеличиваются. Емкость катионного обмена монтмориллонита значительно снижается при нагревании до температуры, при которой исчезает набухание. Набухание облегчает движение ионов и оказывает влияние на скорость обмена.

Емкость обмена на практике оценивают по адсорбции метиленовой сини. Получаемые результаты имеют приближенный характер и не позволяют выявить вид катиона.

Набухание глин связано с их гидрофильностью. Чем ниже валентность поглощенного глиной катиона и больше его гидратация, тем при меньшей концентрации суспензии возникает пронизывающая весь объем коагуляционная структура.

Сопоставление структурно-реологических показателей дисперсий различных глин целесообразно проводить, используя так называемые критические концентрации $C_{кр}$ или анализируя корреляционные кривые разбавления. Критические концентрации представляют собой минимальные концентрации, характеризующие момент завершения построения объемной структурной сетки в суспензии. Они наиболее предпочтительны при разработке рецептур буровых растворов. Величина $C_{кр}$ определяется по точке перегиба при аппроксимации двумя прямолинейными участками кривой в координатах логарифм показателя свойств — концентрация. Характерно, что значения $C_{кр}$, определенные с помощью различных показателей, достаточно близки. Для саригюхского бентонита, черкасского палыгорскита и глуховецкого каолинита $C_{кр}$ соответственно составляет 8, 13 и 28 %; для модифицированных глинопорошков, обладающих большим выходом, $C_{кр}$ меньше 5 %.

Исследования глин различного минералогического состава, дисперсности и содержания обменных катионов, выполненные автором совместно с Э. Г. Агибальянцем, Н. Н. Круглицким и Ф. Д. Овчаренко, подтвердили, что за некоторым исключением, которое будет рассмотрено ниже, корреляционные кривые разбавления в интервале практически используемых концентраций могут быть аппроксимированы прямыми линиями.

В табл. 6.1 приведены значения коэффициентов коагуляционного структурообразования для суспензий глин, значительно отличающихся по минералогическому составу. Корреляционная

Таблица 6.1

Влияние минералогического состава глин на свойства их водных дисперсий

Глина	$C_{кр}, \%$	$\frac{1}{K_1} \cdot \frac{1}{10^{-10}}$	$\eta_{мин},$ мПа·с	Напряжение сдвига, Па				$T, ^\circ C$	$\Phi, \text{см}^3/30 \text{ мин}$	Форма, размеры частиц, мкм
				τ_1	θ_1	θ_0	θ_{max}			
Саргьюнский монтмориллонит	8	0,9	3,0	35,6	7,4	9,0	45	6	17	Чешуйки, 0,01—0,1
Черкасский монтмориллонит	26	1,7	4,0	38	10,0	13,0	41	5	24	Чешуйки, 0,03—0,3
Часовьярская монотермитовая глина	17	4,5	6,2	36	8,1	12,2	38	5	20	Чешуйки, 0,02—0,3
Черкасский палыгорскит	13	3,0	4,8	21,6	4,4	5,5	28	4	38	Удлиненные кристаллы в виде планки, длина 0,2—0,5, ширина 0,02—0,03, толщина 0,005—0,01
Глуховецкий каолинит	28	1,2	3,2	11,8	3,3	3,8	19	3	40	Окристаллизованные частицы гексагональной формы, ширина 0,3—4, толщина 0,05—2
Вайомингский натриевый монтмориллонит («акваджел») (акваджел)	5	0,5	16,0	—	0,3	0,4	8	—	20	Чешуйки, 0,01—0,1

кривая определялась начиная с концентраций, близких к критической. Для отечественных, преимущественно кальциевых, монтмориллонитов характерны сравнительно высокие критические концентрации, при которых пластичность меняется в широких пределах. Такое различие в концентрациях и связанной с этим пластичностью может быть объяснено неодинаковым строением их кристаллических структур, размером частиц, а вследствие этого и способностью к структурообразованию.

Например, черкасский монтмориллонит имеет высокие значения концентрации, но небольшую пластичность, что объясняется неупорядоченной формой хлопьевидных частиц, лишенных огранки, и сравнительно большими размерами частиц. Часовьярская глина при меньших концентрациях твердой фазы обладает большей пластичностью также вследствие несовершенства ее кристаллической структуры и рыхлых чешуек частиц, имеющих большее число активных центров. Из минералов палыгорскит-сепиолитовой группы черкасский палыгорскит при сравнительно небольших концентрациях твердой фазы имеет достаточное значение пластичности. Это связано с особенностями структуры палыгорскита, представляющей собой удлиненные кристаллы, имеющие форму планок.

Природные смеси таких глинистых минералов, как горбский бентонит, глины палыгорскит-монтмориллонитовой группы, по-разному проявляют свои пластические свойства при различных концентрациях твердой фазы. Саригюхский монтмориллонит обладает способностью к созданию медленноформирующейся структуры в покое с большой предельной прочностью вследствие высокой дисперсности и существенных несовершенств его структуры.

Черкасский палыгорскит при небольших концентрациях твердой фазы позволяет получать прочные быстроформирующиеся структуры. Высокая степень совершенства кристаллической структуры каолинита не позволяет получать водные дисперсии с высокой прочностью даже при развитой структурной сетке по сравнению с палыгорскитом и саригюхским бентонитом. Вайомингский бентонит обладает малопрочной медленноформирующейся структурой.

Таким образом, глины различного минералогического состава существенно отличаются по характеру структурообразования в динамических и статических условиях. Подобные исследования кернового материала показали, что эти различия могут быть больше в результате естественной засоленности глин и метаморфических изменений. Наибольшая пластичность будет у тех глин, частицы которых малы и имеют форму чешуек с четкой огранкой или вытянутую анизодиаметричную. Переход от хорошо окристаллизованных частиц каолинита к пластинчатым чешуйкам (монтмориллонит) через шестоватые палочкообразные (палыгорскит) влияет на время t_0 формирования

основного этапа структурообразования [см. формулу (2.9)] и максимальное значение прочности.

В общем случае водоотдача тем меньше, чем выше дисперсность глины и больше количество воды она связывает в сольватных оболочках. Однако, как показал Э. Г. Кистер, для водоотдачи имеет значение не только дисперсность глины, но и фракционный состав. В связи с этим водоотдача полидисперсных систем может быть меньше, чем гомодисперсных.

Механическое диспергирование обуславливает возрастание числа частиц в единице объема суспензии, а следовательно, повышение поверхностной активности твердой фазы и образование более развитой и прочной коагуляционной структуры. В соответствии с физико-химическим смыслом коэффициенты коагуляционного структурообразования, как показали исследования, существенно не изменяются при диспергировании необработанных дисперсий, если в результате такого механического воздействия не произойдет качественных изменений в системе.

Процессы коагуляционного структурообразования определяются не только кристаллическим строением глинистых минералов, но и молекулярной природой их поверхности. Значения K_c и кинетика структурообразования в покое (табл. 6.2) по-разному зависят от типа обменного катиона и связанной с этим величины обменной емкости. Для Na-глины характерно самопроизвольное диспергирование, сопровождающееся понижением пластичности. У Ca-глин связанная вода прочно удерживается на поверхности частиц, и прорыв сольватных оболочек происходит по наиболее гидрофобным участкам, что обуславливает возникновение прочных структур, которые хрупко разрушаются при наложении сдвиговых усилий.

Прочное сочленение структурных пакетов у каолина исключает доступ обменных катионов в межпакетное пространство, поэтому Na-ион проявляет слабое пептизирующее действие на кри-

Таблица 6.2

Влияние состава обменных катионов глинистых минералов на процессы структурообразования их водных дисперсий

Глина	Катион	$K_c \cdot 10^{-3},$ c^{-1}	Напряжение сдвига, Па			
			τ_i	θ_i	θ_{10}	θ_{max}
Глуховецкий каолинит	Na ⁺	1,1	12,5	2,8	4,5	10,6
	Ca ⁺⁺	1,7	10,6	2,2	3,5	12,8
Черкасский палыгорскит	Na ⁺	2,6	19,8	18,0	21,3	23
	Ca ⁺⁺	3,2	16,7	14,0	14,6	17,8
Саригухский монтмориллонит	Na ⁺	0,7	29,5	6,5	2,8	32
	Ca ⁺⁺	1,0	37,4	8,3	9,8	40

сталлы каолинита и пластичность и максимальная прочность такой системы несколько меньше, чем для Са-глин.

У катионзамещенного палыгорскита кристаллическая структура и гидрофильные свойства изменяются незначительно, однако натриевая форма палыгорскита характеризуется наименьшими размерами и наибольшим числом неоднородностей, что сказывается и на величинах $\theta_{\max}$ и K_c . В монтмориллонитовых глинах катион натрия обуславливает значительное диспергирование частиц. В связи с этим водные дисперсии монтмориллонита, замещенного ионами натрия и кальция, различаются между собой характером структурообразования и вследствие этого большим изменением величины K_c в отличие от рассмотренных выше минералов.

Так как на практике изменение обменного комплекса глин обеспечивается их обработкой карбонатом натрия, то целесообразно показать при этом характер изменения коэффициентов коагуляционного структурообразования. В целях более четкого разделения ионообменного и коагулирующего действия Na_2CO_3 на рис. 6.1 сопоставлены суспензии гомоионных Na-форм часовъярской и хабльской глин, приготовленные шестикратным замещением обменного кальция 1-н растворов NaCl с последующей отмывкой. В отмученных естественных суспензиях определяли значения коэффициента K_c при постепенно возрастающих добавках Na_2CO_3 . У суспензии естественных форм глин (кривые 2 и 4) вначале наблюдается уменьшение K_c (стабилизация) за счет превращения в частично натриевые формы; для часовъярской глины этот эффект более заметен, так как содержание обменного кальция (%) и емкость обмена у нее больше, чем у хабльской.

В дальнейшем для всех суспензий наблюдается слабая коагуляция. Причем она закономерно несколько больше для суспензий частично замещенных форм (кривые 2 и 4), так как суспензии гомоионных форм более стабилизированы. Однако изменение K_c в рассматриваемых интервалах недостаточно, чтобы считать, что требуемый эффект стабилизации достигнут. Незначительные изменения K_c и $\eta_{\min}$ при добавлении Na_2CO_3 подтверждают его малую стабилизационную активность.

Анализируя изменения K_c при добавлении извести в систему, Э. Г. Агабальянц проследил влияние гидроксида кальция на изменение структурно-механических свойств глинистых суспензий, тем самым способствуя раскрытию механизма известкования в буровых растворах с учетом воздействия высоких температур и содержания различных реагентов. Используя коэффициент K_c , Э. Г. Агабальянц показывает, что глинистые суспензии в результате известкования теряют восприимчивость к коагулирующему влиянию растворимых солей. Так, для суспензии естественных глин добавление 0,5 % NaCl (сухого) ведет к образованию на кривой 1 (рис. 6.2) высокого миниму-

Рис. 6.1. Влияние Na_2CO_3 на структурообразование суспензий глины при различном составе обменных катионов:

1 2, 3, 4 — На-хабльская, естественная хабльская, часовъярская и естественная часовъярская глины соответственно

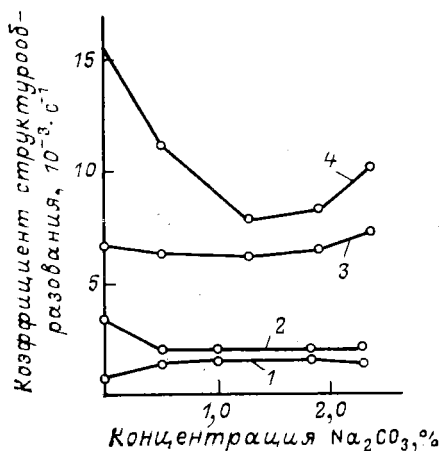
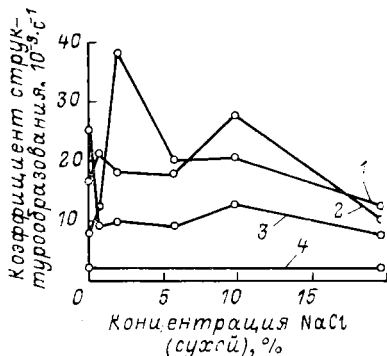


Рис. 6.2. Влияние NaCl на величину K_c асканской глины:

1 — без обработки; 2 — обработка ССБ; 3 — обработка $\text{Ca}(\text{OH})_2$; 4 — обработка $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и ССБ



ма, свидетельствующего о процессах замещения обменного кальция глины натрием. Структура упрочняется за счет пептизации глины. Дальнейшее добавление электролита, усиливая ионообменное замещение, в то же время коагулирует суспензию. Для известковой суспензии это явление не наблюдается, так как частицы глины, покрытые пленкой гидросиликатов, почти не способны к ионообменному замещению.

Добавление утяжелителя усложняет процессы структурообразования в буровых растворах. Основные факторы, влияющие на свойства раствора при их утяжелении следующие: концентрация утяжелителя и содержание в нем водорастворимых солей и тонкодисперсных глинистых фракций, фракционный состав, гидрофильность поверхности.

Использование отмытого от водорастворимых солей и глинистых фракций утяжелителя при обработке различных буровых растворов позволило оценить эффект изменения средства твердой фазы. Полученные данные согласуются с выводами о

характере перемещения характеристической точки суспензии при добавлении в нее глины. Однако при этом выявлены некоторые отличия, заключающиеся в том, что малые добавки утяжелителя по массовой доле (25—50%) не только изменяют реологические характеристики системы, но и уменьшают K_c . Это, по-видимому, объясняется тем, что несмотря на общее увеличение твердой фазы и уменьшение концентрации реагента суммарная энергия взаимодействия между частицами в суспензии на единицу площади уменьшается вследствие замены глинистых частиц менее активными частицами утяжелителя.

Дальнейшее увеличение содержания (100—300 %) приводит к постепенной замене части контактов типа глина — глина контактами типов глина — утяжелитель и утяжелитель — утяжелитель. В связи с этим процесс утяжеления глинистой суспензии сопровождается возникновением ряда минимумов для коэффициента K_c при росте реологических параметров. Характер изменения типа коагуляционно-тиксотропной структуры зависит от обработки раствора и свойств утяжелителя.

Подобные выводы можно получить при анализе статистически обработанной информации [15] о зависимости реологических показателей от плотности растворов (табл. 6.3). Наиболее резкие изменения коэффициента K_c отмечаются при повышении плотности от 1,4 до 1,59 и от 1,9 до 2,09 г/см³. Проведенные исследования позволяют вскрыть механизм явления. Первый интервал соответствует началу утяжеления глинистых суспензий и отвечает возникновению структурного каркаса нового типа, содержащего не только глинистые частицы, но и утяжелитель; второй — условию преимущественного влияния на прочность коагуляционной структуры содержащихся в растворе частиц утяжелителя.

Аналогично изменяется кинетика тиксотропного упрочнения в покое. Повышение концентрации утяжелителя вначале увели-

Таблица 6.3

Средние значения K_c для буровых растворов, подсчитанных по данным работы [15]

Число проб	Пределы измерения плотности буровых растворов, г/см ³	Средние значения коэффициента $K_c \cdot 10^{-3}$, с ⁻¹	Число проб	Пределы измерения плотности буровых растворов, г/см ³	Средние значения коэффициента $K_c \cdot 10^{-3}$, с ⁻¹
274	1,2—1,29	1,40	200	1,8—1,89	3,56
300	1,3—1,39	1,47	207	1,9—1,99	3,85
191	1,4—1,49	1,87	204	2,0—2,09	4,51
180	1,5—1,59	2,95	200	2,1—2,19	4,49
181	1,6—1,69	3,05	200	2,2—2,29	3,92
195	1,7—1,79	3,17	175	2,3—2,39	4,87

чивает прочность структуры и уменьшает время завершения основного этапа структурообразования. В дальнейшем прочность структуры начинает уменьшаться и для обеспечения седиментационной устойчивости раствора требуется введение высокоактивной глины.

Эксперименты, проведенные автором совместно с С. А. Рябоконем и другими исследователями, показали, что наличие флотореагентов, переизмельчение и повышенное содержание водорастворимых солей в утяжелителе повышает коэффициент коагуляционного структурообразования (табл. 6.4) растворов и препятствует достижению высоких значений плотности. Массовую долю концентрации барита меняли от 100 до 300 % к объему суспензии (9,5 % глины первого сорта, 86,5 % воды, 4 % УЩР). При определении утяжеляющей способности утяжеленный (300 %) раствор, обработанный 0,1 % хромпика, подвергали термостатированию в автоклавах при 150 °С в течение 6 ч и разбавляли до необходимой условной вязкости (56—60 с).

Обобщение отечественных и зарубежных данных позволило установить области предпочтительных значений реологических параметров для различного типа качественных буровых растворов в зависимости от их плотности (рис. 6.3). Там же приведены соответствующие значения K_c и K_n .

Высокой информативностью, как указывалось, обладают значения коэффициентов общей модели тиксотропного упрочнения дисперсий [см. уравнение (2.24)]. Ниже представлены значения A , D и γ в зависимости от концентрации в суспензии са-ригюхской глины и от плотности раствора (по данным Т. Г. Радуль).

Коэффициенты	<i>A</i>			<i>D</i>		<i>γ</i>	
Содержание глины, %:							
5		2,4		0,56		0,0026	
6		4,1		1,2		0,0026	
7		7,37		3,114		0,0026	
8		11,58		4,12		0,0026	
9		22,5		11,6		0,0026	
10		41,47		25,385		0,0026	
Плотность суспензии, г/м³	1,5	1,6	1,7	1,85	1,9	1,98	2,05
Коэффициенты:							
<i>A</i>	636	931	1116,5	1630	1712	2020	2986
<i>D</i>	325,5	720,6	752	1064,2	1340	1863	1936,3
<i>γ</i>	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003

Обработка этих данных позволила получить модели изменения коэффициентов от значимых факторов и установить закономерности кинетики тиксотропного структурообразования от состава дисперсий.

Таблица 6.4

Влияние свойств утяжелителя на коэффициент коагуляционного структурообразования буровых растворов

Метод обогащения	Содержание BaSO_4 , %	Плотность, г/см^3	Содержание водорастворимых солей, %		Остаток на сите, %, с размером ячейки, мм		$K_c \cdot 10^{-3}, \text{с}^{-1}$	Утяжеляющая способность при $U/V=60 \text{ с}$, г/см^3
			общее	кальция	0,074	0,44		
Гравитационный	89,31	4,19	0,24	0,022	3,0	13,80	2,5	2,15
	85,00	4,27	0,05	0,010	3,0	51,60	1,8	2,19
Флотационный	92,00	4,34	0,185	0,017	28,3	42,00	6,9	1,98
	92,00	4,34	0,185	0,017	2,2	17,60	4,2	1,88

Зависимость A и D от концентрации глины C_r (%) и плотности суспензии ρ может быть представлена следующими уравнениями:

$$A = \exp(-1,92 + 0,56C_r); \quad (6.1)$$

$$D = \exp(-4,35 + 0,75C_r); \quad (6.2)$$

$$A = \exp(3,38 + 2,14\rho); \quad (6.3)$$

$$D = \exp(-0,27 + 69,6\rho). \quad (6.4)$$

$K_c = (\tau_0/\eta - 4) \cdot 10^{-3} \text{ с}^{-1}$	10	4,3	2,5	2,1	1,9	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8
$K_n = (\tau_0/\eta) \cdot 10^{-3} \text{ с}^{-1}$	6	3,1	2,0	1,7	1,6	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,6	1,7

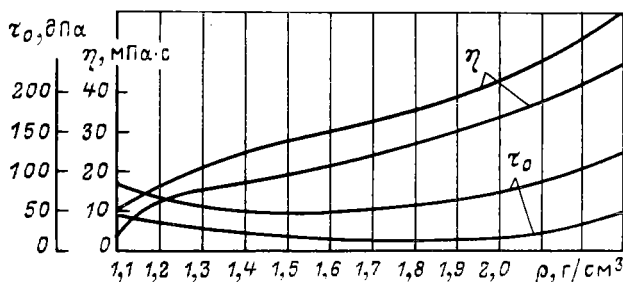


Рис. 6.3. Зависимость реологических показателей K_c и K_n от плотности для качественных растворов

6.2. МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЫ СУСПЕНЗИЙ ГЛИН

При взаимодействии электролитов с глинистыми частицами протекают катионообменные и поверхностно-химические процессы. Наибольшее влияние оказывают обменные процессы, изменяющие толщину сольватных оболочек глинистых частиц и способствующие их диспергированию.

Обработка глинистых суспензий и различных типов буровых растворов коагуляторами существенно изменяет их структурно-механические и фильтрационные свойства. О влиянии добавок хлористого натрия на коэффициент коагуляционного структурообразования для часовъярской и палыгорскитовых глин, приведенных к одной условной вязкости сравнения (50 с), можно судить по следующим данным.

Добавка NaCl (сухой), %	0	0,5	1,0	2,0	5,0	10,0	20,0
Часовъярская глина:							
$K_c \cdot 10^{-3}, \text{с}^{-1}$	4,5	17,0	4,9	3,6	3,0	3,4	2,9
$\eta_{\min}, \text{мПа} \cdot \text{с}$	6,2	5,3	5,2	5,2	5,3	4,5	4,5
Черкасский палыгорскит:							
$K_c \cdot 10^{-3}, \text{с}^{-1}$	3,0	3,4	3,6	3,4	3,8	4,0	3,6
$\eta_{\min}, \text{мПа} \cdot \text{с}$	4,8	4,5	4,6	4,5	4,0	4,0	3,8

Аналогичные результаты получены при обработке суспензий хлористым кальцием. С увеличением концентрации электролита величина K_c вначале резко возрастает, а достигнув максимума, снова уменьшается. Положение и высота экстремума для K_c определяются концентрацией и типом коагулятора, а также содержанием глины и ее физико-химическими характеристиками. При дальнейшем повышении концентрации электролита возможно некоторое увеличение коэффициента K_c . В данном случае его изменение отражает процесс структурообразования в системе при условии, что структурообразующие элементы — уже не глинистые частицы, а их агрегаты.

Такие системы являются исходными для создания солестойких буровых растворов. Добавка в них стабилизатора существенно замедляет дальнейшее агрегирование. Интервал консистенций, в котором определяется кривая разбавления (от «не течет» до 20—30 с по ВП-5), с увеличением концентрации электролита может быть определен при возрастающей концентрации твердой фазы. Повышение количества электролита в системе сначала способствует упрочнению ее структуры на основе имеющихся структурных единиц. Однако затем в результате агрегирования этих единиц происходит коагуляционное разжижение. Структурными элементами при этом становятся агрегаты первичных частиц, интенсивность взаимодействия которых отличается от взаимодействия первичных частиц.

При управлении свойствами минерализованных дисперсий наибольшие трудности возникают при создании статической структуры, прочность которой достаточна для обеспечения седиментационной устойчивости. Автором совместно с В. И. Матыцыным было изучено влияние электролитов на прочностные характеристики двух глин — палыгорскита, признанного солеустойкого материала, и монтмориллонита, известного своей лабильностью по отношению к минерализации дисперсионной среды. Результаты исследований представлены в табл. 6.5.

Добавка 1 % NaCl или 0,1 % CaCl₂ в суспензию бентонита приводит к увеличению всех прочностных характеристик, но форма кривой структурообразования сохраняется. Это связано с явлениями самопроизвольного диспергирования твердой фазы (катионообменный процесс) и слабого коагулирующего воздействия NaCl; при концентрациях 3—5% диспергирующее воздействие сменяется коагулирующим, вызывающим уменьшение прочностных характеристик. Введение до 0,5 % CaCl₂ не вызывает набухания и дополнительного диспергирования, а усиливает гидрофобизацию поверхности частиц. Суспензия отличается повышенными прочностными характеристиками, причем скорость нарастания структуры увеличивается.

Последующий рост концентрации электролитов усиливает коагуляционные процессы, агрегацию частиц, что характери-

Таблица 6.5

Влияние электролитов на структурообразование глинистых дисперсий

Концентрация электролита, %		СНС, Па			t_0 , ч	K_2 , с ⁻¹	Структурно-механический тип
NaCl	CaCl ₂	θ_1	θ_{10}	θ_{max}			
Саригюхский бентонит							
—	—	7,4	9,0	40,6	5,0	0,03	III
1	—	20,0	23,0	75,0	3,0	0,05	IV
3	—	58,0	58,6	101,0	8,0	0,01	IV
5	—	30,5	31,1	61,0	9,0	0,01	IV
—	0,1	10,0	11,4	55,8	5,0	0,03	III
—	0,5	31,3	32,6	86,4	6,5	0,02	III
—	1,0	6,0	6,7	37,4	3,0	0,01	V
Черкасский палыгорскит							
—	—	4,4	5,7	46,6	4,0	0,011	V
5	—	17,6	19,5	—	7,5	0,030	IV
10	—	26,5	27,6	54	1,8	0,018	V
25	—	24,3	25,4	—	1,2	0,018	V
—	0,1	13,1	13,8	—	2,2	0,015	IV
—	0,5	12,7	12,9	66,6	2,0	0,010	IV
—	1,0	11,3	12,4	—	1,8	0,018	IV

Примечание. Значения t_0 и K_2 из формулы (2.9).

зуется уменьшением скорости структурообразования K_2 . Возникновение медленноформирующейся структуры подтверждается увеличением доли пластических деформаций и переходом суспензии в V структурно-механический тип.

При повышении содержания CaCl_2 до 1 % в суспензии наблюдается интенсивный процесс агрегации с последующим седиментационным расслоением.

В суспензиях палыгорскита отмечается меньшее изменение процессов структурообразования, чем в суспензии бентонита. Вытянутая форма частиц в виде планки способствует образованию контактов сцепления в основном по углам и ребрам, при этом сжатие диффузного слоя не приводит к агрегативной коагуляции.

Изменение концентрации NaCl от 5 до 25 % или CaCl_2 от 0,1 до 1 % приводит вначале к повышению скорости структурообразования и увеличению начальной и конечной прочности структуры. При самых высоких концентрациях электролитов значения прочностных характеристик уменьшаются. Кривые тиксотропного структурообразования имеют быстроформирующийся тип в отличие от медленноформирующегося для неминерализованной суспензии.

Использование известковых растворов предполагает установление влияния гидроксида кальция на структурообразование глинистых суспензий. В связи с этим специальными исследованиями выявлена зависимость K_c , θ_1 и θ_{10} от содержания гидроксида кальция для естественных асканской, часовъярской и хабльской глин и их Na-форм.

Установлено, что влияние гидроксида кальция на изменение структурно-механических свойств глинистых суспензий при нормальных температурах определяется в основном химическим взаимодействием $\text{Ca}(\text{OH})_2$ с поверхностью глинистого минерала с образованием гидросиликата кальция.

При этом происходящий первоначально ионный обмен натрия глины на кальций гидроксида оказывает значительно меньшее влияние на изменение прочности структуры суспензий и не является определяющим в изменении свойств последних.

Изменение прочности структуры суспензий в процессе химического взаимодействия $\text{Ca}(\text{OH})_2$ с глинистой фазой зависит от ее дисперсности, минералогического состава и в меньшей степени от рода обменных катионов. Наиболее резкое изменение прочности структуры при добавлении гидроксида кальция наблюдается у суспензий Na-монтмориллонитовой глины, наименее резкое — у суспензии Са-каолинита.

Водоотдача суспензий всех глин при добавлении электролитов резко возрастает, а набухание их в минерализованных средах с повышением концентрации уменьшается вплоть до полного прекращения процесса, а затем и осушения образца вследствие осмотических явлений.

Таблица 6.6

Кинетика набухания саригюхского бентонита в различных средах

Среды набухания	pH	K_H	K'_1	K''_2	Пластиче- ская проч- ность на- бухшей пробы, 0,1 МПа
Дистиллированная вода	6,9	3,52	2,52	0,95	0,080
Раствор:					
2%-ный NaCl	8,1	2,19	1,9	0,46	0,313
2%-ный KCl	8,3	1,67	0,67	0,29	0,520
4%-ный NaCl	8,1	1,90	0,90	0,35	0,310
4%-ный KCl	8,15	1,46	0,46	0,18	0,473
5%-ный NaCl	7,9	1,97	0,97	0,35	0,293
5%-ный KCl	8,1	1,56	0,56	0,21	0,587
5%-ный УЩР	10,1	3,11	2,11	0,81	0,139
5%-ный БКИ	12,3	2,19	1,19	0,46	0,349
10%-ный NaCl	7,9	1,98	0,98	0,38	0,326
10%-ный KCl	8,1	1,55	0,55	0,21	0,524
4%-ный NaCl + 5 %	9,2	1,94	0,34	0,36	0,310
КССБ-4					
4%-ный KCl + 5 %	9,45	1,66	0,66	0,26	0,470
КССБ-1					

Примечание. $K_H = K''_1 + 1$ — коэффициент, показывающий степень набухания; K'_1 — отношение объема жидкости набухания к объему сухого образца глины; K''_2 — объем жидкости, поглощенной 1 г сухой глины, мл.

В то же время оценка набухаемости глин в различных средах позволяет найти рецептуру раствора с высокой ингибирующей способностью. Так, в табл. 6.6 приведена кинетика набухания саригюхского бентонита, исследованная по известному методу К. Ф. Жигача и А. Н. Ярова. Полученные результаты, в частности, показали преимущество систем на хлоркалиевой основе по сравнению с известковым раствором, получаемым обработкой комплексным реагентом БКИ.

6.3. ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ДИСПЕРСИЙ ГЛИН В ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Устойчивость бурового раствора к полиминеральной агрессии в условиях высоких температур, возможность создания ингибирующих систем обуславливается не только реагентами, но и свойствами основного структурообразователя — глины [5]. Важнейшим требованием термостойкости глинистого минерала является обеспечение возможности образовывать прочные структуры в минерализованных средах и повышенных температурных условиях. В целях разработки методики выбора термостойкого сырья были исследованы различающиеся по свойствам

глины без обработки ПАВ, в том числе «аскангель» (монтмориллонит с примесью слюды), бентонитовый порошок из карбонизированной бентонито-каолинизированной глины, палыгорскитовый порошок из смеси глин третьего и четвертого слоев Черкасского месторождения, керновый материал майкопских свит (гидрослюдистая алевроитовая глина). Обменный комплекс этих образцов, обозначенных А, Б, П, М, соответственно составлял 75, 90, 22,4 и 19,3 ммоль/100 г глины.

Суспензии, содержащие различные концентрации глины и NaCl, были подвергнуты предварительному прогреву в автоклаве при максимальной температуре опыта, которая последовательно увеличивалась до 200 °С. Последующие определения структурно-реологических свойств на приборе ВСН-2М отражали обратимые изменения.

Результаты некоторых экспериментов представлены на рис. 6.4. Анализ данных показал, что температура, соответствующая максимальному значению предельного θ_{10} , может быть названа критической для данной системы; ее превышение ведет к необратимым физико-химическим изменениям, в результате чего уменьшаются прочностные характеристики системы. С повышением концентрации твердой фазы в минерализованных и пресных суспензиях высота экстремума возрастает, а критическая температура несколько уменьшается. Минерализация дисперсионной среды суспензии обычно снижает соответствующие критической температуре значения θ_{10} .

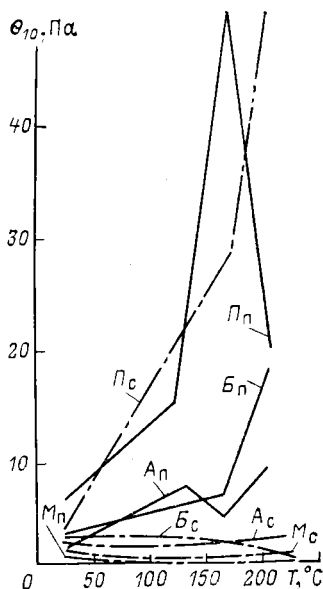


Рис. 6.4. Изменение θ_{10} для 10%-ных глинистых суспензий в термальном режиме:

$A_p, B_p, П_p, M_p$ — пресные суспензии; $A_c, B_c, П_c, M_c$ — минерализованные суспензии (15 % NaCl)

Высота и положение экстремума для θ_{10} зависит от типа и величины обменного комплекса. Максимум θ_{10} для большинства глинистых суспензий соответствует 165 °С. Для гидрослюдистой и палыгорскитовой (минерализованной) суспензии эти значения сдвинуты в область более высоких температур. Однако при этом прочностные характеристики палыгорскитовых суспензий в сотни раз выше, чем у гидрослюдистых.

Снижение структурно-механических характеристик гидротермально обработанного палыгорскита обусловлено, видимо, уменьшением обменной емкости и переходом значительной части палыгорскита в монтмориллонит (Г. М. Бартенев, Н. В. Ермилова, С. П. Ничипоренко и др.). Согласно полученным данным 10%-ные пресные суспензии палыгорскита и бентонита после обработки при 205 °С имеют близкие значения θ_{10} . Однако при более высокой концентрации палыгорскит даже в минерализованной среде позволяет получать настолько прочные структуры, что значения θ_{10} в диапазоне от 125 до 205 °С оказываются за пределами измерений (более 850 дПа). В этом и проявляется существенное отличие палыгорскита.

Уменьшение θ_{10} монтмориллонитсодержащих глинистых суспензий при термической обработке, видимо, связано с температурной коагуляцией суспензии, которая обусловлена десольватацией и агрегированием элементарных глинистых частиц. При этом процессы деструкции глинистых минералов могут отличаться не только в щелочной, но и в практически нейтральной среде, интенсифицируясь в условиях гидротермальной обработки.

Исследование влияния различных солей на структурно-механические свойства палыгорскитовых суспензий проводили при содержании 12 % твердой фазы и обработкой солями при следующих концентрациях: 20 % NaCl, 10 % NaCl + 0,25 % CaCl₂, 1 % CaCl₂, 30 % NaCl + 0,25 % CaCl₂ + 5% карналлита. Структурно-реологические характеристики при каждой фиксированной температуре опыта определяли при достижении системой равновесного состояния.

Анализ реологического поведения всех образцов дисперсий палыгорскита показал, что они обладают тиксотропной аномалией вязкости. Реограммы этих дисперсий имеют вид, представленный на рис. 2.9. Линейный участок на кривых течения был установлен при значениях ϵ , превышающих 300—400 с⁻¹. В связи с этим анализ изменения физико-химического состояния дисперсий был проведен с помощью показателей θ_t и $\eta_{эф}$. Сопоставление площадей петель гистерезиса показывает, что наибольшие необратимые изменения происходят при полиминеральной агрессии палыгорскита. Обратимые кривые изменения $\eta_{эф}$ и θ_t от температуры показывают, что добавление электролитов не снижает прочностные характеристики и не увеличивает реологические настолько, чтобы система потеряла свои свой-

ства. Особенно это существенно для обеспечения удерживающей способности раствора по всему стволу скважины.

Действие рассмотренных электролитов на суспензии палыгорскита в условиях повышенных температур почти не отличается друг от друга, что подтверждает его солестойкость, хотя имеются некоторые различия. Это объясняется (Ф. Д. Овчаренко) неодинаковой интенсивностью протекающих в гидротермальных условиях взаимно компенсирующихся процессов диспергирования частиц в результате образования Na-глин и процессов упрочнения пространственной коагуляционной сетки при образовании Ca-глин, а также вследствие изменения минералогического состава исходной глины.

Некоторые особенности влияния гидротермальной обработки и электролитов более полно можно оценить комплексным коэффициентом коагуляционного структурообразования $K_{с.к} = \theta_1/\eta_{эф}$, характеризующимся соотношением проявления тиксотропии дисперсий в состоянии покоя и при течении с частично разрушенной структурой. Сопоставление табл. 6.7 и диаграмм на рис. 6.5 показывает, что величина $\theta_1/\eta_{эф}$ имеет максимум при 200 °С, в то время как $\eta_{эф}$ и θ_1 достигают максимальных значений при 250 °С. Это можно объяснить тем, что при нагреве увеличивается взаимодействие между глинистыми частицами, что обуславливает рост θ_1 и $\eta_{эф}$. Однако это в большей степени влияет на прочностные характеристики системы, в связи с чем отношение $\theta_1/\eta_{эф}$ увеличивается с повышением температуры, и реологическое поведение дисперсий все более обуславливается проявлением тиксотропной аномалии вязкости. При температурах выше 200 °С палыгорскит частично превращается в монтмориллонит, для дисперсий которого тиксотропная аномалия вязкости характерна в меньшей степени. Электролитная коагуляция дисперсий палыгорскита проявляется как

Таблица 6.7

Зависимость коэффициента $K_{с.к}$ от температуры для минерализованных суспензий палыгорскита (П)

Индекс рис. 6.5	Суспензия	$K_{с.к} \cdot 10^{-3}, \text{ с}^{-1}$ при температуре, °С							
		20	100	150	200	250	200	100	20
а	12 % П	4,4	6,8	9,2	10	9	7,6	6,7	4,0
б	П + 20 % NaCl	4,8	6,9	7,1	7,8	7,3	7,1	6,0	5,0
в	П + 1 % CaCl ₂	4,8	6,8	7,1	7,7	6,6	6,3	4,6	4,4
г	П + 10 % NaCl + + 0,25 % CaCl ₂	4,8	7,4	7,6	7,8	7,6	7,4	7,0	6,5
д	П + 30 % NaCl + + 0,25 % CaCl ₂ + + 0,5 % CaSO ₄ + + карналлит	5,2	6,7	7,1	7,6	6,6	6,3	6,0	5,5

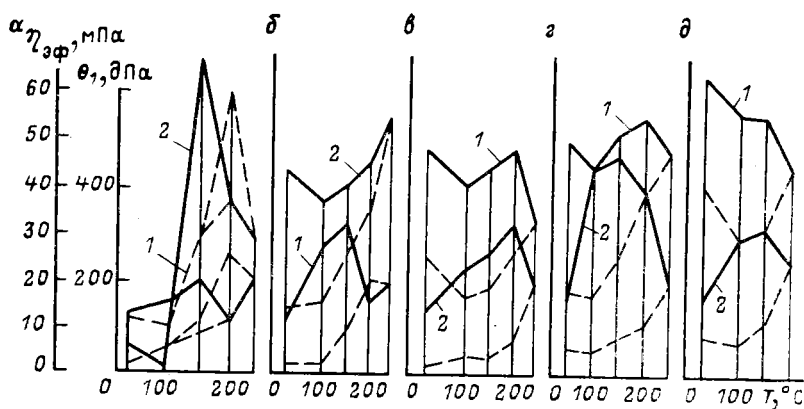


Рис. 6.5. Влияние электролитов на структурно-механические свойства суспензий палыгорскита в термальном режиме (см. табл. 6.7):
1 — $\eta_{эф}$; 2 — θ_1

в меньшем изменении с нагревом величин θ_1 и $\eta_{эф}$, так и в меньшем проявлении тиксотропной аномалии вязкости. Эти данные позволяют сопоставить влияние различных добавок электролитов на состояние палыгорскитовой суспензии.

Таким же методом было исследовано влияние извести на палыгорскит. В отличие от суспензий других минералов, которые в результате известкования и воздействия температур более 120—130 °C загустевают, известкованная суспензия палыгорскита сохраняет необходимую подвижность и прочность структуры даже до 200 °C.

В результате взаимодействия $\text{Ca}(\text{OH})_2$ с палыгорскитом в гидротермальных условиях интенсифицируется переход исходного минерала в гидросиликат кальция. Дифрактограммы рассматриваемых образцов показали, что увеличение количества $\text{Ca}(\text{OH})_2$ способствует полному переходу палыгорскита в гидросиликат переменной структуры. Обратимые изменения структурно-механических свойств суспензий при изменении температуры малы. В этом отношении известкованные суспензии палыгорскита значительно отличаются от минерализованных суспензий такого минерала. Указанное отличие связано с модифицированием палыгорскита при добавлении извести, в результате которого его суспензия по структурно-механическим свойствам начинает приближаться к суспензии каолинита. Содержание в суспензии палыгорскита других электролитов не уменьшает в такой степени структурно-механических характеристик, что подтверждает его высокую солестойкость.

Учет особенностей изменения структурно-механических свойств суспензий различных минералов в зависимости от минерализации и температуры по данной методике позволяет достаточно обоснованно определять состав дисперсной фазы

термосолеустойчивых буровых растворов. Это тем более важно, что как показал Э. Г. Агабальянц [5], явление солеустойчивости и термосолеустойчивости наблюдается для минералов с различным строением кристаллической решетки. Поэтому при установлении причин такого явления всегда следует рассматривать реальное строение каждой дисперсной фазы. В общем случае большей термосолеустойчивостью будут обладать минералы, не имеющие или в результате каких-либо процессов теряющие те дефекты кристаллической решетки, которые обуславливают возникновение прочных коагуляционных взаимодействий, приводящих к агрегации системы.

В частности, таким процессом может быть растворение высокодисперсных глинистых частиц с их последующей кристаллизацией в гидротермальном режиме на более крупных частицах или максимальная пептизация глинистых минералов при ионообменном замещении на натрий, приводящая к образованию на их поверхности участков наибольшей кривизны с последующей в результате агрессии электролитов рекристаллизацией по этим местам [5]. Природная солеустойчивость палыгорскита до температур около 250 °С, обуславливающая его преимущественное применение для создания солестойких буровых растворов, объясняется удлиненной формой частиц, наличием большинства активных центров на их торцах и ребрах, а также минимальной ролью электрического фактора устойчивости вследствие сосредоточения большинства обменных катионов в цеолитных каналах.

6.4. ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Химическая обработка буровых растворов может быть эффективной только при рациональном использовании тех физико-химических процессов, которые определяют процессы структурообразования и фильтрации. В связи с этим представляет интерес на основе общих представлений (А. И. Булатов, В. Д. Городнов, Н. Н. Круглицкий, С. П. Ничипоренко и др.) с учетом полученных выводов уточнить особенности механизма действия реагентов и выявить совокупность тех условий, которые обеспечат их наибольшую эффективность.

Для регулирования структурно-механических свойств буровых растворов применяют разжижители-диспергаторы и структурообразователи.

Механизм действия первых — повышение подвижности раствора и снижение предельного (статического и динамического) напряжения сдвига — обусловлен уменьшением сил взаимодействия между частицами. Это достигается за счет дефлокуля-

ции, разрушения ассоциаций глинистых частиц, блокирования активных участков их поверхности адсорбированными реагентами, создания мощных гидратных оболочек, препятствующих взаимодействию частиц.

В качестве разжижителей-диспергаторов используют вещества двух классов — неорганические (комплексные фосфаты) и органические реагенты. К последним относятся: 1) гуматные — углещелочной реагент УЩР; 2) производные лигнина — активированные гидролизные лигнины (нитролигнин); 3) лигносульфонаты и их производные — лигносульфонат кальция, феррохромлигносульфонат (ФХЛС), хромлигносульфонат; к этому типу реагентов относится конденсированная сульфитспиртовая барда (КССБ); 4) природные и синтетические танины — квебрахо, лесохимические полифенолы (ПФЛХ), синтаны.

В результате выполненных во ВНИИКРнефти исследований установлено, что действие ПАВ на структурно-реологические свойства буровых растворов подчиняется строго определенной зависимости, обусловленной строением и конфигурацией молекул.

Общим в характере взаимодействия реагентов с минералами глин является то, что все разжижители обладают способностью к хемосорбции на глинистых частицах, а образующиеся при этом поверхностные соединения отличаются достаточной прочностью и гидрофильностью. Действительно, характерный признак этих реагентов — наличие в составе их молекул ионогенных групп (карбоксилов, энольных гидроксидов, сульфоновых и др.) и структурных единиц, склонных к координационным связям (спиртового гидроксидов, карбонильных, тиоэфирных, аминовых групп).

Под влиянием сил взаимодействия между разноименно заряженными глинистыми частицами и ПАВ образуется гелеобразная структура. По мнению Д. В. Тищенко, в образовании указанной «коробчатой постройки» большую роль играют водородные связи. В результате взаимодействия молекул реагента с ионами и атомами глинистых минералов неиспользованные свободные валентности полностью или частично насыщаются, что приводит к ослаблению связи между частицами и, как следствие, к разжижению системы и уменьшению прочности геля. Эти реагенты не уменьшают пластическую вязкость дисперсии, зависящую в основном от вязкости дисперсионной среды и частичной концентрации твердой фазы.

Полярографическое исследование донорно-акцепторных свойств реагентов (гуматов, лигносульфонатов, полифенольных) показало, что все они представляют собой поверхностно-активные вещества, способные образовывать достаточно прочные комплексные соединения с катионами кальция, алюминия и железа. Таким образом, для возникновения разжижающего эффекта молекула (или ион) реагента должны сочетаться не

менее чем двумя связями с реакционноспособными атомами глинистой частицы. При этом найден ряд активности (по комплексообразованию с алюминием) реагентов-разжижителей и понизителей предельного напряжения сдвига: ССБ < окзил < < УЩР < нитролигнин < ПФЛХ. Действие реагента также зависит от его гидрофильности, т. е. топографии, толщины и прочности слоя связанной воды, удерживаемой его полярными группами.

Органические реагенты-структурообразователи обеспечивают наряду с глиной повышение структурно-механических свойств буровых растворов, однако чаще всего они применяются для регулирования водоотдачи. К ним относятся, например, КМЦ и биополимеры.

При изучении механизма действия реагентов типа КМЦ (В. Г. Беньковский, В. Д. Городнов, Н. А. Зоворохина, Э. Г. Кистер и др.) установлено их слабое взаимодействие с кристалликами глины. Чаще всего эти реагенты удерживаются на поверхности кристалликов за счет не образующих циклов ионных и относительно слабых водородных и ван-дер-ваальсовых сил связи. Кроме того, такие реагенты в водной среде набухают и значительно увеличиваются в объеме за счет иммобилизованной воды. При этом даже весьма малые добавки приводят к изменению свойств раствора вследствие возникновения в последнем достаточно жестких и крупных образований. В результате этого в буровом растворе возникает сложная полимер-минеральная структура, обуславливающая специфическое изменение ее структурно-механических свойств.

Биополимеры (зарубежный ХС-полимер и отечественный криптан) способны без твердой фазы образовывать структуры, которые по свойствам соответствуют технологии бурения. Их растворы при весьма малой концентрации имеют повышенную вязкость при низких градиентах скоростей сдвига и вязкость, близкую к вязкости воды, при высоких градиентах скорости сдвига.

Рассмотренные методы исследования процессов структурообразования позволяют выявить особенности действия реагентов на глинистые суспензии, например, учесть влияние минералогического состава и обменного комплекса глин. Например, в табл. 6.8 представлены данные о стабилизирующей активности УЩР и ССБ в пресных суспензиях различных глин. Как и следовало ожидать, естественная асканская глина, преимущественно кальциевая, лучше стабилизируется ССБ, чем УЩР, а асканская Na-глина, наоборот. Те же результаты получены для чашовъярской глины, которая в естественном состоянии содержит в основном обменные ионы кальция. Естественная хабльская глина, преимущественно натриевая, лучше обрабатывается УЩР, чем ССБ. При увеличении содержания обменного натрия (хабльская Na-глина) K_c уменьшается, что свидетельствует

Зависимость K_c от состава обменных катионов
и вида реагента-стабилизатора

Глина и вид ее обработки	$K_c \cdot 10^{-3}, \text{с}^{-1}$	$\eta_{\min}, \text{мПа} \cdot \text{с}$
Асканская глина + 5 % ССБ	2,2	5,5
» Na-глина + 5 % ССБ	0,5	6,0
» глина + 10 % УЩР	0,3	6,2
» Na-глина + 10 % УЩР	0,1	6,1
» глина + 2 % КМЦ (сухого)	0,1	5,0
» Na-глина + 2 % КМЦ (сухого)	0,1	5,1
Часовъярская глина + 5 % ССБ	0,9	7,8
» Na-глина + 5 % ССБ	2,2	6,0
» глина + 10 % УЩР	2,9	6,2
» Na-глина + 10 % УЩР	0,5	6,0
» глина + 2 % КМЦ	0,3	5,3
» Na-глина + 2 % КМЦ	0,2	5,4
Хабльская глина + 5 % ССБ	1,5	8,2
» Na-глина + 5 % ССБ	1,7	6,2
» глина + 10 % УЩР	0,8	10,2
» Na-глина + 10 % УЩР	0,3	5,8
» глина + 2 % КМЦ	0,5	6,2
» Na-глина + 2 % КМЦ	0,5	6,2

об увеличении стабилизации. Обработка суспензии из Са-глины 5 % УЩР почти не изменила величин K_c и $\eta_{\min}$, хотя τ_0 и η значительно снизились. Аналогичный результат был получен при добавлении 7 % воды. Однако при добавлении 3 % ССБ коэффициент K_c уменьшился примерно в 2 раза, что подтверждает правильность указанных выше выводов. Эти коэффициенты также позволяют оценить влияние дисперсности на эффект стабилизации, которая увеличивается от низко- к высокодисперсной глине.

Стабилизирующая способность КМЦ почти не зависит от состава обменных катионов и определяется главным образом типом глины, особенностями ее кристаллической структуры и размерами частиц. Ограниченное число адсорбированных длинноцепочечных молекул КМЦ значительно меньше, чем сравнительно малых по размерам молекул гуматов и лигносульфонатов, и практически не меняется при модифицировании поверхности глинистых частиц вследствие ионного обмена. Неадсорбированная КМЦ способствует развитию полимерминеральных коагуляционно-тиксотропных структур и, следовательно, высокой структурообразующей активности реагента. На свойства таких сопряженных структур, по-видимому, оказывает влияние дисперсность глинистых частиц и их взаимодействие, определяе-

мое минералогическим составом глин. Избыток реагента приводит к разрушению структуры в суспензии.

Безглинистые буровые растворы на основе биополимеров получают превращением в гидрогели их водных растворов добавкой кросс-агента, например трехвалентного хрома. В результате вязкость растворов повышается, и они превращаются в высокотиксотропные гели. Исследования структурно-механических свойств гелей позволяют определить оптимальную добавку кросс-агента и выявить диапазон рН, в котором гель будет обладать устойчивостью. На рис. 6.6 показано изменение реологических характеристик и K_n 0,4%-ного водного раствора криптана в зависимости от концентрации хромовых квасцов. Наиболее резко возрастают эти характеристики в диапазоне концентраций кросс-агента 0,3—0,5 %. Полученный гидрогель криптана, оцениваемый максимально достигнутой величиной θ_{10} , устойчив при $pH = 9 \div 11$.

На рис. 6.7 представлено изменение эффективности вязкости 0,4%-ных гидрогелей биополимеров криптана и ХС-полимера в зависимости от скорости деформации. При $\dot{\epsilon} = 10^4 \text{ с}^{-1}$ вязкость

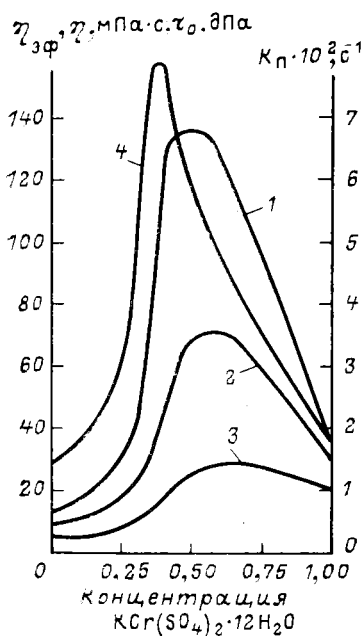


Рис. 6.6 Зависимость реологических свойств и K_n 0,4%-ных гидрогелей криптана от концентрации хромовых квасцов:

1 — τ_0 ; 2 — η ; 3 — $\eta_{зф}$; 4 — K_n

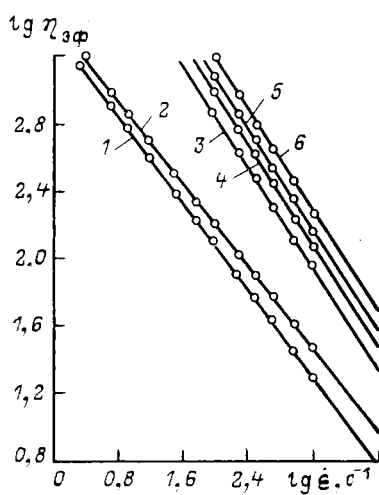


Рис. 6.7. Изменение эффективной вязкости биополимерных и полимербентонитовых буровых растворов с ростом скорости деформации:

1 — 0,4%-ный гидрогель ХС-полимера; 2 — 0,4%-ный гидрогель криптана; 3 — 2% бентонита + 0,2% криптана; 4 — 2% бентонита + 0,4% криптана + 3% KCl; 5 — 2% бентонита + 0,2% криптана + 3% KCl; 6 — 5% бентонита + 0,2% криптана

систем стремится к вязкости воды, достигая 3,5—4 мПа·с, что необходимо для эффективной работы долота. При $\epsilon = 50-150 \text{ с}^{-1}$ эффективная вязкость восстанавливается до значений 30—60 мПа·с, в результате чего улучшается вынос породы из скважины.

Для регулирования фильтрационных процессов в системе скважина — пласт наряду с добавлением в буровые растворы глин используют органические реагенты-понижители фильтрации. К ним относятся: гуматные реагенты; лигносульфонаты — КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4; полисахариды — крахмал модифицированный МК-1, декстран; эфиры целлюлозы — КМЦ, оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ); акриловые полимеры — гидролизованные полиакрилонитрил (гипан, К-4), полиакриламид (РС-2) сополимеры метакриламида и метакриловой кислоты (метас) метилметакрилата и метакриловой кислоты (М-14).

Понижители водоотдачи в первую очередь должны обеспечивать создание тонкой, прочной, малопроницаемой фильтрационной корки на стенках скважины. Эффективность действия полимерного реагента как понизителя водоотдачи обуславливается размером, конфигурацией и гидрофильностью макромолекулы. Чем больше реагент связывает воду, повышает вязкость дисперсионной среды и удерживается в поровых каналах фильтрационной корки, тем выше его эффективность.

КМЦ-500 связывает почти в 3 раза больше воды, чем разжижитель ССБ. Взаимодействие этого полимера с глиной мало влияет на водоотдачу бурового раствора.

Высокомолекулярные реагенты-полиэлектролиты наиболее эффективны, если обеспечивается комплементарность их функциональных групп и активных центров кристаллической решетки глин. Производные полисахаридов адсорбируются на глинистых частичках за счет водородных и ван-дер-ваальсовых связей. Водородные связи даже при невысоких температурах легко разрушаются, что ухудшает эффективность действия реагентов этого типа. Полиакрилаты взаимодействуют с глинистыми минералами за счет хелатных связей. Образуется прочная термостойкая органоминеральная структурированная система, связывающая большое количество связанной воды и закупоривающая каналы в фильтрационной корке.

Эффективность реагентов — разжижителей и понизителей фильтрации в значительной мере зависит от минерализации глинистой дисперсии и температуры ее нагрева [7, 11].

Взаимодействие реагента с ионами поливалентных металлов вызывает уменьшение степеней диссоциации функциональных групп и ухудшение растворимости вещества; разрушение связи между атомами и молекулами в главной цепи полимера; снижение активности реагента и даже его десорбцию, высаливание. Солестойкость вещества в зависимости от строения макромоле-

кулы, состава и расположения функциональных групп изменяется в широких пределах. Так, сравнительно высокой устойчивостью к хлоркальциевой агрессии отличаются реагенты, содержащие сульфогруппы: лигносульфонаты, сунил, СНГР, сульфозиферы целлюлозы. Добавки, в состав макромолекул которых входят карбоксилы (гуматы), теряют активность в присутствии ионов кальция. Можно полагать, что условия устойчивости полимеров к полиминеральной агрессии следующие: полифункциональность; наличие в полимере, как минимум, двух типов функциональных групп, обеспечивающих его устойчивость к насыщенным растворам NaCl и солям поливалентных металлов; содержание функциональных групп каждого типа в полимере должно быть таким, чтобы они в отдельности обеспечивали хорошую растворимость полимера.

Повышение температуры способствует десорбции и термодеструкции активных добавок, возрастающей каталитической активности глины и агрессивному влиянию минерализованной среды, что обуславливает развитие коагуляционных процессов. Одной из наиболее устойчивых к термическому воздействию является углерод-углеродная связь, на прочность которой влияют степень разветвленности полимеров и наличие заместителей в макромолекуле. При переходе от линейного строения к ленточному, а затем к паркетному и сетчатому термостойкость полимера повышается.

Анализ механизма термостойкости и солестойкости реагентов показывает, что термосолестойкий реагент должен удовлетворять разнообразным, зачастую противоположным требованиям. Так, накопление полярных групп, необходимое для обеспечения солестойкости, ухудшает термостойкость реагента.

Таким образом, рассмотрение и уточнение общего механизма действия реагентов-разжижителей позволяет сделать вывод о том, что высокий разжижающий эффект может быть достигнут только, когда реагент по строению и свойствам обеспечит одновременное выполнение следующих условий.

1. Форма взаимодействия и тип связи молекул реагента с реакционноспособными атомами кристаллической решетки глинистого минерала обеспечивают возможность возникновения прочных циклических внутрикомплексных соединений (хелатов).

2. Имеется соответствие конфигурации и размера молекулы реагента, обуславливающих расположение в ней функциональных групп и структурных единиц, дислокации активных центров. частицы глинистого минерала (предпочтительно сарнигюхского бентонита).

3. Наличие функциональных групп, обеспечивающих высокую гидрофильность молекул реагентов.

4. Отсутствует высаливание и термодеструкция реагентов при их использовании.

Достаточность таких требований можно доказать на примере обработок раствора или реагентов хроматами. При переходе в дисперсионную среду промывочных жидкостей ионы хрома взаимодействуют как с частицами глины, так и с реагентом, взятым в качестве второго компонента. Трехвалентный хром, получаемый при высоких значениях температуры и давления на забое скважины в результате восстановительно-окислительного процесса, который протекает при взаимодействии с реагентами ароматического рода, является весьма активным комплексообразователем. Образующие им с молекулами гуминовых кислот, лигносульфонатов и окисленных лигнинов внутрикомплексные соединения (хелаты) отличаются от исходных продуктов большей прочностью и термостойкостью. Окисление хромом реагентов ароматического ряда также способствует повышению активности последних за счет увеличения числа функциональных групп.

Такое целенаправленное изменение структуры и свойств гуматных и лигниновых продуктов объясняет эффективность сочетания их с хроматами при обработках бурового раствора в «горячих» скважинах. Окисление гуматов хромом приводит к возникновению дополнительных функциональных групп. Получаемые соединения имеют меньший молекулярный вес и обеспечивают повышение разжижающего действия.

Уточнение механизма разжижающего действия реагентов позволяет с большей определенностью учитывать происходящие в дисперсиях изменения структурно-механических свойств под воздействием различных факторов и обосновывать оптимальный тип обработки бурового раствора применительно к конкретным условиям бурения.

Классификации реагентов по термо- и солеустойчивости достаточно известны [7, 8, 11]. Однако, учитывая многокомпонентность буровых растворов, многофункциональность реагентов и возможность синергизма их действия, для каждой конкретной рецептуры устанавливается область применения. В общем случае следует принять, что все разжижители по устойчивости к повышенной температуре располагаются в следующий убывающий ряд: гуматы, производные лигнина, природные таниновые продукты и синтаны, фосфаты; по убывающей устойчивости к минерализации — лигносульфонаты, синтаны, фосфаты, таниновые продукты, гуматы.

6.5. ВЛИЯНИЕ НАГРЕВА НА СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Высокая температура существенно влияет на буровые растворы и часто оказывается единственным фактором, препятствующим применению той или иной рецептуры. Разнообразие растворов и процессов, которые могут проходить в них при на-

гревании, значительно снижает возможности прогнозирования возникающих изменений технологических свойств.

При нагревании обычно наблюдаются диспергирование твердой фазы, физико-химические превращения минералов глин и реагентов, изменения растворимости солей и условий взаимодействия между компонентами системы, уменьшение вязкости дисперсионной среды.

При исследовании воздействия высоких температур применяются в основном два метода. Первый предполагает сопоставление показателей раствора до и после нагрева в автоклаве (покоящемся или вращающемся) при заданной температуре в течение 3, 6 ч и более. В ряде случаев циклы повторяют. При втором методе непосредственно измеряют структурно-механические и фильтрационные свойства при высокой температуре.

Практическое значение имеют следующие данные, позволяющие судить о термоустойчивости растворов и его компонентов, а также о процессах, протекающих в системе.

1. Обратимость свойств образца после циклов нагрев — охлаждение. При использовании неподвижного автоклава можно оценить седиментационную устойчивость раствора, сопоставив плотности нижней и верхней частей образца. Именно этот метод лежит в основе разработки рецептур термостойких растворов.

2. Характер изменения прочностных характеристик дисперсии при последующем изменении температуры. Необходимость таких исследований вызвана тем, что с повышением нагрева в зависимости от происходящих в растворе изменений прочности коагуляционной структуры могут отмечаться максимумы и минимумы величин θ_t . А это, в свою очередь, — причина весьма распространенного явления — наличия интервалов в скважине, в которых раствор не способен удерживать твердую фазу, и она скапливается в нижних структурированных пачках, что препятствует, например, прохождению геофизических снарядов.

3. Кинетика изменения эффективности вязкости бурового раствора (или раствора реагента) при нагреве. Температура, при которой эффективная вязкость начинает резко изменяться (обычно увеличиваться) представляет собой предел устойчивости образца. Измерение при каждой температуре хотя бы

двух значений $\eta_{эф}$ при разных ϵ позволяет не только определить величины τ_0 , η (или K , n), но и сделать выводы о величинах K_c и K_n и, рассчитав коэффициент сдвигового разжижения, найти вязкость раствора в насадках долота.

4. Кинетика изменения фильтратоотдачи раствора при нагреве, что позволяет установить предел его термической устойчивости как коллоидной системы и, учитывая найденные связи величин Φ_T с вероятностью возможных осложнений, определить границы использования данной системы в конкретной скважи-

не без дополнительных обработок. Например, как показано А. И. Пеньковым на основании статистических данных, вероятность возникновения прихвата под действием перепада давления резко возрастает, если величина фильтрации при температуре забоя, определенной фильтром-прессом, превышает величину $79/\Delta p$, где Δp — величина перепада давления в системе скважина — пласт, МПа.

Целесообразно привести примеры анализа результатов, полученных этими методами.

В табл. 6.9, составленной по данным Е. Ф. Филиппова и Л. В. Гавриловой, показано влияние высоких температур на структурно-реологические и фильтрационные свойства суспензии саригюхского бентонита, обработанной метасом и М-14ВВ. Измерения проводились: I — при температуре 22 °С до термообработки; II — при температуре 22 °С после 48 ч термостатирования при 250 °С; III — при 250 °С. Полученные результаты свидетельствуют, что обе рецептуры достаточно термостабильны. Однако суспензии, обработанные М-14ВВ, имеют меньшие значения прочностных характеристик. Низкие значения как Φ_{30} так и K_p свидетельствуют об устойчивости систем, в том числе и утяжеленных.

Выдержка в автоклаве влияет на величину критической концентрации глинистых суспензий. По данным работы [5] ее значение для суспензий черкасских палыгорскита и монтмориллонита при повышении температуры от 20 до 250 °С изменяется соответственно от 18 до 13,5 % и от 39,5 до 42 %, свидетельствуя в первом случае о диспергировании, а во втором — об агрегировании глинистых частиц.

Исследование В. И. Матыцыным при участии автора кинетики упрочнения различных глин без добавки и с добавкой реагентов и утяжелителя в зависимости от нагрева показали, что при этом закономерно меняется не только $\theta_{\max}$, но прочность структуры θ_0 , сформированной в период t_0 активного структурообразования, характеризуемого скоростью K_2 (табл. 6.10). Так, скорость роста прочности структуры для каолинита по сравнению с палыгорскитом и бентонитом значительно меньше, что объясняется слабыми силами взаимодействия между изометричными частицами глины. С повышением температуры исследуемые глинистые минералы по изменению периода t_0 можно расположить в ряд: каолинит < бентонит < палыгорскит, а по изменению K_2 : бентонит < палыгорскит < каолинит. Малопрочный медленноформирующийся тип структуры сохраняется у каолинита, а у суспензий бентонита и палыгорскита он заменяется быстроформирующимся высокопрочным.

При увеличении температур в системах, содержащих КССБ и УЩР, в пределах термостойкости этих реагентов не происходит резкого изменения максимальной прочности структуры, хотя время формирования структуры уменьшается. Иной харак-

Влияние высоких температур на свойства полимерглинистых растворов на основе М-14ВВ и метаса

Состав раствора	Содержание, %	Условия измерения	ρ , г/см ³	УВ, с	η , мПа·с	τ_0 , дПа	$K \cdot 10^{-10}$, Па·с	СНС, дПа			Φ , см ²	Н _Д
								θ_1	θ_{10}	θ_{max}		
Бентонит	6	I	1,12	60		130,0	3,4	36	42	43	3,3	7,3
М-14ВВ	0,5	II	1,12	52	38,0 55,0	56,0	1,0	60	90	95	2,0	6,7
		III	1,12	—	17,1	14,5	0,8	41	92	107	22,5	—
Бентонит	6	I	1,12	70	33,0	95,0	2,8	12	19	21	2,8	9,7
Метас	6	II	1,12	60	37,6	24,0	0,6	4	9	11	3,0	8,2
		III	1,12	—	17,0	18,0	1,0	150	170	173	21,0	—
Бентонит	4	I	2,2	50	40,0	103,0	2,6	3	6	7	4,8	7,9
М-14ВВ	0,6	II	2,2	43	12,9	26,4	2,0	12	15	16	3,5	7,5
Утяжелитель до $\rho = 2,2$ г/см ³		III	2,2	—	10,2	11,0	1,1	16	23	24	22,5	—

Таблица 6.10

Влияние температуры на прочностные характеристики суспензий глин

Образец суспензии, концентрация	Темпе- ратура, °С	СНС, Па			K_2 , с ⁻¹	t_0 , ч
		θ_{t0}	θ_{max}	$\theta_{max} - \theta_{t0}$		
Палыгорскит, $C=13\%$	20	20,0	22,0	2,0	0,16	3,5
	80	40,0	42,5	1,6	0,20	2,0
	160	83,8	85,0	1,2	0,34	1,5
Бентонит, $C \approx 8\%$	20	24,9	26,5	1,6	0,26	4,0
	80	27,4	28,4	1,0	0,28	1,0
	140	32,8	33,4	0,6	0,35	0,5
Каолинит, $C=18\%$	20	9,0	11,3	2,3	0,02	1,5
	80	11,9	14,0	2,1	0,10	0,9
	130	20,1	22,0	1,9	0,17	0,5
Бентонит, $C=6,5\%$ + + 1 % КМЦ	20	—	18,0	—	0,018	5,0
	80	—	24,0	—	0,046	2,0
	140	—	18,7	—	0,030	1,5
Бентонит, $C=6,5\%$ + + 3 % КССБ	20	—	15,0	—	0,020	5,0
	80	—	16,2	—	0,034	2,0
	140	—	16,4	—	0,040	1,5
Бентонит, $C=6,5\%$ + + 5 % УЩР	20	—	13,6	—	0,014	3,5
	80	—	13,9	—	0,022	1,0
	140	—	15,6	—	0,031	0,5

тер изменения прочности наблюдается для системы, включающей КМЦ. Вначале, когда температура меньше предела термостойкости реагента (120°C), резко возрастают θ_{max} и K_2 . Дальнейшее повышение температуры приводит к снижению прочности структуры с сохранением высокой скорости структурообразования, что может быть объяснено началом термоокислительной деструкции КМЦ.

Исследования изменения скорости структурообразования этих суспензий, но утяжеленных баритом до плотности $1,9\text{ г/см}^3$ в интервале температур от 20 до 160°C показали, что с увеличением температуры до $100\text{--}110^\circ\text{C}$ скорость K_2 вначале уменьшается примерно на порядок, а затем вновь повышается почти до начального значения. Первый этап связан со снижением времени, необходимого для создания малопрочной структуры элементом которой являются малоактивные частицы утяжелителя, при возрастающей интенсивности теплового движения второй — с диспергированием глинистых частиц и с уменьшением экранирующего действия реагентов-разжижителей.

Весьма важно при разработке рецептур буровых растворов не только знать величины фильтроотдачи при заданной температуре, но и возможность ее расчета, исходя из результатов измерения при комнатных условиях. Большой цикл работ, проведенный во ВНИИКРнефти Н. Г. Аветисяном, а затем пр

участии автора Л. А. Пашиняном, позволил на основе обобщения сведений об изменениях показателя фильтрации различных типов буровых растворов в диапазоне температур от 20 до 200 °С и при постоянном перепаде давления 1,5 МПа доказать, что функциональная зависимость Φ_T от температуры T имеет вид

$$\Phi_T = \Phi_{20^\circ\text{C}} [1 + \alpha(T - 20)]. \quad (6.5)$$

Специально проведенные эксперименты с помощью прибора УИВ-2 позволили установить значения α для основных типов буровых растворов (табл. 6.11). Значения этого коэффициента позволяют оценить и темп потери антифильтрационных свойств растворов с повышением температуры на 1 °С. Наихудшим в этом отношении является соленасыщенный буровой раствор.

А. И. Пеньков с сотрудниками [20] связывает разработку рецептур буровых растворов для массового скоростного бурения с достижением высоких значений мгновенной водоотдачи на забое скважины, что улучшает условия работы долота. В табл. 6.12 приведены значения Φ_{30} и Φ_0 для растворов, обработанных полимерами при высоких температурах. Если учесть рекомендацию, что значения Φ_0 должны быть не менее 2—3 см³, то растворы на основе М-14 будут наилучшими. В то же время (см. табл. 6.11) они предпочтительнее других для обеспечения устойчивости ствола скважины. Это подтвердили также исследования [19] влияния температуры на скорость увлажнения (табл. 6.13). Полученные данные позволили найти зависимость увлажнения

Таблица 6.11

Значения коэффициента α для основных типов буровых растворов и пределы их термостабильности по показателю фильтрации

Тип раствора	α , 1/°С	Предел термостабильности, °С
Гуматный	0,23	120
Полисахаридный	0,20	120
Известковый	0,28	140
Лигносульфонатный	0,020	125
Недиспергирующий	0,030	120
Гипсоизвестковый	0,028	120
Хлоркальцевый	0,020	135
Хлоркалийный	0,20	150
Минерализованный	0,044	120
Соленасыщенный	0,060	---
Гуматно-кальцевый	0,030	125
Полимерлигносульфонатный с метасом	0,030	140
» с гипаном	0,025	110
» с М-14	0,023	175
Вода + бентонитовый порошок	0,080	---

Таблица 6.12

Влияние концентрации полимера и глины на фильтратоотдачу пресных и минерализованных растворов при различных температурах

Условия измерения		Объемная доля состава раствора, %			Показатель фильтратоотдачи, см	
$T, ^\circ\text{C}$	$p, \text{МПа}$	Полимер	Бентонит	NaCl	Φ_{30}	Φ_0
20	0,1	0,2 (М-14)	0,75	—	16	2,2
20	0,1	2,0 (М-14)	1,13	5	13,5	3,6
140	1,0	1,4 (М-14)	1,89	5	29,3	5,6
180	1,0	1,4 (М-14)	1,50	—	30,0	6,8
20	2,0	2,0 (КМЦ)	1,13	—	17,0	0,0
140	1,0	1,4 (КМЦ)	1,89	5	29,2	1,6

Таблица 6.13

Влияние температуры на скорость увлажнения образцов

Время нагрева, ч	Показатель увлажняющей способности v_0 , %/ч, в среде								
	Вода + 0,65 % КМЦ при температуре, $^\circ\text{C}$				Вода + 0,65 % М-14 при температуре, $^\circ\text{C}$				
	20	50	80	120	20	50	80	120	150
1,3	6,7	10,5	12,7	18,1	7,3	12,2	18,3	21,9	27,2
2,0	6,5	10,1	12,4	17,5	9,4	12,1	16,8	19,4	23,8
4,0	6,7	9,8	12,4	17,2	8,9	11,9	15,4	19,7	21,1
6,0	6,6	9,7	12,3	17,9	8,2	11,8	16,5	19,8	—
8,0	6,6	9,0	12,7	Разрушились	8,2	12,0	16,4	21,3	—
Среднее значение	6,6	10,0	12,5	17,7	8,4	12,0	16,3	20,4	24,0

няющей способности раствора от температуры T , справедливую при любых физико-химических свойствах среды:

$$v_{от} = v_0 + 0,11(T - T_0), \quad (6.6)$$

где $v_{от}$ — показатель увлажняющей способности при фактической температуре, %/ч^{1+b}; v_0 — показатель увлажняющей способности при температуре испытания образца, %/ч^{1+b}; T, T_0 — температура фактическая и испытания образца, $^\circ\text{C}$.

При этом следует учесть, что $b = K_{м.с} - 0,85$, где $K_{м.с}$ — коэффициент коллоидальности по метиленовой сини.

Исследования влияния температуры на реологические свойства целесообразно вести путем анализа изменения положения

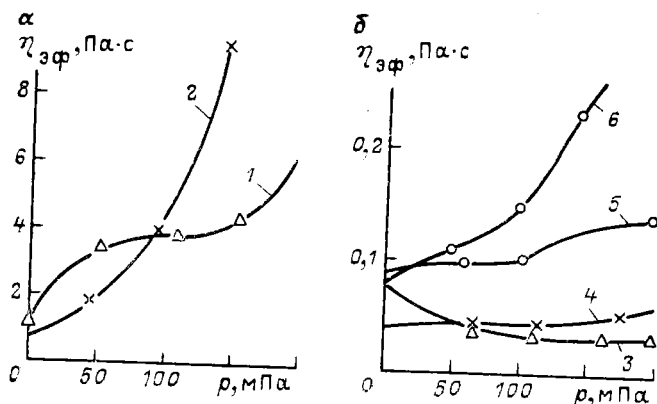


Рис. 6.8. Зависимость эффективной вязкости глинистых суспензий с различными добавками от давления:
 1 — без добавок; 2, 3, 4, 5, 6 — с добавкой 10 % нефти, 5 % КМЦ, 10 % УЩР, 10 % гипана и 2 % NaCl соответственно

корреляционных кривых на плоскости вязкопластического состояния бурового раствора. Пример использования этой методики приведен в гл. 2.

Влияние давления на реологические свойства буровых растворов мало изучено вследствие значительных экспериментальных трудностей. В связи с чем обычно, следуя Р. И. Шищенко, этот фактор считают несущественным. В целях получения приближенных данных выполнен эксперимент по определению функциональной зависимости эффективной вязкости от давления до 200 МПа. Принцип действия экспериментальной установки основан на методе катящегося шара. На рис. 6.8, а, б представлены экспериментальные данные соответственно для высоко- и низковязких систем, из которых видно, что с ростом давления повышаются значения эффективной вязкости исходной суспензии и суспензий, содержащих нефть, хлорид натрия и гипан. Для суспензий обработанных УЩР и КМЦ, наблюдается обратное явление. Это объясняется, по-видимому, наличием адсорбционного эффекта давления (О. Д. Лейпунский). При воздействии давления происходит изменение термодинамического потенциала глинистых суспензий, вызывающее изменение условий адсорбции на поверхности мицелл, что приводит к различной их взаимосвязи и, как следствие, к разному изменению эффективной вязкости в зависимости от химической обработки суспензии.

ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА

7.1. ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ИХ КЛАССИФИКАЦИИ

Достижение требуемых технологических параметров для минимизации целевой функции гидравлической программы является недостаточным условием повышения эффективности технологии промывки. Такая задача может быть решена только при правильно выбранном типе (компонентном составе) раствора, который должен обеспечивать:

соответствие свойств бурового раствора горно-техническим условиям, при которых исключаются или сводятся к минимуму нарушения устойчивости пород и другие осложнения процессов бурения и освоения скважин;

повышение эффективности использования сложных и дорогостоящих систем буровых растворов;

унификацию буровых растворов, применяемых в однотипных условиях.

Только выбрав тип раствора, целесообразно устанавливать его рецептуру (долевой состав компонентов) в целях обеспечения требуемых программой промывки технологических свойств.

Многообразие буровых растворов, используемых без необходимого обоснования в однотипных условиях, и недостаточная эффективность предупреждения осложнений требуют как их совершенствования, так и разработки методики выбора типа бурового раствора.

В настоящее время растворы все чаще подразделяют по основной функции, которая выполняется ими в процессе бурения. Если геолого-технические условия или компонентный состав раствора позволяют исключить осложнения, то, изменяя его состав, добиваются максимально возможных технико-экономических показателей бурения. Именно такие системы (растворы первой группы) должны применяться в массовом бурении. Перспективный буровой раствор для массового бурения — это экологически безвредная, устойчивая к термомеханическим и электролитным воздействиям многофазная полидисперсная многокомпонентная система, содержащая как полимеры специфического действия, так и минимально возможное количество твердой фазы определенной степени дисперсности и поверхностной активности и обладающая при минимальной стоимости требуемым для конкретных условий бурения комплексом технологических свойств (ингибирующих, реологических, тиксотропных, фильтрационных и т. д.). Поскольку эффективность бурения в значительной степени связывают с уменьшением содержания твердой фазы, то к этим растворам относят так называемые малоглинистые (точнее, с оптимальным содержанием структу-

рообразующего и утяжеляющего компонентов) и безглинистые растворы.

При использовании растворов второй группы вначале требуется решение проблемы предупреждения осложнений, а затем — повышения эффективности процесса углубления. При этом задача совершенствования буровых растворов предполагает уменьшение ситуаций, когда удовлетворение ограничений в целях предупреждения осложнений существенно ухудшает процесс углубления.

Растворы по специфическим функциям предупреждения осложнений, связанных с их взаимодействием с разбурываемыми породами, подразделяют на ингибирующие (относительно стенки скважины) и недиспергирующие или флокулирующие (относительно шлама), а по способности сохранять свои свойства — на нейнгибированные (пресные, несолестойкие, нетермостойкие, нетермосолестойкие) и ингибированные.

При выборе типа бурового раствора следует учитывать минерализацию дисперсной среды и вид преобладающего катиона, pH раствора, минимально возможное содержание глинистой активной фазы (принимая во внимание сорт глинопорошка и требуемую плотность), предел термо- и солестойкости реагентов, необходимость применения флокулянтов и ингибиторов, величину фильтрации (при разбуливании терригенных пород и проницаемых коллекторов), а также процессы осмотического массопереноса в системе скважина — пласт.

Можно считать, что наиболее целесообразно деление растворов по типам в соответствии с компонентным составом при условии установления роли каждого из компонентов в формировании их свойств. Так, присутствие солей в растворе будет необходимым условием, например, его ингибирования к воздействию хемогенных пород и ингибирующего действия по отношению к размокаемым глинам. Наличие соли, как следствие, должно повлечь за собой необходимость присутствия в растворе солестойкого реагента. Стоимость компонентов и их максимальное количество для реализации любой рецептуры заданного типа позволят решать оптимизационные задачи.

Задача выбора типа бурового раствора предполагает наличие специальных классификаций горных пород, буровых растворов и материалов, используемых для их приготовления. Однако, как показал анализ [8], известные классификации допускают возможность применения растворов различных видов в однотипных условиях бурения. Кроме того, используемые при этом характеристики реагентов и материалов были составлены без учета изменений структурно-механических свойств буровых растворов в условиях высоких температур и минерализации.

Исходя из литологического строения и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами, породы

могут быть подразделены на восемь групп. При этом учтены возможные пределы минерализации и температуры на забое.

Первая группа — песчаники, доломиты, известняки. Эти породы характеризуются устойчивостью при разбурировании, так как практически не изменяют своих физико-химических свойств под воздействием фильтрата буровых растворов.

Вторая группа — песчаники, известняки, доломиты с пропластками глин, аргиллитов, мергелей, алевролитов. Эти породы неустойчивы вследствие набухания глин и осыпей аргиллитов и алевролитов, в связи с чем их разбурирование сопровождается осыпаниями, обвалами, поглощениями растворов и прихватами бурильного инструмента.

Третья группа — глины. Разбурирование глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем твердую фазу. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурируемых глин.

Четвертая группа — аргиллиты, алевролиты, глинистые известняки. Эти породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам.

Пятая группа — каменная соль. Ее растворение обуславливает образование каверн, что может, в свою очередь, привести к осыпям и обвалам вышележащих терригенных пород.

Шестая группа — каменная соль с пропластками других солей, обладающих различной растворимостью.

Седьмая группа — каменная соль с пропластками терригенных пород.

Восьмая группа — каменная соль с пропластками бишофита и терригенных пород.

Ниже представлены пределы термостойкости и солестойкости реагентов для буровых растворов. При этом учтены данные, полученные при исследовании влияния различных факторов на свойства таких систем.

Классификация реагентов в зависимости от их устойчивости к температуре на забое скважины:

фосфаты — $\leq 100^{\circ}\text{C}$;

природные таниновые продукты и синтаны, крахмал, эфиры целлюлозы со степенью полимеризации 300, биополимеры — $\leq 130^{\circ}\text{C}$;

окисленные лигнины и ССБ, эфиры со степенью полимеризации 500 и более — $\leq 160^{\circ}\text{C}$;

гуматные реагенты и КССБ, эфиры целлюлозы со степенью полимеризации 500 с антиокислителями (ФЭС, ОГР, СНГР) — $\leq 190^{\circ}\text{C}$;

гуматные реагенты в сочетании с хроматами, ФХЛС, окзил и ОССБ, продукты на основе полиакрилатов — $\leq 220^{\circ}\text{C}$.

Классификация реагентов в зависимости от их устойчивости к минерализации:

фосфаты — $< 3\% \text{ NaCl}$;

синтаны, сунил — 30—10 % NaCl;

лигносульфонаты, СНГР, крахмал, производные целлюлозы (КМЦ, ОЭЦ и др.), полиакрилаты (гипан, метас, К-4) — >10 % NaCl;

лигносульфонаты, сульфо- и оксипроизводные целлюлозы, сульфированные полиакрилаты, биополимеры — >10 % NaCl и <0,2 % ионов Ca^{++} и Mg^{++} .

С использованием этих данных, а также накопленного в бурении опыта был определен [8] перечень реагентов, который с учетом температуры и минерализации мог быть применен при разбуривании каждой группы пород. Такая классификация давала принципиальную возможность формализации поиска компонентного состава бурового раствора для различных условий бурения. Однако при этом терялась связь между формализованно выбираемыми композициями и устоявшимися на практике типами буровых растворов, при создании которых был учтен большой опыт технологов-практиков. В связи с этим (см. гл. 5) возникла необходимость создания классификации не только реагентов, но и основных типов буровых растворов, которые могли быть использованы как технологами при составлении регламента буровых растворов, так и в банке данных для проектирования технологии промывки с помощью ЭВМ. Это позволяло также вести направленную модернизацию перспективных типов буровых растворов.

7.2. КЛАССИФИКАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Специальный комплекс работ, проведенный во ВНИИКРнефти для создания Методического руководства по выбору типа бурового раствора, позволил составить классификацию всех широко применяемых буровых растворов и указать состав и пределы изменения основных их компонентов. В классификации предусмотрено более подробное разделение растворов по видам, определяющим те особенности компонентного состава, от которых зависят их основные характеристики, например, пределы термостойкости, концентрация и тип электролита, обеспечивающего ингибирующую активность системы. Раздел общей классификации, содержащий основные типы буровых растворов на водной основе приведен в табл. 7.1.

При использовании табл. 7.1 необходимо учитывать следующее.

1. Концентрации химических реагентов и материалов приведены в расчете на сухое вещество.

2. Рецептуры приведены при использовании КМЦ-500 (600). Если применяют КМЦ-350, указанный в таблице расход реагента следует увеличить в 1,5 раза.

3. При температуре на забое более 70 °С в буровые растворы, содержащие лигносульфонаты или гуматы, вводят бихро-

Классификация буровых растворов

Таблица 7.1

Тип	Вид (номер)	Рецептура		Предел тер- мостойкости, °C	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата	
		Номер и компонентный состав бурового раствора	Расход химиче- ских реагентов и материалов, кг/м ³		NaCl, г/л	Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л	Общая ми- нерализация, г/л	Содержание Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л
1	1.1. Гуматный	1.1.1 Бентонит УЩР Вода	50—60 10—40 970—940	140	20—30	300	—	—
		1.1.2 Бентонит УЩР Бихроматы или хроматы натрия или калия Вода	50—60 10—40 0,2—0,5 970—940	160	20—30	200	—	—
		1.1.3 Бентонит УЩР CaCl ₂ Вода	30—50 20—30 0,5—0,9 970—950	140	20—30	400	—	—
	1.2. Полисахаридный	1.2.1 Бентонит КМЦ Нитроглин Вода	50—60 3—5 2—3 975—970	100	30	200	—	—

2	2.1. Известковый	1.2.2 Бентонит КМЦ Игетан Вода	50—60 3—5 2—5 975—970	100	30	200	—	—
		1.2.3 Бентонит КМЦ ПФЛХ Вода	50—60 3—5 4—5 975—970	120	50	200	—	—
		1.2.4 Бентонит КМЦ Фосфаты (ГМФН, ТПФН) Вода	50—60 3—5 0.5—1.5 980—970	70	30	—	—	—
		2.1.1 Бентонит ССБ (КБП, КБЖ), ок- зил NaOH Ca(OH) ₂ Вода	80—100 25—30 5—7 3.5—5 940—925	110	30—50	—	—	200—300
		2.1.2 Бентонит ССБ (КБП, КБЖ), ок- зил NaOH Ca(OH) ₂ КССБ Вода	80—100 25—30 5—7 3.5—5 20—30 920—895	110	30—50	—	—	200—300

Продолжение табл. 7.1

Тип	Вид (номер)	Рецептура		Предел тер-мостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Рекомендуемый состав фильтрата	Соержание Ca^{2+} , Mg^{2+} , мг/л
		Номер и компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/л ³		$NaCl$, г/л	Ca^{2+} , Mg^{2+} , мг/л		
2	2.1. Известковый	2.1.3 Бентонит ССБ (КБП, КБЖ), (ок-зил, ФХЛС) NaOH $Ca(OH)_2$ КМЦ Вода	80—100 20—30 (15—20) 5—7 3,5—5 3—5 (2—3) 940—920 (950—935)	110	30—50	—	—	200—300
		2.1.4 Бентонит КССБ (ФХЛС) NaOH $Ca(OH)_2$ Вода	80—100 40—50 3—5 (5—7) 3,5—5 925—905	110	30—50	—	—	200—300
	2.2. Лигносульфонатный и полимерлигносульфонатный	2.2.1 Бентонит Окзил NaOH КМЦ Вода	40—50 10—15 3—5 3—5 970—960	160	20—30	300	—	—

2.2.2	Бентонит	40—50	180	20—30	600	—	—
	Окзил	20—30					
	NaOH	3—5					
	КССБ	20—30					
	Вода	945—920					
2.2.3	Бентонит	40—50	200	20—30	200	—	—
	Окзил	10—15					
	NaOH	2—3					
	Полиакрилаты (метас, М-14, гипан и др.)	3—5					
	Вода	970—960					
2.2.4	Бентонит	40—50	180	20—30	600	—	—
	КССБ	40—50					
	NaOH	1—2					
	Вода	945—930					
2.2.5	Бентонит	40—50	160	20—30	300	—	—
	ФХЛС	20—30					
	КМЦ	3—5					
	NaOH	3—5					
	Вода	960—945					
2.2.6	Бентонит	40—50	180	20—30	600	—	—
	ФХЛС	20—30					
	КССБ	20—30					
	NaOH	3—5					
	Вода	945—920					

Продолжение табл. 7.1

Тип	Вид (номер)	Рецептура		Предел тер- мостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Рекомендуемый состав флюиrata	
		Номер и компонентный состав бурового раствора	Расход химиче- ских реагентов и материалов, кг/м³		NaCl, г/л	Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л	Общая мин- ерализация, г/л	Содержание Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л
2	2.2. Дигносульфонатный и полимерлигносульфо- натный	2.2.7 Бентонит ФХЛС Полиакрилаты NaOH Вода	40—50 20—30 3—5 3—5 960—945	200	20—30	200	—	—
		2.3.1 Бентонит КМЦ ГКЖ-10 Вода	50—60 1—2 5—6 975—965	160	100	300	—	—
	2.3. Недиспергирующий	2.3.2 Бентонит ПАА ГКЖ-10 Вода	30—40 0,1—0,4 2—4 988—983	100	20—30	200	—	—
		2.3.3 Бентонит КССБ ГКЖ-10 Вода	50—60 3—6 5—6 970—967	180	100	300	—	—

3	3.1. Гипсизвестковый	Бентонит Окзил (ФХЛС) $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ КМЦ-600 (КССБ) NaOH $\text{Ca}(\text{OH})_2$ Вода	80—100 20—30 15—20 3—5 (20—30) 3—5 1—3 960—915	160	20—30	—	1200— 1500
	3.2. Хлоркальцевый	Бентонит КССБ КМЦ-600 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ CaCl_2 Вода	100—120 25—30 10—20 2—5 5—6,5 920—900	100	50—100	—	2000— 2500
	3.3. Хлоркалийный	3.3.1 Бентонит КССБ КМЦ KOH KCl Вода 3.3.2 Бентонит Крахмальный реагент (МК, ЭКР) KOH KCl Вода	50—80 30—50 3—5 3—6 30—50 930—885 50—80 10—15 3—6 30—50 955—925	160	50—100	300	—
				130	50—100	300	—

Продолжение табл. 7.1

Тип	Вид (номер)	Рецептура		Предел тер-мостойкости, °C	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата	
		Номер и компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м³		NaCl, г/л	Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca ²⁺ , Mg ²⁺ , мг/л
3	3.3. Хлоркалевый	3.3.3 Бентонит Полиакрилаты KOH KCl Вода	50—30 10—15 3—6 30—50 955—925	200	50—100	200	—	—
	3.4. Малосиликатный	3.4.1 Бентонит Na ₂ SiO ₃ KMnO ₄ Вода 3.4.2 Бентонит Na ₂ SiO ₃ МК (ЭКР) Вода 3.4.3 Бентонит Na ₂ SiO ₃ Полиакрилаты Вода	80—100 20—50 10—20 950—890 80—100 20—50 10—20 950—890 80—100 20—50 10—20 950—890	180—190 130 180	До насыщения То же »	350 350 200	— — —	— — —

4	4.1. Хлоркальцевый	4.1.1 Бентонит КССБ КМЦ КОН КСИ Вода	50—80 30—50 5—10 3—6 50—70 920—870	160	50—100	300	—	—
		4.1.2 Бентонит МК (ЭКР) КОН КСИ Вода	50—80 10—15 3—6 50—70 945—915	130	50—100	300	—	—
		4.1.3 Бентонит КМЦ КОН КСИ Вода	50—80 10—15 3—6 50—70 945—915	160	50—100	300	—	—
		4.1.4 Бентонит Полиакрилаты КОН КСИ Вода	50—80 10—15 3—6 50—70 945—915	200	50—100	200	—	—
	4.2. Хлоркальцевый	4.2.1 Бентонит КССБ КМЦ-600 Ca(OH) ₂ CaCl ₂ Вода	80—100 20—30 10—20 2—5 6,5—10 935—905	100	50—100	—	—	2500— 3500

Продолжение табл. 7.1

Тип	Вид (номер)	Рецептура		Предел тер-мостойкости, °С	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата	
		Номер и компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м³		NaCl, г/л	Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л
4	4.3. Малосиликатно-солевой	4.3.1 Бентонит КМЦ Na₂SiO₃ NaCl Вода	80—100 10—25 20—30 102—155 905—855	160	Донасы- щения	300	—	—
		4.4.1 Бентонит (палыгорскит МК (ЭКР) NaCl NaOH Вода 4.4.2 Бентонит (палыгорскит) КМЦ NaCl NaOH Вода 4.4.3 Бентонит (палыгорскит)	100—120 (60—80) 10—20 103—157 3—5 920—875 100—120 (60—80) 10—20 103—157 3—5 920—875 100—120 (60—80)	130 160 200	То же » »	500 300 200	— — — —	— — — —

5	5.3. Соленасыщенный	Полиакрилаты NaCl NaOH Вода	10—20 103—157 3—5 920—875					
	5.3.1 Бентонит (пальгорскит) МК (ЭКР) NaOH NaCl Вода		100—120 (60—80) 10—30 3—5 300—293 (306—296) 810—790 (825—800)	130	До насы- щения	500	318	—
	5.3.2 Бентонит (пальгорскит) КМЦ NaOH NaCl Вода		100—120 (60—80) 10—30 3—5 300—293 (306—296) 810—790 (825—800)	160	То же	300	318	—
	5.3.3 Бентонит (пальгорскит) Полиакрилаты NaOH NaCl Вода		100—120 (60—80) 10—30 3—5 300—293 (306—296) 810—790 (825—800)	180	»	200	318	—

Продолжение табл. 7.1

Тип	Вид (номер)	Рецептура		Предел тер-мостойкости, °C	Устойчивость к агрессии		Регламентируемый состав фильтрата	
		Номер и компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м³		NaCl, г/л	Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л	Общая минерализация, г/л	Содержание Ca²⁺, Mg²⁺, мг/л
5	5.3. Соленасыщенный	5.3.4 Бентонит (пальгорскит) МК (ЭКР) КМЦ NaOH NaCl Вода	100—120 (60—80) 10—15 10—15 3—5 300—296 (306—300) 810—795 (820—810)	130	До насы- щения	300	318	—
		5.3.5 Бентонит (пальгорскит) МК (ЭКР) KCCB NaOH NaCl Вода	100—120 (60—80) 8—10 20—30 3—5 300—295 (302—298) 800—790 (815—800)	130	То же	500	318	—
		5.3.6 Бентонит (пальгорскит) МК (ЭКР)	100—120 (60—80) 10—15	130	»	500	318	—

	ССБ (КБП, КБЖ) NaOH NaCl Вода	30—50 5—7 296—288 (300—294) 795—775 (785—710)						
	5.3.7 NaCl Вода	718 850	—	—	—	318	—	—
	5.3.8 Бентонит (палыгорскит) NaCl Нефть Вода	100—150 (60—80) 298—303 (307—310) 50—100 800—805 (835—825)	—	—	—	318	—	—
5.4. Гидрогель- магний	5.4.1 MgCl ₂ NaOH или Ca(OH) ₂ МК (ЭКР) Вода	200—250 18—20 20—30 880—850	130	—	(1—1,5)10 ⁶	300	—	—
	5.4.2 MgCl ₂ NaOH или Ca(OH) ₂ КМЦ-600 Вода	200—250 18—20 20—30 880—850	110	—	(1—1,5)10 ⁶	300	—	—

Примечание. Растворы типов Б.1 и Б.2 (на нефтяной основе — РНО) не приводятся.

маты натрия или калия массой 0,1—0,5 кг на 1 м³ бурового раствора.

4. В качестве смазочной добавки в буровой раствор необходимо добавлять 20—40 кг СМАД-1, 20—40 кг СГ, 100—120 кг нефти, 5—10 кг графита, 50—70 кг Т-66 на 1 м³ раствора.

5. При вспенивании бурового раствора вводят пеногасители: 20—30 кг РС, 10—20 кг ПЭС, 30—100 кг Т-66, 0,1—0,5 кг трибутилфосфата, 0,05—0,2 кг МАС-200 на 1 м³ раствора.

6. В качестве сероводороднейтрализующих добавок используют 0,05—2 кг ВНИИБТ-1,2, 5—40 кг ЖС-7 на 1 м³ раствора.

7. При поступлении в раствор ионов Са⁺⁺ из разбурывае-
мых пород и пластовых вод в рецептурах 1.1, 1.2, 2.2, 2.3.2, 2.4, 3.3.1—3.3.3, 3.4, 4.1, 4.3, 4.4.2, 4.4.3, 5.3.2 и 5.3.3 предусмотреть ввод 0,1—0,2 кг кальцинированной воды на 1 м³ раствора.

Одна из основных особенностей предложенной классификации — возможность ее совершенствования путем замены каких-либо материалов или модификаций растворов более эффективными.

7.3. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Разработанная классификация позволяет выбрать тип раствора в зависимости от конкретных условий бурения. Однако для практического использования целесообразно согласовать такой выбор с характеристиками горных пород.

Твердые устойчивые породы не изменяют своих физико-химических свойств под воздействием фильтратов буровых растворов. Поэтому при разбуривании цементированных песчаников, доломитов, известняков и прочих устойчивых пород не предъявляют специфические требования к выбору типа бурового раствора. В результате для этих целей могут применяться любые типы растворов. Однако наибольший экономический эффект будут давать не глинистые растворы, а техническая вода, пены, аэрированные жидкости и воздух.

Особую сложность представляет выбор типа раствора для разбуривания глинистых и хемогенных пород. В соответствии с проведенными во ВНИИКР нефти исследованиями признано целесообразным разделить все глинистые породы на пять групп в зависимости от плотности (табл. 7.2.) Группы отличаются значениями пористости и минерализацией поровой воды. В графе 6 приведены системы, рекомендуемые для бурения нормально уплотненных глин, т. е. тех, для которых отношение фактической объемной плотности к плотности нормального уплотнения для данной глубины равно единице. В графах 8, 10, 12, 14 приведены растворы для бурения в глинистых породах с убывающей степенью уплотнения, для которых указанное отношение меньше единицы.

При выборе рецептуры раствора для бурения в глинистых отложениях в некоторых случаях требуется знание его осмотической активности. В табл. 7.3 представлены величины осмотического давления водной фазы основных типов буровых растворов, полученные на основании экспериментальных работ Н. Г. Аветисяна и Л. А. Пашиняна.

Выбор типа бурового раствора для разбуривания хемогенных пород также имеет свои особенности. Текучесть, растворимость и активное влияние таких пород создают значительные трудности при бурении скважин. Наибольшую сложность представляют интервалы, сложенные чередующимися хемогенными, терригенными и гипсоангидритовыми породами. С ростом глубины залегания однотипных хемогенных пород должны ужесточаться требования к буровому раствору вследствие увеличения растворимости и снижения прочности таких пород с ростом давления и температуры. В табл. 7.4 приведены классификация хемогенных пород по минералогическому составу и рекомендуемые типы буровых растворов при бурении этих пород.

Выбор технологом типа бурового раствора должен включать следующие операции:

- получение от геологической службы необходимой информации по всем породам, слагающим разрез скважин;

- идентификация пород в соответствии с их классификацией;

- установление типов буровых растворов, которые могут быть использованы при разбуривании данного класса пород;

- проверка типов буровых растворов на соответствие тем ограничительным требованиям, которые обусловлены свойствами всех пород, залегающих в неперекрываемом одной обсадной колонной интервале, и условиями бурения.

7.4. РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Выбор типа бурового раствора предполагает наличие такого перечня растворов, который позволял бы обеспечивать эффективную промывку в разных горно-геологических условиях. Для этого необходимо не только управлять коллоидно-химическим состоянием буровых растворов на основе глубокого понимания процессов структурообразования и фильтрации под воздействием различных факторов, но и совершенствовать (или дополнять) требования к этим системам в связи с расширением возможностей контроля их функций.

Кроме традиционных характеристик, используемых при формировании гидравлической программы, при совершенствовании растворов для массового бурения, предназначенных главным образом для повышения скоростей бурения и проходки на

Рекомендуемые типы буровых растворов для разбуривания глинистых пород

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды, г/л	Обменная емкость, ммоль/100 г	Глубина, м	Раствор	Глубина, м
1	2	3	4	5	6	7
≤ 1,7	>30	5	>44	<400	2.2.2, 2.2.4, 2.2.6 1	400—700
1,71—1,80				<700	2.2.2, 2.2.4, 2.2.6	700—1200
1,81—1,90				<1200	$\frac{3}{2}$	1200—1800
1,91—2,00	30—22	5—13	44—37	<1700	$\frac{3}{2}$	1700—2400
2,01—2,10				<2300	$\frac{3}{2}$	2300—3000
2,11—2,20	22—15	13—22	37—28	<3000	3	3000—4000
				<3800	3	3800—5000
2,31—2,40	15—8	22—80	28—16	<5000	3	>5000
2,41—2,50				<6000	1; 2.2	>6000
≥ 2,51	<8	>80	<16	<6000	1; 2.2	>6000

Примечание. В графах 6, 8, 10, 12, 14 в числителе и знаменателе приведены пород с преобладанием в качестве основного катиона Na⁺ и Ca⁺⁺ соответственно.

Таблица 7.2

Раствор	Глубина, м	Раствор	Глубина, м	Раствор	Глубина, м	Раствор
8	9	10	11	12	13	14
$\frac{3}{2.1-2.2.7}$	700—1200	$\frac{4}{3}$	1200—1800	4	>1800	5
$\frac{3}{2.1-2.2.7}$	1200—1800	$\frac{4}{3}$	1800—2500	4	>2500	5
$\frac{3}{2.1-2.2.7}$	1800—2500	$\frac{4}{3}$	2500—3500	$\frac{5}{4}$	>3500	PHO, 5.3.1—5.3.6
$\frac{3}{2.1-2.2.7}$	2400—3500	$\frac{4}{3}$	3500—5000	$\frac{5}{4}$	>5000	PHO, 5.3.1—5.3.6
3	3000—4500	$\frac{5}{4}$	4500—6000	$\frac{\text{PHO}}{5.3.1-5.3.6}$	>6000	PHO
$\frac{4}{3}$	4000—6000	PHO	6000	PHO	—	—
4	>5000	$\frac{5.3.1-5.3.6}{4}$	—	—	—	—
4	—	—	—	—	—	—
1; 2.2	—	—	—	—	—	—
1; 2.2	—	—	—	—	—	—

рекомендуемые номера буровых растворов (из табл. 7.1) для разбуривания глинистых

Таблица 7.3

Осмотическое давление водной фазы основных типов буровых растворов

Тип бурового раствора или система ингибирования	Осмотическое давление водной фазы раствора при 20 °С, МПа
Глинистый раствор на водной основе	0,2—1
Глинистый раствор с ограничением фильтрации	>1
Лигносульфонатный	1—1,5
Известковый	1,5—2,5
Гипсовый	1,5—2,5
Хлоркальциевый	1,5—4,5
Хлоркалийный	2,5—5
Алюминатный	1—4
Алюминатный (минерализованный хлористым натрием)	3—20
Силикатный	3—6
Соленасыщенный (минерализованный хлористым натрием)	>20
Малоглинистый (полимерный)	1—2
Естественно минерализованный (пластовой водой)	2—20*
Каинитовый	3—5
Безглинистый (естественные карбонатные или сульфонатные суспензии)	2—20

* Зависит от минерализации пластовой воды.

Таблица 7.4

Рекомендуемые типы буровых растворов для разбуривания хемогенных пород

Хемогенная порода	Рекомендуемые растворы (из табл 7.1) при глубине скважины, м			
	1000	1500	1500—3000	3000
Галит	5.3.7	5.3.8	5.3.1—5.3.6	РНО, 5.3.1—5.3.6
Галит с прослоями карналлита и (или) бишофита	5.3.8	5.3.1—5.3.6	РНО, 5.4	РНО, 5.4
Галит с прослоями сульфатов (гипс, ангидрит)	5.3.8	5.3.8	5.3.1—5.3.6	РНО, 5.3.1—5.3.6
Галит с прослоями терригенных пород	РНО, 5.3.1—5.3.6, 5.4	РНО, 5.3.1—5.3.6, 5.4	РНО, 5.3.1—5.3.6, 5.4	РНО, 5.3.1—5.3.6, 5.4

долото, необходимо контролировать следующие дополнительные показатели:

эффективную вязкость при полностью разрушенной структуре $\eta_{\max}$ [20], влияющей на эффективность очистки забоя и улучшение буримости пород. Величину $\eta_{\text{эф}}$ целесообразно изменять при $\varepsilon = 10^4 \text{ с}^{-1}$;

коэффициент сдвигового разжижения $K_{\text{с.р.}}$, характеризующий темп снижения вязкости раствора с ростом скорости сдвига, что имеет важное значение для уменьшения потерь давления и улучшения очистки забоя скважины;

показатель мгновенной фильтрации Φ_0 , значительно влияющий на процесс выравнивания перепада между давлением на забое и поровым давлением породы под долотом, что существенно определяет скорость бурения.

Результаты работ, выполненных во ВНИИКРнефти, позволили установить предельные уровни этих показателей, при которых еще осуществляется эффективный процесс углубления: $\eta_{\text{эф}} \leq 4-6, \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $K_{\text{с.р.}} \geq 0,45$; $\Phi_0 \geq 3 \text{ см}^3$. При разбуривании мощных толщ потенциально неустойчивых глинистых отложений и зон АВПД необходимо наряду с требованиями агрегативной и кинетической устойчивости в условиях высоких температур и присутствия электролитов в количестве, необходимом для регулирования активности водной фазы, а также с требованиями достаточной для компенсации поровых давлений плотности буровой раствор должен иметь минимальную начальную скорость увлажнения v_0 . Опыт показывает, что при использовании в этих условиях водных растворов, в том числе ингибирующих, снижается только скорость гидратации, а время устойчивого состояния глин зависит от скорости их увлажнения. Предельная величина этого показателя не должна превышать $3 \text{ \%}/\text{ч}$.

Для прогнозирования возможности прихватов и их предупреждения в качестве основного критерия, учитывая данные Н. Адамса и Д. Р. Хантера, необходимо использовать показатель забойной фильтрации $\Phi_{\text{тр}}$, определенный при высоких температуре и давлении. Его величина в общем случае не должна превышать $15 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ или, согласно А. И. Пенькову, значение $79/\Delta p$.

Способность бурового раствора препятствовать переходу в его состав выбуренного шлама может оцениваться коэффициентом D , характеризующим диспергирующую способность раствора. Его величина для систем достаточной ингибирующей способности не должна превышать $25 \text{ \%}$.

При разбуривании хемогенных отложений осложнения связывают с высокими температурами, переслоениями калийно-магниевого солей и рапопроявлениями. Качественные растворы могут быть охарактеризованы следующими предельно допустимыми величинами: минерализация по NaCl — до насыщения;

концентрация ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} — до 10 %; температура — до 260 °С.

Как видно из табл. 7.5, большинство традиционных до недавнего времени химических реагентов не позволяют получать системы растворов, которые полностью отвечают требованиям, предъявляемым к ним как при проводке скважин в сложных геологических условиях, так и при массовом скоростном бурении. Однако эти данные позволили выявить перспективные системы и наметить пути их совершенствования. Кроме того, специальными исследованиями установлено, что в ряде случаев даже с помощью эффективных систем невозможно получить высокие технико-экономические показатели бурения, так как по некоторым причинам (например, несовершенство средств и технологии тонкой очистки) их используют с неоптимальной концентрацией твердой фазы (рис. 7.1).

Для массового бурения в Западной Сибири широко распространены полимерглинистые системы на основе акриловых полимеров. К этим системам предъявляют требования не только обеспечения эффективности работы долота, но и высокой ингибирующей способности. В связи с этим очень важно применение комплексных обработок, содержащих соединения фасоновых комплексонов. Так, Б. Ф. Егоренко, Л. П. Кузнецова и Н. Е. Дорошенко исследовали влияние содержания глинистой фазы (с добавкой самотлорской шламовой глины с коэффициентом коллоидальности 0,35) различных типов растворов на $\eta_{\text{эф}}$ при $\epsilon = 10^4 \text{ с}^{-1}$ в целях выбора лучшего раствора для работы долота. Экспериментальные исследования показали, что нормированная предельная величина такой эффективной вязкости (менее 6 мПа·с) может быть реализована при следующих предельных значениях плотности раствора (концентрации твердой фазы).

Реагент	М-14 + + ГКЖ-10 + + НТФ	КМЦ-600 + + ГКЖ-10	Метас
Предельная плотность раствора, г/см ³ (концентрация твердой фазы, %)	1,17 (10,6)	1,13 (8,1)	1,1 (6,2)

Буровой раствор на основе нитронного реагента имел высокие значения эффективной вязкости во всем диапазоне скоростей, а не только при $\epsilon = 4^4 \text{ с}^{-1}$, даже при низком содержании твердой фазы вследствие высокой диспергирующей способности, что несомненно должно было повлиять на величину показателей бурения. В табл. 7.6 по данным Б. Ф. Егоренко, Л. П. Кузнецовой, Н. Е. Дорошенко приведены для сопоставления усредненные показатели бурения на Талинском месторождении. Растворы с комплексонами лучше базовых и по значениям показателей диспергирующей D и увлажняющей Π способности и K_{Π} .

Показатели качества основных типов буровых растворов

Условия, характерный район бурения	Параметры буровых растворов	Требуемые показатели	Фактические показатели применяемых растворов						
			гуматного	литносульфонатного	глисового	калиевого	соленасыщенного стабилизирующего КМЦ	КМЦ + ГКЖ	гипсового + кзл.евого
Нормальный градиент давлений, устойчивые породы; ПО «Татнефть»	$\eta_{ф}, \text{мПа} \cdot \text{с}$	4—6	—	—	4—16	6—15	8—14	14,5	19
	$K_{с.р}$	0,45	0,3—0,4	0,35—0,4	0,4—0,45	0,4—0,45	0,3—0,6	0,25—0,35	
	$\Phi_0, \text{см}^3$	3	0—1	0—0,5	1—2	1—2	0,4	1,0—2,0	
Мощные пластические неустойчивые глинистые толщи, АВПД; ПО «Краснодарнефтегаз»	$D, \%$	25	100	30	26	25	—	—	
	$v_0, \%$	3	6,6	4,7	3,9	3,0	1,5—2,2	7,9	2,15
	$\Phi_{тр}, \text{см}^3$	15	Регулируется в нужных пределах реагентами понизителями показателя фильтрации						
Мощные хемогенные толщи, рапопроявления; ПО «Белоруснефть»	$D, \%$	25	100	30	26	25	—	—	19
	Допустимая минерализация по NaCl, %	До насыщения	2	5	5	5—15*	До насыщения	1—2	5
	Допустимое содержание ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , %	<10	0,01—0,02	0,2	0,2		0,2	0,01—0,02	0,2
	Допустимая температура, °C	<260	<200	160—180	160	150	150	120	160

* KCl не допускается.

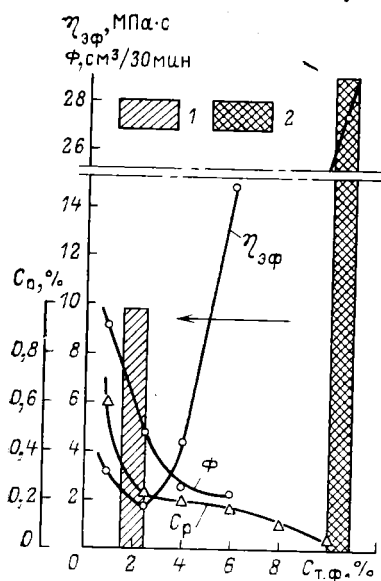


Рис. 7.1. Влияние объемного содержания твердой фазы $C_{т.ф.}$ на свойства не-диспергирующего раствора (ПАА + ГКЖ):

1, 2 — область соответственно рекомендуемого и фактического состава; C_p — концентрация раствора ПАА и ГКЖ

Эти исследования подтвердили вывод, что фосфоновые комплексоны (нитрилотриметилфосфоновая — НТФ и оксиэтилдендифосфоновая — ОЭДФ кислоты) по разжижающему эффекту превосходят применяемые в настоящее время реагенты-регуляторы вязкости и статического напряжения сдвига. Разовые добавки реагента обычно не превышают 0,03 % объема раствора. Структурно-механические свойства обработанных растворов стабильны во времени и незначительно меняются при нагреве до 180 °С.

Особенности действия фосфоновых комплексонов в соответствии с рассмотренным ранее механизмом разжижения обусловлены образованием прочных хелатных соединений с катионами металлов, входящих в состав глинистых минералов.

Перспективными растворами для различных условий бурения, в том числе и массового, являются гидрогелевые и полимерглинистые системы. Исследования полимербентонитовых растворов, проведенные на основе промышленных образцов биополимера криптан с учетом оценки эффективной вязкости при высоких скоростях сдвига (см. рис. 6.7), позволили установить оптимальные соотношения криптана и бентонита при постоянном содержании KCl (3 %) и оценить технологические свойства растворов (табл. 7.7).

Например, наиболее эффективной рецептурой малоглинистого раствора может быть следующая: 0,4 % криптана; 2 % бентонита и 3 % KCl.

Термостатирование при 120 °С показало, что эти растворы

после охлаждения восстанавливают свои свойства и устойчивы к хлоридам калия.

Таким образом, новый биополимерный реагент — криптан обладает рядом специфических свойств, способных повышать технико-экономические показатели бурения. Высокие загущающие свойства, способность образовывать с солями хрома тиксотропные гидрогелевые системы, инертность к действию минерализации делают этот реагент универсальным для получения недиспергирующих полимербентонитовых систем, обеспечивающих наилучшие условия для очистки забоя скважины.

Исследование взаимодействия буровых растворов с глинистыми породами и использование для этих целей величины начальной скорости увлажнения позволили более детально провести оценку ингибирующих свойств применяемых систем (табл. 7.8). С повышением номера раствора в таблице увеличивается его ингибирующая способность. В соответствии с величиной v_0 наиболее перспективны калиевые, гипсокалиевые, алюмокалиевые и алюминизированные растворы. Практический опыт применения этих растворов и особенности управления другими свойствами позволили уточнить особенности каждого из них.

Буровой раствор на калиевой основе был применен на скв. 150 Левкинской в объединении «Краснодарнефтегаз».

Результаты испытаний показали высокую эффективность разработанного раствора. При его использовании достигается стабильность сланцев, сводится к минимуму осмотическая гидратация, снижается скорость набухания глин и увеличивается скорость проходки на долото до 5,5 м/ч, в то время как на базовой скважине, бурившейся с применением известкового раствора, этот показатель не превышал 3,9 м/ч.

Хотя результаты испытаний показали перспективность использования таких систем, однако выявился недостаток этого типа раствора, заключающийся в трудности регулирования его структурно-реологических параметров при проходке легко диспергирующихся и сильно набухающих глин (например, при бурении скв. 2 Земо-Натанеби). При этом значения СНС бурового раствора возрастали до неизмеримых, а величины K_c достигали $1 \cdot 10^4 \text{ с}^{-1}$ и более.

Растворы на калиевой основе совершенствовались путем усложнения его рецептуры (создание малоглинистого нефтеэмульсионного бурового раствора на хлоркалиевой основе) и повышением эффективности разжижителей. Самым перспективным и экологически безвредным оказался созданный во ВНИИКРнефти бесхромовый реагент лигносил, содержащий в структуре лигносульфонатного комплекса вместо катиона хрома кремнийорганические соединения. Л. В. Гаврилова, Т. Н. Янковская и другие исследователи, сравнивая разжижающую способность этого реагента с обычно применяемыми в практике бурения отечественными лигносульфонатами (окзил и ФХЛС), а также

Влияние свойств растворов на технико-экономические показатели бурения

Интервал, м (сква- жина)	Показатели свойств раствора								
	D, %	П, %	ρ, г/см³	УВ, с	СНС _{1/10} , дПа	η, мПа·с	τ ₀ , дПа	Φ, см³	K·10³, с ⁻¹
470—2920 (опытная)	12,7	4,3	1,16— —1,17	24	3/6	11,0	22,5	4,5	2,0
475—2904 (базовая)	32,3	10,8	1,16— —1,17	32	4/7	17,5	42,5	5,5	2,4

Влияние нагрева на свойства полимерглинистых растворов

Состав бурового раствора, %				Пара			
				после			
Бентонит	Криптан	KCl	КМЦ-600	Φ ₃₀ , см³	СНС _{1/10} , дПа	УВ, с	
2	0,2	—	—	11	12/30	25	
5	0,2	—	—	8,0	96/114	55	
2	0,2	3	—	15	24/30	45	
2	0,4	3	—	10	57/57	85	
2	0,2	3	0,3	9,5	42/42	50	

Таблица 7.8

Сравнительная оценка ингибирующих свойств буровых растворов

Номер раствора	Раствор	Параметры раствора					
		ρ, г/см³	УВ, с	Φ ₃₀ , см³	СНС _{1/10} , дПа	pH	υ ₀ , %/ч
I	Гуматный	1,06	60	8	45/75	8,7	6,7
II	Лигносультфонатный	1,06	25	8	30/45	8,3	4,7
III	Гипсовый	1,06	36	5,2	60/90	8,1	3,9
IV	Ингибированный Al-мы- лами ЖК	1,05	57	4,1	18/45	8,5	3,7
V	Калиевый (3 % KCl)	1,07	32	6,5	60/66	8,1	3,0
VI	Алюмокалиевый	1,05	36	6,5	45/90	8,55	2,6
VII	Гипсокалиевый	1,08	29	6,5	3/15	9,12	2,1

с лучшими зарубежными разжижителями, например, «серла-
солом» (Финляндия), показали его преимущество и способность
эффективно снижать структурно-механические характеристики
растворов при температурах до 140 °С.

Таблица 7.6

Технические показатели						Реагент	Расход реагента	
Механическая скорость бурения		Проходка на долото		Коммерческая скорость			кг	кг/м
м/ч	%	м	%	м/ст-мес.	%			
20,7	114	169	123	4080	110	М-14 ГКЖ-10 НТФ КМЦ	530 890 140 380	0,8
18,2	100	137	100	3670	100	Нитрон КМЦ NaOH	2310 690 1900	2,0

Таблица 7.7

метры							
приготовления		после прогрева в течение 6 ч до 120 °С					
ρ, г/см ³	pH	Φ _ж , см ³	СНС _{1/10} , дПа	УВ, с	ρ, г/см ³	pH	
1,02	9,0	13	30/45	30	1,03	8,9	
1,03	9,25	9,0	147/192	130	1,02	9,1	
1,05	8,65	11,8	48/57	60	1,05	8,25	
1,05	8,65	20	27/30	35	1,05	8,2	
1,05	8,5	—	—	—	—	—	

Впоследствии была разработана система калиевого бурового раствора с добавками извести и гипса, обеспечивающими повышенные ингибирующие свойства системы, а также — устойчивые вязкостные и структурно-механические характеристики при температуре до 150 °С.

Для более высоких температур (до 220 °С) во ВНИИКРнефти разработана рецептура алюмокалиевого раствора, содержащего в качестве ингибирующих добавок алюмокалиевые квасцы $KAl(SO_4)_2$ и гидроксид калия. Эффект от ингибирования алюмокалиевым раствором достигается в результате действия ионов калия K^+ и адсорбции гидроксида алюминия на поверхности глинистых частиц, предупреждающей их дальнейшее диспергирование и переход в раствор. Отсутствие высоких концентраций поливалентных ионов позволяет использовать в качестве защитных реагентов акриловые полимеры (М-14, метас, гипан), что существенно увеличивает температурный предел применения ингибирующих растворов.

Для разбуривания сильно увлажненных глин в условиях высоких температур разработан алюминизированный раствор,

содержащий в качестве ингибирующей и гидрофобизирующей добавок алюминиевые мыла наftenовых или высших жирных кислот. Алюминиевые мыла интенсивно сорбируются на глине. Возникающий при этом комплекс глинистая частица — адсорбционный слой мыла прочно закрепляется на поверхности выбуренного шлама и стенках скважины, создавая гидрофобный буфер, препятствующий контактированию с водой. Вследствие этого достигается достаточно высокая степень ингибирования и предотвращаются увлажнение и диспергирование глинистых пород.

Ниже представлены компонентный состав и усредненные параметры этих растворов, которые показали высокую эффективность при бурении скважин в Грузии, Средней Азии и Краснодарском крае.

Назначение, состав и свойства ингибирующих растворов

Раствор	Гипсокалиевый	Алюмокалиевый	Алюминизированный
Порода	Вязкопластичные глины	Аргиллиты и малоувлажненные выскококоллоидальные глины	Глины и аргиллиты любой влажности
Температура применения, °С, не более	150	220	220
Состав раствора, кг/м ³ :			
бентонит	50—70	50—70	60—80
понижитель фильтрации:			
КМЦ-600	10—20	—	—
метас, М-14	—	3—5	3—5
разжижитель (окзил, ФХЛС)	10—30	10—30	10—30
КОН	1,0—3,0	2—3	—
NaOH	—	—	3—5
KCl	10—30	—	—
алюмокалиевые квасцы (KAl(SO ₄) ₂)	—	2—5	3—5
гипс (CaSO ₄)	10—20	—	—
хромпик (K ₂ Cr ₂ O ₇)	—	0,3—0,5	—
мылонафт	—	—	10—20
нефть	100—120	100—120	100—200
утяжелитель	До необходимой плотности		
вода	Остальное		
Свойства раствора:			
ингибирующая способность (начальная скорость увлажнения v_0), %/ч	2,0—2,5	2,5—2,8	3,0—3,2
показатель фильтрации, см ³ /30 мин, при температуре:			
высокой	12—16	10—12	12—14
нормальной	3,0—5,0	3,0—6,0	3,0—4,5
Содержание ионов, мг/л:			
K ⁺	5000—15000	500—1500	—
Ca ²⁺	1000—1200	—	—

Перспективы развития нефтегазодобывающей отрасли во многих районах все больше связывают с поиском и разработкой месторождений, приуроченных к подсолевым отложениям, которые нередко залегают на больших глубинах, где температуры достигают 220—240 °С. При этом в первую очередь необходима защита растворов от солевой агрессии, т. е. сохранение их свойств.

На основе уточнения условий применения существовавших и новых полимерных реагентов (М-14ВВ, лакрис-20) разработаны рецептуры стабилизированных соленасыщенных растворов, а также методы их приготовления и регулирования свойств при высоких (более 200 °С) температурах на забое скважины. При этом растворы сохраняют высокую ингибирующую способность и низкую фильтрацию при больших температурах. Так, если для растворов, обработанных КМЦ-6 величины v_0 и высокотемпературной фильтрации Φ_T находятся в пределах 2—3 %/ч и 45—60 см³/30 мин, то для соленасыщенных растворов на основе М-14ВВ и лакриса-20 эти показатели составляют соответственно 1,7—2; 1,3—1,5 %/ч и 30—35; 16—28 см³/30 мин.

Использование таких соленасыщенных растворов при бурении глубоких скважин в различных геологических условиях (при температуре до 210 °С в объединении «Ставропольнефтегаз», при отложениях солей и температуре 160—170 °С в объединениях «Краснодарнефтегаз», «Кубаньморнефтегазпром» и «Туркменгазпром») показало их высокую эффективность. При этом в сопоставимых условиях расход, например, М-14 на 1 м трюходки был почти в 2 раза меньше, чем расход КМЦ-600.

Дальнейшее совершенствование ингибирующих и соленасыщенных буровых растворов связывают с использованием кремнийорганических соединений и фосфоновых комплексонов. Работы С. А. Гарьяна, В. М. Лимановского и других исследователей показали, что при температурах до 100—120 °С фильтрация глинистых суспензий и суспензий, содержащих 0,1 % НТФ (к объему раствора), практически не отличается от фильтрации при 20 °С, а при температурах до 180 °С в 2—3 раза ниже, чем у растворов, в состав которых не входит НТФ. Показатель высокотемпературной фильтрации суспензии, обработанной только НТФ, в 2 и 2,5 раза ниже, чем в присутствии соответственно 0,5 % М-14 и 0,5 % КМЦ, хотя при температуре 20 °С величины Φ_{30} практически совпадали, что свидетельствует о возможности образования в глинистой корке смешанных структур с участием НТФ. Такие структуры приводят к повышению прочности корок и их термостойкости. Этому способствует конформационная нежесткость комплексонов, что позволяет им припосабливаться к форме адсорбирующей поверхности глины, а также прочно связываться с ней, определяя высокотемпературную фильтрацию растворов.

Исследования также показали, что обработка суспензии НТФ препятствует агрессивному влиянию минерализации как в присутствии полимера (КМЦ), так и при его отсутствии. При температуре 100 °С и содержании NaCl до 3 % фильтрация глинистой суспензии при введении 0,1 % НТФ снижается примерно в 2 раза, что соизмеримо с действием 0,5 % КМЦ-600. Это обусловлено тем, что комплексоны, связываясь с глиной, препятствуют разрушению гидратных оболочек при воздействии электролитов, способствуя сохранению гидрофильности фильтрационной корки.

Развиваемые представления о целесообразности создания ингибирующих растворов с помощью фосфоновых комплексонов (а не электролитов) привели к установлению синергизма [9] ингибирующего действия НТФ и органосиликонатов щелочных металлов (ГКЖ-10, петросил) при определенных концентрациях этих реагентов (0,30—0,45 % ГКЖ-10 и 0,20—0,05 % НТФ). Механизм синергизма объясняется следующим: адсорбируясь, НТФ модифицирует поверхность глины так, что способствует хемосорбционному закреплению органосиликоната на активных центрах глинистых частиц. Применение раствора с повышенными ингибирующими свойствами при бурении скважин Талинского месторождения подтвердили его высокую эффективность: время на ликвидацию осложнений уменьшилось на 70—80 %, расход реагентов-стабилизаторов на 20—30% и ГКЖ-10 в 1,5—2 раза.

Последующими экспериментальными исследованиями было подтверждено (табл. 7.9), что сочетание полимерных реагентов, в том числе акриловых (М-14, метаса, НР-5), с гидрофобизирующими и ингибирующими добавками, такими как ГКЖ и НТФ, обеспечивает достижение более низкой вязкости раствора в зоне долота, возрастание мгновенной фильтрации при сохра-

Таблица 7.9

Сопоставление разжижающей и стабилизирующей активности различных растворов

Компонентный состав раствора	Показатели свойств раствора						
	η , мПа·с	τ_0 , дПа	$\eta_{0\phi}$, мПа·с	Φ_{90} , см ³	Φ_0 , см ³	D, %	L, ч ⁻¹
М-14 + ГКЖ + НТФ	7,5	12,0	5,3	4,0	10,3	15,4	0,060
Метас + ГКЖ + НТФ	7,0	12,5	5,8	4,3	11,2	16,7	0,063
НР + ГКЖ + НТФ	12,0	33,0	8,3	2,0	7,5	17,2	0,046
КМЦ + ГКЖ + НТФ	9,5	13,5	6,0	3,7	13,7	21,0	0,078
НР	21,5	55,5	16,6	4,5	19,3	32,5	0,137

Примечания. 1. Значения η и $\eta_{0\phi}$ — соответственно вязкость и эффективная вязкость в зоне долота при скорости сдвига $\dot{\gamma} = 10000$ с⁻¹. 2. Показатель Φ_0 измерялся при температуре 120 °С.

нении невысокой фильтрации за 30 мин, а также снижение диспергирующей и увлажняющей способности растворов [21].

Таким образом, учет механизма взаимодействия реагентов с глинами, направленный поиск взаимодополняющих по свойствам композиций реагентов, обнаруживающих синергизм действия, а также повышение их термо- и солеустойчивости позволит совершенствовать основные типы буровых растворов. Наиболее перспективными будут универсальные по области применения, малокомпонентные, экологически безопасные системы продолжительного действия, содержащие минимальное количество твердой фазы.

ГЛАВА 8

ВЫБОР РЕЦЕПТУРЫ И УПРАВЛЕНИЕ СВОЙСТВАМИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

8.1. ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА РЕЦЕПТУРЫ С ЗАДАНЫМИ СВОЙСТВАМИ

Завершающий этап проектирования эффективной технологии промывки скважин — разработка рецептуры (долевого состава) бурового раствора выбранного типа. В результате раствор должен обладать таким набором значений определяющих технологических свойств, который позволил бы реализовать оптимальную гидравлическую программу или в худшем случае поддерживать их в интервалах допустимых значений.

Подбор рецептуры бурового раствора представляет собой сложную и до настоящего времени не имеющую удовлетворительного решения задачу. В общем случае для этого необходимо знать закономерности состав — свойства раствора, учитывающие влияние различных внешних факторов. Трудности решения этой задачи обусловлены ее многофакторностью. В связи с этим на практике весьма приблизительно на базе предшествующего опыта и проверочных экспериментов устанавливают рецептурный состав, который постоянно совершенствуется применительно к конкретным условиям методом проб и ошибок до тех пор, пока скважину не удастся пробурить без существенных осложнений. Выбор рецептурного состава бурового раствора — постоянный эксперимент, причем существенно уменьшить стоимость раствора невозможно, так как она уже сформирована.

При этом теряется значительная часть полученной информации, так как результаты опытов, не приводящие к решению конкретной задачи, отбрасывают и не включают в банк данных. В то же время при изменении внешних факторов именно эти результаты могли бы стать единственно необходимыми.

Вследствие невозможности без вычислительной техники проанализировать большой объем экспериментальных данных часто пытаются найти простые логические правила, по которым, зная условия бурения, функциональное назначение реагентов и характер изменения характеристических точек корреляционных кривых в различных «рабочих окнах», можно установить приемлемую для практики рецептуру раствора при минимальном числе шагов поиска. При этом первостепенное значение приобретает опыт технолога и его знания конкретных геолого-технических условий бурения. Однако это не может составить основу оптимального проектирования промывки скважин, хотя и имеет определенное прикладное значение, позволяя, например, уточнять систему ограничений этого процесса.

В последнее время результаты направленного эксперимента анализируют с применением методов математической статистики, в результате чего при минимальном экспериментальном материале устанавливают оптимальную рецептуру при выбранном критерии оптимизации. Однако необходимая в ряде случаев смена таких критериев или замена одного компонента другим приводит к необходимости повторного эксперимента. Математические модели зависимостей показателей свойств от состава бурового раствора чаще всего представляют собой нелинейные уравнения, в связи с чем возникает необходимость использовать методы нелинейного программирования, которые достаточно громоздки и не обладают универсальностью.

Задача поиска рецептуры во многом упрощается, если существует классификационная таблица типов буровых растворов, а в рамках каждого типа — матрица, позволяющая связать состав системы с ее технологическими свойствами для различных внешних условий. Многовариантность возможного решения позволит при окончательном выборе учесть экономические или другие виды организационно-технических ограничений. Такой метод предполагает проведение большого объема специальных исследований, что, однако, окупается возможностью на базе такой матрицы — паспорта бурового раствора решать различные задачи при проектировании технологии промывки скважин.

Различные методы поиска оптимальной рецептуры бурового раствора, необходимость сопоставления разных растворов в целях установления лучшего по какому-либо параметру и другие факторы обуславливают необходимость освещения некоторых практических результатов использования этих методов.

8.2. МЕТОД ПЛАНИРОВАНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА И РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

Традиционный метод планирования эксперимента и регрессионного анализа применительно к поставленной задаче целе-

206

сообразно использовать, если простота рецептуры раствора позволяет предположить линейность уравнений регрессии.

С помощью этого метода была установлена рецептура раствора, содержащего KMnO_4 , $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ и Na_2CO_3 , добавляемых в суспензию саригюхского бентонитового порошка. В качестве независимых переменных были выбраны концентрации реагентов и содержание глины. Для получения уравнений регрессии была реализована полуреплика типа 2^{4-1} . Условия кодирования, матрица планирования и результаты опытов, полученные на приборе ВСН-3 для нетермообработанных растворов, приведены в табл. 8.1.

Коэффициенты регрессии, по абсолютной величине и знаку характеризующие влияние определяющих факторов на выходные параметры, получены на ЭВМ по данным эксперимента. Значимость коэффициентов проверена по t -распределению Стьюдента.

y_1	y_2	y_3	y_4	y_5
-23,35	+2,24	+26,99	+52,77	+70,29
-1,085	+0,31	-1,64	-1,90	-3,25
+51,06	+26,54	-2,22	-1,66	+5,16
-6,88	-1,15	-0,05	-0,75	-4,95
+231,75	-62,75	+51,99	+33,25	+73,75

Интерполяционные уравнения, составленные на основании полученных коэффициентов регрессии, имеют следующий вид:

а) для τ_0

$$y_1 = -23,35 - 1,085x_1 + 51,06x_2 - 6,88x_3 + 231,75x_4;$$

б) для η

$$y_2 = +2,24 + 0,31x_1 + 26,54x_2 - 1,15x_3 - 62,75x_4;$$

в) для θ_1

$$y_3 = +26,99 - 1,64x_1 - 2,22x_2 - 0,05x_3 + 51,99x_4;$$

г) для θ_{10}

$$y_4 = +52,77 - 1,90x_1 - 1,66x_2 - 0,75x_3 + 33,25x_4;$$

д) для θ_{30}

$$y_5 = +70,29 - 3,25x_1 + 5,16x_2 - 4,95x_3 + 73,75x_4.$$

Отклонения экспериментальных значений выходных параметров от значений, которые получены из уравнений, приведенных выше, проверены по критерию Фишера — Снедекора с уровнем вероятности $P = 0,95$.

По коэффициентам приведенных выше уравнений регрессии можно судить о влиянии концентрации глины, KMnO_4 , $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, Na_2CO_3 на изучаемые выходные параметры. Это позволяет чис-

Матрица планирования и результатов влияния различных факторов на свойства бурового раствора

Показатели	Глина, %		КМЦ, %		Na ₂ CO ₃ , %		K ₂ Cr ₂ O ₇ , %		Векторы выходов						
	Кодовые обозначения переменных								y ₁ τ ₀ , дПа	y ₂ η, мПа·с	y ₃ θ ₁ , дПа	y ₄ θ ₁₀ , дПа	y ₅ θ ₂₀ , дПа	y ₆ θ ₃₀ , дПа	
	x ₀	x ₁	x ₂	x ₃	x ₄										
Основной уровень Интервал варьирования Верхний уровень Нижний уровень	—	12,5	2,5	1,25	0,1	—	—	—	56,2	44,9	20,7	41,5	53,4		
	—	7,5	1,0	0,75	0,05										
	—	20	3,5	2	0,15										
	—	5	1,5	0,5	0,05										
Номер опыта:															
1	+	—	—	—	—	—	—	—	56,2	44,9	20,7	41,5	53,4		
2	+	+	—	—	+	+	+	+	65,1	34,4	5,9	8,8	11,8		
3	+	—	+	—	+	+	+	+	171,7	88,7	20,7	0,5	94,7		
4	+	+	+	—	—	—	—	—	156,9	94,7	7,4	19,2	29,6		
5	+	—	—	+	+	+	+	+	85,9	28,9	32,6	53,3	68,1		
6	+	+	—	+	—	—	—	—	17,8	44,9	4,4	11,8	20,7		
7	+	—	+	+	—	—	—	—	148	87,3	11,8	29,6	56,2		
8	+	+	+	+	+	+	+	+	156,9	94,7	5,9	11,8	14,8		

ленно решать разнообразные задачи согласно поставленной экспериментатором цели. В частности, по степени влияния определяющие факторы можно ранжировать (табл. 8.2) следующим образом для каждого выходного параметра (без учета знака).

Учитывая знак и величину коэффициентов регрессии, можно детально объяснить влияние указанных факторов на реологические характеристики растворов, а также на кинетику их тиксотропного упрочнения, т. е. провести определенные исследования, например, по изучению механизма действия используемых реагентов.

Уравнения регрессии позволяют также решить одну из важнейших задач регулирования свойств промысловых жидкостей — определить по незначительному числу экспериментов состав системы, обладающей требуемыми выходными параметрами (или показать, что решение такой задачи в данных условиях невозможно). Для этого задают численные значения выходных параметров и, решив систему уравнений регрессии для этих параметров, находят величину определяющих факторов, т. е. содержание компонента системы. Как пример, в табл. 8.3 указаны значения определяющих факторов x_1, x_2, x_3, x_4 для заданных пределов изменения регулируемых параметров y_1, y_2, y_3, y_4 .

Буровой раствор, созданный по найденной рецептуре, как показали опыты, обладал заданными свойствами. Аналогично была найдена композиция системы, имеющая требуемые свойства при 100, 150 и 180 °С. Учет характера изменения технологических свойств раствора при повышении температуры позволил уточнить его состав для конкретных условий бурения.

Таблица 8.2

Ранжирование определяющих факторов

Выходные параметры	Ряды определяющих факторов	
y_1	$K_2Cr_2O_7$	$KMЦ > Na_2CO_3 > \text{глина}$
y_2	$K_2Cr_2O_7$	$KMЦ > Na_2CO_3 > \text{глина}$
y_3	$K_2Cr_2O_7$	$KMЦ > \text{глина} > Na_2CO_3$
y_4	$K_2Cr_2O_7$	$\text{глина} > KMЦ > Na_2CO_3$
y_5	$K_2Cr_2O_7$	$KMЦ > Na_2CO_3 > \text{глина}$

Таблица 8.3

Значение определяющих факторов для системы с заданными свойствами

Пределы измерения выходных параметров	Пределы измерения определяющих факторов			
	x_1	x_2	x_3	x_4
$\tau_0 = 20 \div 80$ дПа $\eta = 30 \div 50$ мПа·с $\theta_1 = 10 \div 20$ дПа $\theta_{10} = 20 \div 30$ дПа	15,89—15,3	1,39—2,72	5,69—1,81	0,12—0,21

8.3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФУНКЦИИ ЖЕЛАТЕЛЬНОСТИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ РЕЦЕПТУРЫ РАСТВОРА И ЕГО СЛОЖНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Рассмотренный подход к созданию математических моделей не всегда приносит желаемый результат, так как зависимости структурно-реологических и технологических свойств буровых растворов от состава не всегда представляют собой линейные уравнения регрессии. В этих условиях результаты достигаются при использовании функции желательности.

Суть метода применительно к буровым растворам заключается в том, что подбирается раствор с наиболее желательным результатом всего комплекса показателей свойств, хотя его отдельные значения не отвечают точно заданным величинам.

Исходные данные при этом следующие:

рецептура выбранного типа бурового раствора, представленная в виде определенной матрицы состав — свойства или в худшем случае уравнением регрессии;

таблицы или графики, которые составляет технолог на основании опыта; в них даются значения свойств рецептуры, соответствующие данной характеристике: отличный, хороший, удовлетворительный, плохой, очень плохой, закодированные условным эталоном цифр;

правила, устанавливающие соответствие между качественной характеристикой и условным эталоном в виде чисел, которые могут быть заданы в виде графиков (рис. 8.1) или следующим образом.

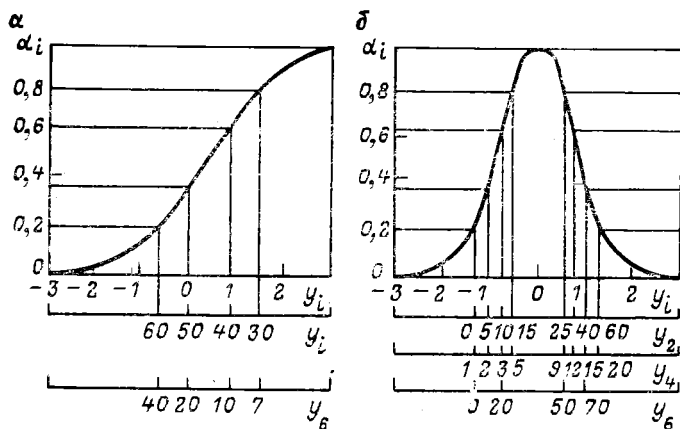


Рис. 8.1. Функции желательности d_i для показателей свойств глиносолевого бурового раствора:

a — условная вязкость и фильтратоотдача; b — статическое напряжение сдвига через 1 мин, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига

Оценка качественной характеристики показателя свойств

Очень хороший	0,8—1
Хороший	0,63—0,8
Удовлетворительный	0,37—0,63
Плохой	0,2—0,37
Очень плохой	0,0—0,2

Обобщенную функцию желательности вычисляют по формуле

$$D = \sqrt[n]{d_1, d_2, \dots, d_i, \dots, d_n}, \quad (8.1)$$

где d_i — частные желательности показателей свойств y_i бурового раствора.

Ограничения на показатели (см. рис. 8.1) могут быть двух видов:

односторонние

$$y \leq y_{\max} \text{ или } y \geq y_{\min},$$

двухсторонние

$$y_{\min} \leq y \leq y_{\max}.$$

Желательности частных функций вычисляют по формулам: для односторонних ограничений

$$d = \exp[-\exp(y')]; \quad (8.2)$$

для двухсторонних ограничений

$$d = \exp[-(1y')], \quad (8.3)$$

где y'_i — безразмерное значение показателя y_i , которое описывается моделями.

Модель безразмерного показателя при двухстороннем ограничении имеет вид

$$y' = \frac{2y - (y_{\max} + y_{\min})}{y_{\max} - y_{\min}}. \quad (8.4)$$

При одностороннем ограничении подбор модели проводят следующим образом:

по формуле (8.2) вычисляют y' при заданных желательностях $d = 0,2; 0,37; 0,63; 0,8; 1,0$;

по уравнениям (8.2) и (8.3) рассчитывают частные желательности для всех найденных значений безразмерных показателей (как при одностороннем ограничении, так и при двухстороннем);

по формуле (8.1) определяют обобщенную функцию желательности для каждой рецептуры, представленной в виде таблицы или графиков.

Затем выбирают рецептурный состав с наиболее желательным значением всего комплекса показателей свойств.

Рассмотрим определение рецептуры акрилхромлигносульфонатного раствора. Матрица соответствия его состава и свойств приведена в табл. 8.4, а в табл. 8.5 — оценка желательности различных технологических параметров.

Показатели свойств лигносульфонатного раствора, рассчитанные по программе «ФЕЯ» (см. гл. 5) для скв. 4 Зюбинской объединения «Ставропольгазпром» на глубине 3000—3700 м, имеют следующие значения: условная вязкость $y_1 = 37,5$ с, динамическое напряжение сдвига $y_2 = 49$ дПа, пластическая вязкость $y_3 = 15$ мПа·с, статическое напряжение сдвига через 1 мин $y_4 = 12$ дПа, фильтрация при прогреве $y_5 = 14$ см³/30 мин.

Эти значения считаются рациональными для данной площади.

Из табл. 8.5 видно, что динамическое напряжение сдвига и пластическая вязкость имеют двухсторонние ограничения качественной характеристики, все остальные — односторонние.

Вычисляя частные желательности каждого параметра, приведенные в табл. 8.5, можно найти обобщенные функции желательности комплекса показателей свойств.

Наиболее желательное значение ($D = 0,8$) комплекса показателей свойств ($UV = 43$ с; $\tau_0 = 52,4$ дПа; $\eta = 13,4$ мПа·с; $\theta_1 = 11$ дПа; $\Phi = 18$) — при следующем рецептурном составе: содержание метаса — 0,375 %, окзила — 2,5 % при температуре 65° (рН < 10), глины — 7,5 %.

Отклонение заданных показателей свойств лигносульфонатного раствора и полученных в результате решения составляет в среднем 13,8 %.

Кроме того, при подстановке значений технологических параметров в условия программы «ФЕЯ» при подаче насосов 54,4 л/с получено, что потери давлений в циркуляционной системе, т. е. в долоте, бурильной колонне, кольцевом пространстве и обвязке составляют 2; 10,5; 0,4 и 1,26 МПа соответственно.

Погрешность при расчете целевой функции от ее значения, полученного по программе «ФЕЯ», составляет в среднем 4,2 %.

Аналогичным методом был установлен оптимальный состав глиносолевого компаунда, как основы для приготовления солейстойких растворов. Функции желательности d_i для показателей свойств глиносолевого бурового раствора представлены на рис. 8.1. В качестве исходной базы состав — свойства раствора использовали уравнения регрессии, характеризующие влияние искомых факторов $[x_i]$ на технологические показатели $[y_i]$. Для этого исследовали свойства бурового раствора, в твердой фазе которого на четырех уровнях изменяли соотношение глины и соли x_1 , концентрацию реагента-стабилизатора (крахмала) x_2 , а также определяли влияние на раствор температуры x_3 .

Разрабатываемую рецептуру бурового раствора оценивали по шести показателям: условной y_1 и пластической y_4 вязкости, статическому напряжению сдвига через 1 мин y_2 и через

Матрица зависимости свойств акрилхромлигносульфонатного раствора от его состава и температуры

Метас (сухой), %	Окзид., %	Хромпик, %	Температура, °C	ув, с	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС/ю, дПа	Φ_{30} , см ³
0,5	0	0,1	20	48	46,2	58	16,5/13,8	7,5
0,125	5	0	20	17	36,8	19	3/15	10,6
0,375	1,25	0,2	20	26	38,0	49	14,5/15	6,25
0,25	3,75	0,05	20	20	45,6	11	10/10	7,5
0	2,5	0,15	20	21	36,8	52	16/60	17,5
0,5	1,25	0,15	65	67	64,4	117	5,2/5,2	10
0,125	3,75	0,1	65	30	29,7	83,2	13/15,6	18
0,375	2,5	0	65	53	39,1	114	15,8/17,8	14
0,25	0	0,2	65	37	15,2	40,2	22,2/38,8	10
0	5	0,05	65	33	10,4	20,8	1,3/2,6	30
0,5	2,5	0,05	110	40	15,7	11,44	5,2/13	16
0,125	0	0,15	110	19	8,7	59,8	12,6/15,2	38
0,375	5	0,1	110	35	15,4	52,4	11,0/19,2	18
0,25	1,25	0	110	31	9,9	92,3	26,4/41,6	24
0	3,75	0,2	110	14	6,4	32,5	2,6/7,8	42,7
0,5	3,75	0	155	17	8,7	8,2	8,2/28,6	17,6
0,125	2,5	0,2	155	18	8,7	31,2	5,2/15,5	54
0,375	0	0,05	155	34	3,8	37,7	5,2/23,7	28,5
0,25	5	0,15	155	12	14,8	31,2	7,8/10,1	45
0	1,25	0,1	155	24	8,6	18	16/13,5	57
0,5	1,5	0,2	200	71	4,8	15,6	8,0/13,9	24,5
0,125	1,25	0,05	200	18	12,5	45,5	17,3/31,2	66
0,375	0,7	0,15	200	70	10,4	15,2	10,3/15,2	37,5
0,25	2,5	0,1	200	54	10,4	78	18,2/59,8	57
0	0	0	200	150	18,0	138	13/48	105,5

Показатели	Кодовое обозначение	Частные желательности							
		0,2	0,37	0,63	0,8	1	0,8	0,63	0,37
Условная вязкость	y_1	100	90	65	50	30	—	—	—
Динамическое напряжение сдвига	y_2	—	15	25	45	52	60	80	100
Пластическая вязкость	y_3	—	2	5	10	20	30	35	40
Статическое напряжение сдвига	y_4	0,5	2	5	10	15	—	—	—
Фильтрация при прогреве	y_5	50	35	25	20	14	—	—	—

10 мин y_3 , динамическому напряжению сдвига y_5 , фильтрато-отдаче y_6 . Параметры измеряли при заданных температурах.

Для различных значений исследуемых факторов (табл. 8.6) по полученным уравнениям регрессии были вычислены показатели раствора. Затем с помощью графика (см. рис. 8.1) были найдены соответствующие им величины d_i . После определения обобщенных функций желательности D по их значениям оценены результаты опытов и выделены рецептуры с лучшими показателями по свойствам (табл. 8.7).

Таблица 8.6

Уровни значимых факторов для глиносолевого раствора

Факторы	Кодовое обозначение	Уровни			
		1	2	3	4
Соотношение глины и соли в твердой фазе раствора	x_1	70 : 30	60 : 40	50 : 50	40 : 60
Концентрация крахмала в растворе, %	x_2	1,0	1,5	2,0	2,5
Температура, °C	x_3	20	40	60	80

Таблица 8.7

Рецептуры глиносолевого раствора, обеспечивающие высокий уровень желательности технологических свойств

Факторы			Показатели свойств раствора						Обобщенная функция желательности
x_1	x_2	x_3	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	
70 : 30	1,9	20	29,2	15,3	25,0	4,6	30,7	10,5	0,77
70 : 30	2,1	40	29,1	16,2	23,6	7,7	23,0	10,0	0,79
70 : 30	2,3	60	31,7	15,1	25,0	6,0	32,3	12,2	0,85
70 : 30	2,3	80	29,0	16,2	28,0	6,0	50,6	12,1	0,85

Согласно полученным данным, для бурения скважин в хемогенных отложениях соленасыщенный буровой раствор должен готовиться из глиносолевого шлама, состоящего из 70 % глины и 30 % соли. Его обрабатывают крахмалом, ввод которого с увеличением глубины (с ростом температуры на забое) повышается от 1,9 до 2,3 %.

8.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЦЕПТУРНОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ДИСКРИМИНАНТНЫХ ФУНКЦИЙ

Рассмотренные выше методы предполагают нахождение рецептуры раствора, когда требуемые свойства задают исходя из каких-либо условий.

Представляет также интерес стратегия поиска, когда известны конструкция скважины, горно-геологические условия и соответствующие им типы растворов, а свойства растворов заданы в определенных интервалах. Эти интервалы следуют из ограничений на показатели свойств выбранного типа раствора исходя из условий выноса шлама в кольцевом пространстве, тиксотропии, предотвращения осложнений при спуске и подъеме труб, коагуляционной устойчивости и т. д.

Суть методики заключается в том, что на основании перечисленных требований определяют множество рецептурных составов бурового раствора без установления его свойств. Затем из этого множества, удовлетворяющего задаче создания рецептуры с заданным интервалом допустимых свойств, выбирают раствор минимальной стоимости. Для реализации метода, созданного при участии автора В. П. Гороховым, А. С. Непомнящим, А. И. Пеньковым, Т. Г. Радуль и А. И. Черняховским, требуется наличие матрицы состав — свойства выбранного типа раствора.

Для построения линейных дискриминантных функций во ВНИИКРнефти создана специальная программа, которая может быть реализована ЭВМ типа «Наири-2». Задачи линейного программирования решают, используя стандартные программы.

Последовательность шагов при нахождении решения следующая.

1. Представленные в матрице данные разбивают на два класса: в первый войдут данные, удовлетворяющие геолого-техническим ограничениям, во второй — остальные.

2. На основании этого разбиения строят линейные дискриминантные функции, представляющие собой комбинации рецептурного состава бурового раствора вида

$$\sum a_{ij}x_i + b_{ij}, \quad (8.5)$$

где a_{ij} ; b_{ij} — коэффициенты дискриминантных функций; x_i — содержание i -го компонента, %; j — число геолого-технических условий.

3. Вырезают область допустимых рецептур, т. е. составляют систему неравенств, определяющую принадлежность к первому классу:

$$\sum a_{ij}x_i + b_{ij} \leq 0. \quad (8.6)$$

4. Из всего множества полученных рецептур находят буровой раствор минимальной стоимости, т. е. решают задачу линейного программирования, состоящую в том, чтобы определить максимум функции

$$z = \sum c_i x_i \text{ при } j \text{ ограничениях,} \quad (8.7)$$

где c_i — стоимость i -го реагента.

5. Определяют показатели свойств найденного рецептурного состава бурового раствора.

Методика проверена при определении рецептурного состава известкового и алюминизированного растворов, используемых при промывке скважин на Ново-Дмитриевской и Днестровско-Донецкой площадях в объединениях «Кубаньгазпром» и «Черниговнефтегазгеология», и стала составной частью Методических указаний по определению рецептурного состава бурового раствора, принятых Мингазпромом, Миннефтепромом и Мингео СССР.

8.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЦЕПТУРНОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА ПО ЕГО ПАСПОРТУ

Паспортом бурового раствора называется матрица экспериментальных данных (информационный массив) о составе и свойствах, дополненная сведениями об уровнях изменения концентрации его компонентов и о характеристиках материалов и химических реагентов, входящих в раствор данного типа.

Информационный массив является основой для подбора рецептур буровых растворов с технологически необходимыми значениями показателей свойств, а также для оценки эффективности разрабатываемых материалов, химических реагентов, типов буровых растворов и может служить для нормирования материалов, используемых при промывке скважин.

Порядок проведения исследований по формированию информационных массивов на виды буровых растворов, подбору рецептур с заданными значениями показателей свойств и оценке качества новых реагентов и материалов для их обработки изложен в отраслевой Методике (РД 39-0147009-543—87).

Указанная методика выбора рецептур основных типов буровых растворов по показателям свойств предназначается для использования в лабораториях НИПИ, ЦНИЛов объединений и УБР, а также в центральных системах автоматизированного проектирования (САПР) бурения.

В связи с этим целесообразно указать принципы составления и использования информационных массивов.

Для составления информационного массива должны проводиться многофакторные эксперименты по ортогональному латинскому кубическому плану, что позволяет при большом числе входных факторов и минимальном количестве опытов получить достаточную информацию о взаимосвязях между составами и показателями свойств различных типов буровых растворов.

Для составления паспорта одного типа бурового раствора требуется провести 25 или 125 опытов, если число входных параметров (элементов состава) соответственно составляет 1—6 или более. При этом каждый фактор имеет пять интервалов изменения. Входными параметрами являются показатели свойств бурового раствора. Результаты таких экспериментов могут быть представлены в виде табл. 8.4, которую в совокупности с характеристиками материалов и реагентов, пределами их концентраций и порядком приготовления раствора следует рассматривать как паспорт бурового раствора для заданного интервала изменения внешних факторов.

В Методике показатели свойств буровых растворов разделены на три группы.

К первой группе относятся показатели свойств, отличающихся достаточной информативностью и простотой измерения: плотность, условная и пластическая вязкости, статическое и динамическое напряжения сдвига, показатель фильтрации, толщина корки, газосодержание, показатель концентрации водородных ионов, величина электропробоя для растворов на углеводородной основе.

Вторая группа включает показатели свойств, имеющие большую информативность, но сложные при измерении: реологические и фильтрационные свойства растворов при высоких температурах и давлении, показатель ингибирующих свойств растворов и др.

К третьей группе относятся сравнительно редко измеряемые (контролируемые) показатели свойств — теплопроводность, абразивность, прихватоопасность (липкость) и др.

Перечень показателей свойств, используемый для составления информационных массивов различных типов растворов, регламентируется. Классификация буровых растворов на водной основе, для которых созданы информационные массивы, представлена в табл. 8.8.

Установленные выбор плана экспериментов, правила заполнения матрицы плана, а также методика проведения экспериментов позволяют получать данные с учетом требований, предъявляемых математическим аппаратом для дальнейшего использования.

Информация задается матрицами $x = [x_{in}]$, $y = [y_{im}]$, $T = [T_i]$, где $i = 1 \div 375$ — номер рецептуры в информационном массиве; n —

Классификация буровых растворов для формирования информационных массивов

Тип раствора	Основные компоненты		
	Стабилизаторы	Разжижители	Специальные добавки
Гуматный	УЩР (КМЦ, КССБ)	(ССБ, окзил, ФХЛС)	CaCl ₂ , хроматы
Полимерглинистый	Высокомолекулярные реагенты: стабилизаторы, флокулянты двойного действия	НТФ, ГКЖ, нитроглинн; ПФЛХ и др.	Дополнительные флокулянты
Лигносульфонатный	Лигносульфонаты (КМЦ, акрилаты)	Лигносульфонаты	—
Известковый и гипсовый	Лигносульфонаты, КМЦ и их сочетания	Лигносульфонаты	Ca(OH) ₂ , CaSO ₄
Хлоркальциевый	КССБ, полисахариды	Лигносульфонаты	CaCl ₂
Хлоркалиевый	Полиакрилаты, полисахариды, (лигносульфонаты)	Лигносульфонаты	KCl, KOH, Ca(OH) ₂ , CaSO ₄
Соленасыщенный	Полисахариды, полиакрилаты		NaCl, Na ₂ CO ₃

номер компонента рецептуры; $m=1\div 10$ — номер показателя свойств бурового раствора.

Строки матриц представляют соответственно: x — компонентный и долевого состав рецептуры бурового раствора; y — значения показателей свойств бурового раствора; T — значения интервала температур, в котором может использоваться буровой раствор данной рецептуры.

По заданным температуре и ограничениям на вид глинопорошка, типы специальных и смазочных добавок, стабилизаторов и разжижителей отбираются строки матриц x и y . Среди отобранных строк матриц y выбирают наиболее близкие к заданным показателям свойств. При этом оценивают меру близости [17] показателей свойств рецептур информационного массива к заданному набору.

Стоимости найденных рецептур рассчитывают по формуле

$$c = 0,001 \sum_1^n x_s c_s, \quad (8.8)$$

где c_s — стоимость 1 т s -й компоненты рецептуры; n — число компонентов в рецептуре.

8.6. МЕТОДИКА СОПОСТАВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ ИХ МОДЕЛЕЙ

При выборе рецептуры бурового раствора возникает необходимость установления преимуществ одной из них, основываясь на детальном анализе изменения каких-либо показателей в зависимости от долевого состава компонентов и внешних условий. Для этих целей достаточно эффективно сравнение моделей растворов с разными рецептурами.

Сопоставим модели прочности структуры известкового, акрилхромлигносульфонатного и соленасыщенного растворов с учетом температуры. Постановка задачи детального исследования характера изменения прочностных свойств растворов вызвана возможностью осложнений в стволе скважины вследствие избыточной или недостаточной удерживающей способности этих систем.

Обобщенная модель прочности (2.24) будет определена, если известны ее коэффициенты A , B , D , γ . Коэффициенты для выбранных типов буровых растворов можно найти, спланировав эксперименты по методу латинских квадратов и проведя их в соответствии с табл. 8.9. Независимыми переменными являлись концентрации реагентов и температура, а определяемыми функциями — θ_1 и θ_{10} .

Обработывая результаты, получили $A=D$ и $\gamma=0,0026$, т. е. имеем модель вида $\tau=A[1-\exp(-\gamma t)]+Bt$, где неизвестны коэффициенты A и B . Задавая $t=1$ мин и $t=10$ мин и учитывая θ_1 и θ_{10} , можно найти зависимость этих коэффициентов от

Таблица 8.9

Интервал и шаг изменения независимых переменных
при экспериментальных исследованиях растворов

Номер раствора	Тип раствора	Реагент	Интервал изменения содержания реагента, %	Шаг изменения Δt , %	Интервал изменения температуры и шаг изменения, °C
I	Известковый	Известь Хромпик Окзил КМЦ	0—1 0—0,1 0—5 0—1	0,25 0,025 1,25 0,25	20—180 $\Delta t=40$
II	Акрилхромлигносульфонатный	Метас Окзил Хромпик КМЦ-500 УШР	0—0,5 0—5 0—0,2 0—3,2 0—10	0,125 1,25 0,05 0,8 2,5	20—200 $\Delta t=45$
III	Соленасыщенный	Хромпик Кальцинированная сода	0—0,2 0—2	0,05 0—5	80—160 $\Delta t=20$

следующих параметров: x_1 — температура, x_2 — хроматы, x_3 — КМЦ, x_4 — окзил, x_5 — известь, x_6 — кальцинированная сода, x_7 — метас, x_8 — УЩР.

Для раствора I:

$$A = \left[4,01 - \frac{0,23}{x_2 + 0,025} + \frac{0,06}{(x_2 + 0,025)^2} \right] \exp(0,476 - 1,124x_6)$$

с мерой идентичности 0,816;

$$B = (45,32 - 44,96x_3 + 61,7x_3^2) (1,15 - 0,027x_4 - 0,006x_4^2)$$

с мерой идентичности 0,962.

Тогда прочность структуры известкового раствора может быть представлена следующей моделью:

$$\theta_t = \left[8,02 - \frac{0,46}{x_2 + 0,025} + \frac{0,12}{(x_2 + 0,025)^2} \right] \exp(0,476 - 1,124x_6) \times \\ \times [1 - \exp(-0,0026t)] + (45,32 - 44,96x_3 + 61,7x_3^2) \times \\ \times (1,15 - 0,027x_4 - 0,006x_4^2) t.$$

Для раствора II:

$$A = (2,162 - 0,026x_1 + 0,000128x_1^2) (1,24 - 0,45x_4 + 0,068x_4^2)$$

с мерой идентичности 0,876;

$$B = (6,89 + 4,77x_4 - 1,18x_4^2) (1,08 + 5,6x_7 - 13,2x_7^2)$$

с мерой идентичности 0,878.

Прочность структуры акрилхромлигносульфонатного раствора может быть выражена следующей зависимостью от используемых химических реагентов и температуры:

$$\theta_t = 2(1,081 - 0,013x_1 + 0,000064x_1^2) (1,24 - 0,45x_4 + \\ + 0,068x_4^2) [1 - \exp(-0,0026t)] + (6,89 + 4,77x_4 - 1,18x_4^2) \times \\ \times (1,08 + 5,5x_7 - 13,2x_7^2) t.$$

Для раствора III:

$$A = 2(96,34 + 313,36x_2 - 2440,3x_2^2) \exp(-1,83 + 0,28x_8)$$

с мерой идентичности 0,848;

$$B = 0.$$

Прочность структуры соленасыщенного раствора

$$\theta_t = 2(96,34 + 313,36x_2 - 2440,3x_2^2) \exp(-1,83 + 0,28x_8) \times \\ \times [(1 - \exp(-0,0026t))].$$

Из полученных моделей прочности следует, что в соленасыщенном растворе с увеличением концентрации УЩР статическое напряжение сдвига возрастает, а с увеличением концентрации хроматов до 0,05 % СНС сначала повышается, затем уменьша-

ется. В известковом растворе увеличение концентрации хроматов до 0,05 % приводит к снижению СНС, повышение содержания извести снижает прочность структуры. Увеличение концентрации КМЦ до 0,25 % снижает СНС, а дальнейший ее рост приводит к повышению прочности структуры раствора.

В известковом растворе увеличение концентрации окзила снижает прочность структуры, а в акрилхромлигносульфонатном приводит к повышению СНС (при добавке до 2,5 %). В этом растворе увеличение концентрации метаса до 0,25 % упрочняет структуру системы, а рост температуры до 110 °С снижает СНС.

8.7. ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Для реализации разработанного методологического подхода при проектировании процесса промывки скважин (формирование гидравлической программы, выбор типа и рецептуры раствора, обладающего заданными свойствами) во ВНИИКРнефти решен комплекс взаимосвязанных задач [1, 2, 18]. В результате этого создан и продолжает совершенствоваться пакет прикладных программ, использование которых на первом этапе внедрения позволило решать задачу оптимизации процесса промывки за счет сведения к минимуму потерь давления в затрубном пространстве. Этот пакет вошел в первую очередь отраслевой системы автоматизированных проектных расчетов (САПР бурения).

В таблицах 8.10—8.12 приводятся результаты решения подобной задачи, исходной информацией для которой являются поинтервальные сведения о пластовом и поровом давлениях, проницаемости, плотности пород, давлении поглощения или гидравлического разрыва, геометрии буровой колонны, типах долот и забойного двигателя, проектных значениях механической скорости проходки.

Расчеты по созданной программе были выполнены для различных условий проводки скважин по большинству нефтегазовых регионов (объединения «Грознефть», «Татнефть», «Азнефть», «Укрнефть» и «Краснодарнефтегаз», «Главтюменнефтегаз» и др.). При этом установлена технологическая приемлемость решений на стадии проектирования.

Задача выбора типа и рецептуры бурового раствора была решена созданием методики РД 39-0147009-543—87, которая стала основой при разработке регламентов буровых растворов на весь интервал бурения. При этом была также решена и задача перевода при технологической необходимости одного типа раствора в другой.

Дальнейшее совершенствование эффективности процесса строительства скважин невозможно без внедрения автоматизи-

Показатели свойств бурового раствора, рассчитанные по программе «ФЕЯ»

Буровой раствор	Интервал бурения, м	Показатели бурового раствора					
		Плотность, г/см ³	Фильтроудерживающая способность, см ³ /30 мин	СНС, /ю, дПа	Толщина корки, мм	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа
Лигносульфонатный	0—100	1,24	8	15/27	3,0	15,0	16
	100—1000	1,24	8	7/13	3,0	15,0	8
	1100—2100	1,33	10	22/40	3,0	15,0	44
	2100—2150	1,35	10	22/39	3,0	15,0	34
	2150—2700	1,43	10	6/11	3,0	28,4	7
	2700—3000	1,43	12	6/11	2,0	15,0	13
Известковый	3000—3700	1,50	14	12/22	1,5	15,0	19
	3700—4090	1,50	14	27/48	1,5	15,0	35
	4090—4500	1,76	14	47/85	1,5	15,0	55
Гипсонизвестковый	4500—5000	1,54	14	18/33	1,5	15,0	25

Режим работы насосов типа У8-6М

Интервал бурения, м	Удельный расход, л/(с·см ²)	Удельная гидравлическая мощность, кВт/см ²	Диаметр насадки долота, мм	Скорость истечения струи из насадок долота, м/с	Наименьшая скорость восходящего потока, м/с	Режим работы буровых насосов		
						Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, МПа	Подана л/с
0—100	0,04	0,10	—	—	0,31	185	8,8	43,7
100—1100	0,02	0,01	—	—	0,31	160	13	30,0
1100—2100	0,02	0,01	—	—	0,21	160	13	30,0
2100—2150	0,02	0,01	—	—	0,21	160	13	30,0
2150—2700	0,04	0,05	—	—	0,38	150	15,1	27,2
2700—3000	0,07	0,09	—	—	0,76	140	17,8	23,1
3000—3700	0,08	0,15	—	—	0,90	150	15,1	27,2
3700—4090	0,10	0,64	15	80	1,21	140	17,8	23,1
4090—4550	0,08	0,78	10	80	1,40	140	17,8	23,1
4550—5000	0,13	0,54	—	—	1,01	130	19,9	19,3

Примечание. Для бурового насоса коэффициент наполнителя — 0,8, число двойных ходов в минуту — 66.

Таблица 8.12

Характеристики режима промывки скважин

Интервал бурения, м	Поддача, л/с	Давление на стояке, МПа	Потери давления в циркуляционной системе, МПа				
			Долото	Турбобур	Бурильная колонна	Кольцевое пространство	Обвязка
0—100	87,4	6,1	2,5	0	0,6	0	2,8
100—1100	30,0	8,3	0,3	6,7	0,9	0	0,3
1100—2100	30,0	9,9	0,3	7,1	1,9	0,1	0,3
2100—2150	30,0	10,0	0,3	7,2	1,9	0,1	0,3
2150—2700	54,3	11,0	1,1	0	8,5	0	1,2
2700—3000	46,2	8,6	1,2	0	6,2	0,1	0,9
3000—3700	54,3	14,6	1,8	0	11,2	0,3	1,3
3700—4090	46,2	17,2	6,4	0	9,0	0,8	0,9
4090—4550	23,1	15,8	9,5	0	2,8	3,0	0,2
4550—5000	19,3	19,0	4,3	0	13,4	1,1	0,1

рованных систем планирования производства и потребления материально-технических ресурсов. Имеющиеся в настоящее время нормы расхода отражают в основном фактический расход и не отвечают задаче повышения эффективности буровых растворов и технологии промывки скважин. Кроме того, при производстве самих материалов научно не обоснован расход сырья

Внедрение более эффективной по сравнению с традиционной, а тем более оптимизированной системы проектирования и управления технологическим процессом промывки скважин требует системного подхода в решении вопросов нормирования.

Подсистема проектирования при выборе рецептур обработки буровых растворов должна обращаться к подсистеме нормирования материалов и химических реагентов для расчета их потребности и стоимости процесса промывки.

Создание информационного массива рецептур бурового раствора послужило основой для разработки во ВНИИКРнефти РД 39-3-483—80 — Методических указаний по нормированию расхода материалов для буровых растворов (с применением ЭВМ).

Технологическая карта управления процессом поддержания свойств бурового раствора

Глубина, м	Объем циркулирующего раствора, м³	Содержание породы в растворе, %	Объем удаляемого загрязненного раствора, м³	Компонент бурового раствора, т			
				Вода	Барит	Известь	ССБ
1734	113,5	5,2	14,6	9,05	26,12	0,57	0,97
1769	115,2	4,6	14,8	9,19	26,50	0,58	0,99
1804	116,9	4,1	15,0	9,32	26,90	0,58	1,00
1840	118,6	3,7	15,2	9,46	27,29	0,59	1,02
1875	120,4	3,3	15,5	9,60	27,69	0,60	1,03
1914	122,1	3,0	15,7	9,74	28,10	0,61	1,05
1958	123,9	2,8	15,9	9,89	28,52	0,62	1,06
1990	125,8	2,6	16,2	10,03	28,95	0,63	1,08
2029	127,6	2,5	16,4	10,18	29,37	0,64	1,09
2068	129,5	2,3	16,7	10,33	29,81	0,65	1,11
2108	131,4	2,2	16,9	10,48	30,23	0,66	1,12
2149	133,4	2,2	17,1	10,63	30,66	0,67	1,14
2199	135,3	2,1	17,4	10,78	31,11	0,68	1,16
2231	137,3	2,0	17,7	10,95	31,60	0,69	1,18
2274	139,3	2,0	17,9	11,11	32,05	0,70	1,19
2317	141,4	1,9	18,2	11,28	32,53	0,71	1,21
2364	143,5	1,9	18,4	11,44	33,01	0,72	1,23
2465	145,6	1,9	18,7	11,64	33,49	0,73	1,25
2449	147,8	1,9	19,0	11,78	33,98	0,74	1,26
2395	149,9	1,9	19,3	11,96	34,49	0,75	1,28
2541	152,1	1,8	19,6	12,13	35,00	0,76	1,30
2588	154,4	1,8	19,8	12,31	35,51	0,77	1,32
2600	155,0	1,8	5,9	3,54	10,23	0,22	0,38
Итого				318,8	683,16	14,86	25,41
				236,80			63,53

В основу этих указаний положены расчетно-аналитические методы, учитывающие конструкцию скважин, режимы технологических процессов промывки, а также технологические потери на очистных устройствах, при фильтрации бурового раствора в пласт и на коркообразование. При этом использованы все применяемые для промывки скважин материалы (основа раствора) и химические реагенты (понижители вязкости, фильтрации и специальные добавки). Методические указания включают алгоритмы расчета норм расхода, потребность в материалах и химических реагентах для разбуривания конкретного интервала с использованием заданной рецептуры бурового раствора, а также по скважине, месторождению, УБР, объединению. Возможность дальнейшего совершенствования типов и рецептур буровых растворов учтена при составлении этих указаний.

Полученные проектные решения должны быть реализованы при управлении процессом промывки. На этом этапе оптимизации наиболее важно поддержание на требуемом уровне показателей бурового раствора по мере углубления скважины. Решение этой задачи должно предусматривать определение моментов проведения химической обработки буровых растворов, количества вводимых реагентов и объемов подлежащего удалению загрязненного бурового раствора.

С этой целью во ВНИИКРнефти была разработана программа расчета на ЭВМ карт управления процессом поддержания на требуемом уровне показателей бурового раствора и составлена математическая модель изменения количества компонентов бурового раствора на основании материального баланса. В этой модели учитываются активность разбуриваемой породы по отношению к компонентам, потери раствора в стволе и очистных устройствах и т. п. Созданная программа для ЭВМ позволяет, используя исходную информацию о геометрии ствола и бурильного инструмента, объемных концентрациях веществ в исходном растворе, степени очистки, допустимой концентрации инертной твердой фазы, потерь бурового раствора на 1 м проходки, плотности разбуриваемых пород и активности их по отношению к компонентам раствора, а также справочные сведения о материалах и их стоимости, определить моменты проведения химической обработки растворов, суммарный расход материалов и объемы подлежащего удалению загрязненного бурового раствора. Образец технологической карты управления процессом поддержания свойств бурового раствора приведен в табл. 8.13.

Комплексное использование этих методик и программ для оптимизации процесса промывки скважин должно стать основным резервом повышения эффективности строительства скважин и базой для создания АСУ бурения в отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аветисов А. Г., Рябченко В. И. Оптимизация процесса промывки скважин. — НТС Бурение, 1981, № 5, с. 12—16.
2. Аветисов А. Г., Рябченко В. И., Сукуренов Е. И. Этапы оптимальной технологии промывки скважин. — В кн.: Выбор оптимальной технологии промывки скважин. — 1981, с. 3—7. (Тр. ВНИИКРнефть, вып. 20).
3. Аветисян Н. Г. Предупреждение нарушений устойчивости горных пород под действием осмотического массопереноса. — М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
4. Аветисян Н. Г., Шеметов В. Ю. Предупреждение нарушения устойчивости горных пород под действием осмотического массопереноса. — М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
5. Агабальянц Э. Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения. — М.: Недра, 1982.
6. Булатов А. И., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Том 1. — М.: Недра, 1985. Том 2. — М.: Недра, 1985.
7. Булатов А. И., Пеньков А. И., Проселков Ю. М. Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 1984.
8. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Рябченко В. И. Технология промывки скважин. — М.: Недра, 1981.
9. Буровой раствор с повышенными ингибирующими свойствами для бурения в глинистых отложениях / С. А. Гарьян, Б. Ф. Егоренко, В. М. Лимановский и др. — В кн.: Растворы и технологические требования к их свойствам. — 1986, с. 141—145. (Тр. ВНИИКРнефть).
10. Городнов В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. — М.: Недра, 1977.
11. Грей Д. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). — М.: Недра, 1985.
12. Демиков В. И., Пальчиков В. В., Рябченко В. И. Метрологические характеристики отечественных и зарубежных технических средств контроля за показателями свойств буровых растворов. — М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
13. Маковей Н. Гидравлика бурения / Пер. с рум. — М.: Недра, 1986.
14. Межлумов А. О. Основные направления повышения эффективности работы буровых долот за рубежом. — М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
15. Мирзаджанзаде А. Х., Караев А. К., Мовсумов А. А. Гидравлические особенности проводки скважин в сложных условиях. — М.: ВНИИЭНГ, 1971.
16. Михеев Б. Л. Технологические свойства буровых растворов. — М.: Недра, 1979.
17. Определение рецептур гуматного раствора по заданным показателям и паспортным данным / М. М. Ахмадуллин, Д. Х. Динмухаметов, В. Н. Кошелев, Л. П. Тихомирова. — В кн.: Растворы и технология промывки скважин. — 1984, с. 48—52. (Тр. ВНИИКРнефть).
18. Оптимизация процессов промывки и цементирования скважин / А. Г. Аветисов, В. И. Бондарев, А. И. Булатов и др. — М.: Недра, 1980.
19. Пеньков А. И., Пенжоян А. А. Новый показатель оценки взаимодействия бурового раствора с глинистыми породами на стенках скважин. — В кн.: Промывка скважин. — 1983, с. 12—16. (Тр. ВНИИКРнефть).
20. Пеньков А. И., Шишов В. А., Федосов Р. И. О требованиях к безглинистым растворам и растворам с низким содержанием твердой фазы. — В кн.: Промывка скважин. — 1980, вып. 20, с. 160—164. (Тр. ВНИИКРнефть).
21. Результаты применения недиспергирующих буровых растворов на основе акриловых полимеров / А. И. Пеньков, В. И. Рябченко, Б. А. Растегаев, Е. Ф. Филиппов. — Нефтяное хозяйство, 1988, № 11, с. 8—10.

22. Рябченко В. И., Габузов Г. Г., Кушнарченко Н. А. Совершенствование очистки ствола скважины от выбуренной породы. — В кн.: Новые материалы для буровых растворов. — 1985, с. 90—96. (Тр. ВНИИКРнефть).
23. Тарасюк В. Т., Липкес М. И., Кириченко В. В. Мгновенная фильтрация полимербentonитовых буровых растворов с низким содержанием твердой фазы в пористых средах. — Нефтяное хозяйство, 1989, № 1, с. 10—13.
24. Фосфоновые комплексоны — эффективные регуляторы структурно-механических свойств буровых растворов / С. А. Гарьян, В. М. Лимановский, Н. А. Масюкова, А. И. Матвиевский. — В кн.: Техника и технология промывки скважин. — 1982, с. 19—21. (Тр. ВНИИКРнефть).
25. Шерстнев Н. М., Расизаде Я. М., Ширинзаде С. А. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. — М.: Недра, 1979.
26. Walker B. E. Operating window outlines drilling mud optimization limits. — Oil and Gas. J., 1976, vol. 74, № 32, p. 59—62.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
Глава 1. Влияние качества буровых растворов и режима промывки скважин на эффективность технологии бурения	6
1.1. Буровой раствор в технологическом процессе бурения скважин	6
1.2. Буровой раствор — определяющий фактор процесса бурения	9
1.3. Условия эксплуатации буровых растворов в скважине	20
1.4. Буровой раствор как объект управления	22
Глава 2. Структурообразование и деформация буровых растворов	26
2.1. Основы физико-химической механики буровых растворов	26
2.2. Обобщенное описание структурно-реологических свойств тиксотропных буровых растворов	41
2.3. Влияние особенностей тиксотропного структурообразования на гидравлические характеристики потока буровых растворов	54
2.4. Методы оценки физико-химического состояния буровых растворов	57
Глава 3. Аппаратура и методы измерения структурно-механических свойств буровых растворов	64
3.1. Принципы реометрии буровых растворов	64
3.2. Приборы для измерения структурно-механических свойств буровых растворов	77
3.3. Методы измерения структурно-механических свойств буровых растворов	80
3.4. Исследование структурно-механических свойств буровых растворов при изменении температуры	86
Глава 4. Фильтрация буровых растворов	90
4.1. Явления фильтрации в скважинах	90
4.2. Аппаратура и методы анализа фильтрации буровых растворов	97
4.3. Осмотические перетоки через фильтрационные корки	102
4.4. Влияние фильтрации и осмоса на устойчивость стенок скважины	109
Глава 5. Выбор показателей свойств и режимов течения буровых растворов	115
5.1. Методический подход к выбору показателей свойств бурового раствора и гидравлических характеристик процесса промывки	115
5.2. Гидравлическая программа промывки скважин	120
5.3. Численный эксперимент как метод исследования влияния различных факторов на свойства буровых растворов	130
5.4. Допустимые технологические показатели буровых растворов для характерных условий бурения	133
Глава 6. Закономерности изменения структурно-реологических и фильтрационных свойств буровых растворов	138
6.1. Коллоидно-химические свойства дисперсных фаз буровых растворов	138
6.2. Минерализация дисперсионной среды суспензий глин	151
6.3. Особенности структурообразования минерализованных дисперсий глин в гидротермальных условиях	154
6.4. Химические реагенты для регулирования структурно-механических и фильтрационных свойств буровых растворов	159
6.5. Влияние нагрева на свойства буровых растворов	166

Глава 7. Выбор типа бурового раствора	
7.1. Проблемы совершенствования буровых растворов и их классификации	174
7.2. Классификация буровых растворов	177
7.3. Выбор типа бурового раствора для различных условий бурения	190
7.4. Разработка и совершенствование буровых растворов для различных условий бурения	191
Глава 8. Выбор рецептуры и управление свойствами буровых растворов	205
8.1. Принципы выбора рецептуры с заданными свойствами	205
8.2. Метод планирования эксперимента и регрессионного анализа для определения рецептуры бурового раствора	206
8.3. Использование функции желательности при определении рецептуры раствора и его сложных компонентов	210
8.4. Определение рецептурного состава бурового раствора с использованием метода дискриминантных функций	215
8.5. Определение рецептурного состава бурового раствора по его паспорту	216
8.6. Методика сопоставления буровых растворов на основе их моделей	219
8.7. Практический опыт и перспективы оптимизации промывки скважин	221
Список литературы	227

Рябченко В. И.

Р 98 Управление свойствами буровых растворов. — М.: Недра, 1990. — 230 с.: ил.

ISBN 5-247-01239-9

Показано влияние качества бурового раствора и режима промывки скважины на эффективность бурения. Рассмотрены структурно-реологические и фильтрационные свойства растворов, закономерности их изменения, аппаратура и методы измерения параметров растворов. Описан выбор типа и режима течения буровых растворов, а также их оптимальной рецептуры для различных конкретных условий бурения.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий, занимающихся составлением рецептур и использованием буровых растворов.

Р 2503010300-204 275-90
043(01)-90

ББК 33.131

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

Рябченко Владимир Иванович

УПРАВЛЕНИЕ СВОЙСТВАМИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Заведующий редакцией *Л. Н. Аважанская*

Редактор издательства *А. И. Ровинская*

Обложка художника *Б. К. Силаева*

Художественный редактор *В. В. Шутько*

Технический редактор *М. Л. Новикова*

Корректор *М. В. Дроздова*

ИБ № 7937

Сдано в набор 21.03.90

Подписано в печать 24.09.90

Формат 60×90^{1/16}. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура Литературная. Печать в
кая. Усл. печ. л. 14,5. Усл. кр.-отт. 14,75. Уч.-изд. л. 15,48. Тираж 4650

Заказ № 1402/2045-4

Цена 75 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра».
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Московская типография № 8 РППО «Союзбланкоиздат»
Государственного комитета СССР по печати,
107078, Москва, Каланчевский туп., 3/5

