

Цена 25 коп.

Министерство высшего и среднего специального образования
СССР

МОСКОВСКИЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ
НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
им. И. М. ГУБКИНА

Б. С. ФИЛАТОВ, О. К. АНГЕЛОПУЛО

**ПРОМЫВКА СКВАЖИН И
ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ**

Москва — 1977

Министерство высшего и среднего специального образования
СССР

МОСКОВСКИЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ
НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
им. И. М. ГУБКИНА

Кафедра технологии и исследования буровых процессов

Б. С. ФИЛАТОВ, О. К. АНГЕЛОПУЛО

*Утверждено Советом инсти-
тута в качестве учебного посо-
бия*

ПРОМЫВКА СКВАЖИН И ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ СТУДЕНТОВ СПЕЦИАЛЬНОСТИ 0211
«БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

Москва — 1977

ВВЕДЕНИЕ

Данный курс входит в число основных профилирующих курсов при подготовке инженеров специальности 0211 «Бурение нефтяных и газовых скважин». Он читается в VII семестре одновременно с курсом «Технология бурения глубоких скважин» и является основой для изучения курса «Заканчивание скважин» (VIII семестр). Обучение студентов осуществляется в соответствии с программой УМУ-Т-2/107.

Основного учебника по данному курсу нет, поэтому для подготовки к экзаменам необходимо проработать настоящее пособие и упомянутые в нем разделы книг [1, 2, 3, 4]. Раздел «Основные свойства промывочных жидкостей и их измерение» данного курса издан отдельно [15] с целью облегчения подготовки к лабораторным работам. Для углубленного изучения материала указана дополнительная литература.

Назначение промывки и продувки скважин, а также требования, предъявляемые к циркуляционному агенту, достаточно полно изложены во всех учебниках и учебных пособиях по бурению нефтяных и газовых скважин и монографиях по буровым растворам. Целесообразно придерживаться следующей классификации циркуляционных агентов по составу дисперсионной среды и дисперсной фазы с учетом особенностей их эксплуатации:

1. Вода техническая и истинные растворы минеральных солей.
2. Необработанные глинистые растворы.
3. Химически обработанные глинистые растворы (в том числе эмульсии типа «масло в воде»).
4. Естественные суспензии из неглинистых пород, обработанные химреагентами.
5. Безглинистые промывочные жидкости на водной основе, структурированные полимерами или микрокристаллами неорганических веществ.
6. Жидкости на нефтяной основе и эмульсии типа «вода в масле».
7. Воздух, газ и аэрированные жидкости.

РАЗДЕЛ I. РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Этот раздел является одним из наиболее важных в курсе.

Задачи специалиста в области промывочных растворов заключаются в том, чтобы, во-первых, вместе с геологами, геофизиками и технологами по бурению разработать так называемую программу обработки промывочного раствора, т. е. заранее определить конкретные требования, предъявляемые к параметрам этого раствора при бурении в каждом интервале, и, во-вторых, наметить способы реализации этой программы, т. е. подобрать рациональные типы растворов и рецептуры их обработки, обеспечивающие получение необходимых параметров.

ГЛАВА I. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ В СЛОЖНОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЗРЕЗЕ

При решении первой задачи анализируют материалы по ранее пробуренным скважинам в данном и сходном с ним разрезах и, руководствуясь рядом изложенных ниже общих правил и положений, вытекающих из теории или установленных опытом, определяют значения отдельных параметров промывочной жидкости для различных интервалов ствола скважины таким образом, чтобы предотвратить возможность осложнений в процессе бурения. Наибольшее значение имеет контроль плотности, водоотдачи, СНС и pH. Кроме того, свойства глинистого раствора во время бурения изменяются под воздействием ряда факторов, в первую очередь: минерализации его жидкой фазы, обогащения твердой фазой, температуры.

Последствия от попадания в жидкую фазу раствора солей и разбураемых пород описаны в разделе на стр. 36.

Переход во взвешенное состояние выбуренной и осыпающейся со стенок скважины породы приводит к загустеванию раствора, ухудшению его очистки от крупных частиц породы и газа, возникновению затяжек и прихватов инструмента. При этом повышается плотность и вязкость промывочной жидкости, растет давление на насосах и значительно ухудшаются показатели работы долот.

Действие на промывочные жидкости высоких забойных температур описано на стр. 25.

Для получения требуемых значений параметров глинистого раствора и поддержания этих значений в него добавляются химические реагенты, глина, утяжелители, наполнители, вода и т. д. Это называется химической обработкой и утяжелением растворов. Различают первичную обработку и вторичные обработки (дообработки).

§ 1. Плотность

При выборе плотности промывочного раствора уточняют расположение зон поглощений и нефтегазопроявлений и величину пластовых давлений в этих зонах, а также величину предельных давлений в стволе скважины, при которых происходит гидравлический разрыв пород в различных горизонтах, расширение уже имевшихся ранее или возникновение новых трещин в окрестности скважины и возникновение ухода промывочной жидкости. При наличии гидрохимических отложений (водорастворимых солей) необходимо собрать данные о глубинах залегания этих пород, их составе и величине давления в скважине, которое предотвращает их текучесть.

Все данные о минимальных и максимальных допустимых давлениях в стволе скважины на различных глубинах удобно выражать в виде градиентов давления, т. е. в кг/см^2 на 1 м глубины, представлять их графически. Исходя из этих данных, подбирают плотность промывочной жидкости для каждого интервала ствола скважины. Обычно для предотвращения поступления в скважину газа, нефти или воды из пласта с пластовым давлением P (кг/см^2), кровля которого залегает на глубине H (м), плотность промывочной жидкости выбирают по формуле

$$\gamma = \frac{10P_{\text{пл}}}{H} + K [\text{г/см}^3],$$

где $K=0,10-0,15 \text{ г/см}^3$ — это величина, обеспечивающая безопасность работы при подъеме инструмента и в других случаях, когда давление в скважине становится ниже гидростатического давления столба жидкости.

При выборе плотности следует помнить, что повышать плотность надо только в необходимых случаях, так как при этом всегда сильно ухудшается работа долот.

§ 2. Водоотдача и свойства фильтрационных корок

При обосновании величин водоотдачи и толщины фильтрационной корки необходимо выделить в разрезе горизонты, сложенные проницаемыми породами, и интервалы залегания пород, дающих осыпи и обвалы, приводящие к затяжкам и посадкам бурильного инструмента.

Если осложнения в виде затяжек и посадок бурильного инструмента приурочены к интервалам залегания пористых и проницаемых пород, то для их предупреждения необходимо уменьшить толщину или изменить физико-химические свойства фильтрационной корки. Толщину корки можно уменьшить в основном двумя способами: снижением водоотдачи раствора или уменьшением концентрации в растворе твердой фазы. Для изменения физико-химических свойств корок (липкость, напряжение сдвига, послойное распределение твердых частиц и др.) необходимо вводить в раствор не только реагенты-понижители водоотдачи, но и добавлять присадки, содержащие в своем составе поверхностно-активные вещества и нефтепродукты.

Если осложнения приурочены к интервалам залегания глинисто-аргиллитовых отложений, то для их предупреждения или ликвидации снижения водоотдачи промывочного раствора может быть далеко недостаточно. Совершенно необходимо, чтобы в фильтрате раствора присутствовали в достаточном количестве так называемые ингибирующие вещества-электролиты, уменьшающие набухание и размокание пород или поверхностно-активные вещества, образующие на поверхности породы малопроницаемую гидрофобную пленку. В ряде случаев для борьбы с осыпями и обвалами необходимо, помимо ввода ингибирующих веществ, повышать общую минерализацию промывочного раствора с целью уменьшения скорости осмотического всасывания воды в глинистые породы, содержащие высокоминерализованную поровую воду.

Особое внимание уделяется водоотдаче и составу фильтрата глинистого раствора при вскрытии продуктивных горизонтов.

Этот вопрос подробно изложен в работах [1, 2].

§ 3. Реологические показатели

Реологические показатели промывочных растворов обычно регулируют с учетом предупреждения или ликвидации осложнений в скважинах. При высоких значениях вязкости, предельных статического и динамического напряжений сдвига возможно резкое повышение гидродинамического давления при спуско-подъемных операциях, приводящее к гидроразрывам пласта, поглощениям бурового раствора или проявлениям флюидов. Замечено также, что реологические свойства буровых растворов оказывают существенное влияние на успешность мероприятий по предупреждению и борьбе с осыпями и обвалами глинистых пород. Так, повышение реологических показателей может уменьшить интенсивность кавернообразований за счет более спокойного движения раствора на границе с породой и уменьшения размывающего эффекта. В ряде случаев интенсивность осыпей пород и кавернообразования не удается уменьшить путем загущения бурового раствора, но затяжки и посадки инструмента прекращаются, так как повышается

удерживающая способность раствора, более равномерно распределяются продукты обвала в объеме раствора и пробки в стволе скважины практически отсутствуют.

В то же время повышение реологических показателей ухудшает работу турбобура, долота, условия очистки промывочной жидкости от шлама, вызывает рост давления на насосах. Поэтому нужно стремиться к получению минимально возможных реологических показателей.

§ 4. Величина щелочности (рН)

При эксплуатации промывочного раствора особое внимание следует уделять регулированию параметра его щелочности, т. е. рН. Хорошо известно, что от рН зависит эффективность действия различных органических реагентов, особенно при высоких температурах, а также устойчивость ствола скважины в интервалах залегания глинисто-аргиллитовых пород.

Для повышения рН пресных и слабоминерализованных растворов можно применять такие реагенты, как кальцинированную соду Na_2CO_3 , каустическую соду NaOH , жидкое стекло Na_2SiO_3 , известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$ или CaO , а в случае применения растворов с высокой концентрацией ионов кальция (например, хлоркальциевые глинистые растворы, см. стр. 41) следует применять только известь.

В большинстве случаев рН повышается за счет добавок не индивидуальных щелочных реагентов, перечисленных выше, а при обработке раствора органическими реагентами, которые растворяются только в щелочной среде (УЩР, гипан, щелочные растворы крахмала, нитролигнина и т. п.).

Для понижения рН, как правило, никаких специальных (кислых) реагентов не применяют, т. к. щелочность раствора в процессе бурения самопроизвольно уменьшается за счет адсорбции ионов OH^- на выбуриваемой породе и за счет физико-химических процессов, происходящих в растворе под действием температуры и давления. Но в случае необходимости экстренного снижения рН раствора можно применять реагент-оксил, который обычно выполняет функции понизителя вязкости и в товарном виде имеет $\text{pH} = 3-4$.

Как правило, рН в подавляющем большинстве рецептов промывочных растворов должен быть выше 7—7,5. При более высоких рН (свыше 8,5—9) происходит интенсивное набухание и диспергирование глин, не только входящих в состав промывочного раствора, но и на стенках скважины, что вызывает осыпи и обвалы. Поэтому при работе с органическими реагентами, требующими поддержания повышенных значений рН (УЩР, нитролигнин, щелочной крахмальный реагент, гипан и т. п.), в раствор необходимо вводить ингибирующие добавки. Наиболее целесообразно использовать для этих целей жидкое стекло.

После того, как величины основных параметров раствора опре-

делены, выбирают типы промывочных жидкостей и виды химической обработки для каждого интервала, а затем уточняют дозировку различных химических реагентов и других добавок с помощью лабораторных анализов.

Основные вопросы находят отражение в геолого-техническом наряде (ГТН).

Важнейшую роль при решении этой задачи играет квалификация инженерно-технических работников, их эрудиция и знакомство со всем ассортиментом реагентов для обработки глинистых растворов и особенностями их действия в различных условиях, как в отдельности, так и в различных комбинациях.

ГЛАВА II. ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ

§ 1. Классификация и основная характеристика реагентов

Реагенты для обработки промывочных растворов на водной основе целесообразно классифицировать по следующим группам:

- неорганические (простые) электролиты,
- защитные полукolloиды и лиофильные полимеры, называемые для краткости «защитными коллоидами»,
- синтетические поверхностно-активные вещества (ПАВ).

В научно-технической литературе можно встретиться с подразделением реагентов на понизители водоотдачи и понизители вязкости.

Следует учитывать, что многие реагенты оказывают на промывочные растворы комплексное действие, и в зависимости от состава и концентрации твердой фазы, минерализации раствора, температуры и других факторов один и тот же реагент может действовать как понизитель водоотдачи и загущать раствор (например, КМЦ или гипан в пресных глинистых растворах), как понизитель водоотдачи и понизитель вязкости (КМЦ в минерализованных растворах и гипан в минерализованных растворах, но при низкой концентрации твердой фазы). Кроме того, при использовании минерализованных растворов, обработанных большим количеством защитных полимеров и имеющих низкую водоотдачу, достаточно сложную проблему представляет не понижение, а повышение вязкости и прочности коагуляционной структуры. В этих случаях подбираются специальные рецептуры с использованием реагентов, повышающих реологические параметры раствора. Иными словами, в данном случае полезным свойством реагента является его способность не понижать, а повышать вязкость раствора.

Поэтому в настоящее время терминами «понизитель водоотдачи» и «понизитель вязкости» следует характеризовать не определенные виды реагентов, а способность данного реагента оказывать преимущественное влияние на свойства данного промывочного раствора. К реагентам, оказывающим преимущественное влияние

на реологические показатели и практически не влияющим на водоотдачу, в большей степени применим термин не «понизители», а «регуляторы вязкости».

Реагенты лучше изучать в следующем порядке: сырье, способ получения реагентов (виды химических преобразований сырья), внешний вид, растворимость, способ введения в глинистый раствор (сухой, растворенный), влияние реагентов на пресные и минерализованные растворы, примерные концентрации реагентов для растворов различной минерализации (способ выражения концентрации), термостойкость реагентов, наиболее эффективные сочетания с другими реагентами.

Изучая влияние электролитов на глинистые растворы, полезно вспомнить классические представления о коагуляции и стабилизации дисперсных систем и о катионном обмене. Попадание электролитов в раствор можно считать осложнением только в случаях применения необработанных растворов или растворов, стабилизированных несолестойким реагентом, как, например, УЩР. Присутствие электролитов, особенно содержащих катионы Ca^{++} , Mg^{++} , Ba^{++} , Al^{3+} и т. п. является в ряде случаев совершенно необходимым, хотя и требует применения солестойких защитных реагентов. Электролиты оказывают ингибирующее действие на глины в растворах и на стенках скважины (уменьшают набухание, диспергирование), повышая глиноемкость раствора и уменьшая осложнения, связанные с осыпями и обвалами пород. Виды реагентов I группы и их действие на глинистые растворы следует изучить по [1, 2, 3, 4, 7].

Основное внимание в данной теме следует уделить изучению характеристик важнейших защитных коллоидов, которые в свою очередь подразделяются по химическому составу на следующие типы:

1. Гуматные реагенты (УЩР, ТЩР, нитрогуматный и др.).
2. Лигносульфонаты (ССБ, КССБ, ФХЛС, окзил и др.).
3. Полисахариды (крахмал, декстрин).
4. Производные целлюлозы (КМЦ-350, КМЦ-500, КМЦ-600, СЭЦ).
5. Полимерные вещества (гипан, К-4, метас и др.).
6. Прочие (синтаны, ПФЛХ-1 и др.).

Основные сведения о важнейших реагентах даны в табл. 1—6.

Необходимо обратить внимание на изучение реагентов III группы (ПАВ) и правильный подход к их выбору для обработки растворов с целью придания им термостойкости, смазочной способности, уменьшения набухания глин, регулирования реологических показателей растворов, а также в качестве ингибиторов коррозии, ингибиторов окислительного распада защитных коллоидов при высоких температурах (термоокислительная деструкция) и профилактической добавки для предупреждения прихватов инструмента. Характеристика некоторых ПАВ дается в табл. 7 и 8.

Краткая характеристика важнейших электролитов для

Марка или название	Товарный вид реagenta	Содержание активного вещества в товарном про- дукте, % вес	Примерная рабочая кон- центрация активного ве- щества в промывочной жидкости или реагенте, кг/м³	Основное воздейст- вие на обрабаты- ваемые глины
				„Пресные“ (до 5% солей одновалентных металлов)
Каусти- ческая сода (ед- кий натр)	Сильно гигроскопи- ческая кристаллическая масса плотностью 2,13 г/см³, поставляемая в запаянных стальных бара- банах, или водный рас- твор различной плотности в стальных бочках	—	—	—
Кальци- нирован- ная сода (углекис- лый натр)	Белый или серый порошок плотностью 2,5 г/см³, трудно раство- римый в холодной воде	Прока- ленная 98%. Природ- ная 1 сорт 80% 2 сорт 79%	До 20	При малых концен- трациях разжижение и некоторое сниже- ние водоотдачи, при увеличении концен- трации резкое загу- щение и в дальней- шем коагуляция гли- ны в растворе
Жидкое стекло	Раствор в воде плот- ностью 1,32—1,5 г/см³ или стекловидная масса (силикат-глыба)	От 30 до 50	В малоси- ликатных растворах от 20 до 50	Повышение струк- турно-механических свойств и водоотда- чи
Гексаме- тафосфат натрия (ГМФН) и другие фосфаты	Стекловидная масса плотностью 2,5 г/см³	До 100	До 20—30	Аналогично каль- цинированной соде, но разжижение более сильное
Известь	Негашеная — твердое вещество, гашеная — белый порошок («пушон- ка»), плохо растворимый в воде	До 100	В „извест- ковых“ рас- творах 3—5	Резкое повышение структурно-механи- ческих свойств и водоотдачи

Таблица 1

химической обработки глинистых растворов

вие на не- стые растворы	Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
„Соленые“ (более 5% солей)	Как самостоятельный ре- агент не применяется, но широко используется как добавка для повышения рН при применении многих реагентов (бурый уголь, ССБ, крахмал, нитроглин и др.)	Дороговизна, де- фицитность, опас- ность в обращении (ожоги кожи, разъ- едание одежды)	В виде водных рас- творов кон- центрацией до 10%
Переводит ионы двухва- лентных метал- лов (Са и др.) в нерастворимое состояние. В растворах со- лей одновалент- ных металлов не эффективна	Широко применяется для улучшения диспергиро- вания глин, снижает вязкость и СНС глинистого раство- ра при разбуhrивании пе- мента, гипса или при прито- ках вод с содержанием ионов кальция и т. д.	При повышенной концентрации резко возрастают структур- но-механические свой- ства глинистых рас- творов	То же или в виде по- рошка
Аналогично кальциниро- ванной соде	Для приготовления специ- альных растворов, малоси- ликатных, повышающих ус- тойчивость стенок скважины в глинистых породах, и для осаждения катионов Са, Mg и др.	Узкая область применения. Опас- ность в обращении	В виде водных растворов
Аналогично кальциниро- ванной соде	Сравнительно редко при- меняется для тех же целей, что и кальцинированная со- да	То же, что и каль- цинированная сода. Кратковременность разжижающего дей- ствия	То же
Стабилизация путем поддер- жания состоя- ния регулируе- мой коагуля- ции в „извест- ковых“ раство- рах“	Широко применяется для приготовления известковых глинистых растворов, а так- же для резкого повышения структурно - механических свойств глинистых растворов при ликвидации поглощений и для повышения рН ВКР и гипсовых растворов.	При гашении воз- можны ожоги	В виде водных сус- пензий „из- вестковое молоко“ с концентра- цией извес- ти 70—100 кг/м³

Марка или название	Товарный вид реагента	Содержание активного вещества в товарном продукте, % вес	Примерная рабочая концентрация активного вещества в промывочной жидкости или реагенте, кг/м³	Основное воздействие на необработанные глины	
				„Пресные“ (до 5% солей одновалентных металлов)	
1	2	3	4	5	
Хлористый кальций (хлорная известь)	Гигроскопичный порошок, или аморфная масса в стальных барабанах, или водный раствор плотностью 1,26—1,28 г/см³	28—30 (в водном растворе)	В хлоркальциевых растворах 5—15	Коагуляция раствора	
Гипс	Порошок сероватого цвета, плохо растворимый в воде (1,7—2%)	До 100	От 3 до 20 при первичной обработке, 1—2 при последующих	Повышение структурно-механических свойств и водоотдачи	
Поваренная соль	Порошок, кристаллическая сыпучая масса	До 100	Применяются концентрации от 0 до полного насыщения	Повышение структурно-механических свойств и водоотдачи	

Содержание на необработанные растворы	Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
„Соленые“ (более 5% солей)			
6	7	8	9
Аналогично извести для „хлоркальциевых растворов“	Используется как источник ионов кальция при приготовлении хлоркальциевых растворов	Опасность в обращении	В виде водных растворов
Аналогично извести для „гипсовых растворов“	Как самостоятельный реагент не применяется, но используется как источник ионов кальция при приготовлении гипсовых растворов		Растворением разбуренной породы (гипса и ангидрита) или в виде порошка
Эффект действия незначителен	Применяется в основном для насыщения промывочной жидкости перед вскрытием соленосных пород во избежание образования каверн и для понижения температуры замерзания промывочной жидкости при бурении в мерзлых породах	1. Вследствие зависимости растворимости от температуры насыщения солью на поверхности не предохраняет полностью от растворения соли на больших глубинах 2. Концентрированные растворы расплавляют лед и вызывают разрушение льдистых пород	Так же, как и гипс

Сведения о химических реагентах на основе гуминовых кислот

Название реагента	Исходные компоненты для получения реагентов	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку	Способ ввода реагента в глинистый раствор
1	2	3	4	5	6
Углекислотный реагент (УЩР)	Бурый уголь, NaOH	Экстрагирование гуматов натрия (диффузия ионов OH ⁻ внутрь мицелл гуминовой кислоты, ее пептизация, ионный обмен. Соотношение бурого угля и NaOH (10—15): (1—3). В зависимости от количества воды, в которой растворен NaOH, продукт получается в жидком, пасто- и порошкообразном состояниях	От жидкого до порошкообразного	Пресный (до 5% NaCl)	7
Торфокислотный реагент (ТЩР)	Торф, NaOH	Измельчение торфа до порошкообразного состояния, обезбитумирование беззолом и гидролиз 2—6%-ной HCl при кипячении на водной бане. Затем порошок торфа смачивается 40—45%-ным раствором NaOH при соотношении торфа и раствора 10:2 и сушится при 150—160° во избежание слеживания	Аналогично	УЩР	В виде раствора

Продолжение 1 табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
Нитрогуматный реагент (НГР)	Бурый уголь HNO ₃ , NaOH	Нитрование бурого угля по технологии, подобной получению нитролизина, и нейтрализация NaOH. Расход NaOH — около 40% от веса продукта. Придание продукту способности растворяться в воде	Твердое вещество	Снижает вязкость и водоотдачу (1—2%)	В виде раствора	
Сульфированный нитрогуматный реагент (СНГР)	Бурый уголь, 8%-ная кислота HNO ₃ , бисульфит натрия (36%-ный), NaOH	Окисление и нитрование бурого угля HNO ₃ при 50—60°C в течение 4 час. Соотношение твердой и жидкой фазы 1:5. Затем обработка бисульфитом в присутствии щелочи (3 час) при 92—95°C	Твердое вещество	Снижает вязкость и СНС более эффективно, чем УЩР	В растворенном или сухом виде	

Сведения о лигносульфонатных реагентах.

Название реагента	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				«пресный» (до 3—5% NaCl)	соленый (выше 5% NaCl)	
1	2	3	4	5	6	7
Сульфит-спиртовая барда (ССБ)	Сульфитный щелок (много-тоннажный отход целлюлозно-бумажной промышленности)	Ображивание сахаров, отгонка спиртов, $pH=5,6-5,7$. Брутто формула $C_{26}H_{30}O_{12}S$	Густая темная жидкость с кислотным запахом (марка КБЖ), аморфная твердая масса (КБТ) или порошок (КБП) КБЖ — 50% КБТ — 76% КБП — 87%	Снижает вязкость и водоотдачу при до-5%	Снижает водоотдачу (20—30%)	В водном растворе
Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ-1)	Разбавленная ССБ (30%-ная), 8%-ный формалин, концентрированная H_2SO_4	Конденсация при 90—95°C. При $\eta=100$ спз реакция прекращается и смесь нейтрализуется NaOH до $pH=8-9,5$. Укрупнение молекул лигносульфонатов и повышение стабилизирующих свойств.	Подобна жидкой или сухой ССБ $\approx 80\%$	Снижает вязкость и водоотдачу (1—5%)	Снижает водоотдачу (10—20%)	В товарном виде
КССБ-2	Те же и 1—3% фенола	То же в присутствии фенола. Образование полимерных комплексов — фенолигнинных производных, имеющих повышенную солестойкость		Подобна КССБ-1		

Продолжение табл. 3

1	2	3	4	5	6	7
КССБ-3	Те же и хроматы	То же, но хроматами. Усиление конденсации молекул лигносульфонатов, окисление, образование активных функциональных групп. Это приводит к повышению термо- и солестойкости продукта	Подобна ССБ	Снижает вязкость (3—5%)	Не эффективна	В товарном виде
Хлорированная сульфит-спиртовая барда (ХССБ)	ССБ, хлор NaOH	Окисление ССБ, хлорирование и нейтрализация NaOH до $pH=7-8$. Конденсация молекул лигносульфонатов за счет связей, образующихся при отщеплении метоксильных групп. Усиление стабилизирующих свойств по сравнению с ССБ	Подобна ССБ	Подобна КССБ-2		
Нитрированная сульфит-спиртовая барда (НССБ)	ССБ, HNO_3 NaOH	Нитрирование разбавленной (12%-ной) HNO_3 при 43—48°C (87,5% ССБ, 12,5% HNO_3). Перемешивание 6 час. Нейтрализация NaOH до $pH=7-7,3$.	Подобна ССБ 45%	Снижает вязкость и СНС (0,1—0,2%)	То же, даже при $t=0^\circ C$	В водном растворе
Феррохромлигносульфонат (ФХЛС)	ССБ, 1,5—2% $Fe_2(SO_4)_3$ 7—10% $Cr_2(SO_4)_3$ и NaOH	В раствор ССБ при 90°C вводят реагенты стехиометрически по отношению к Ca^{2+} в ССБ $Fe_2(SO_4)_3 + Cr_2(SO_4)_3 + CaR \rightleftharpoons 2FeCrR_3 + 6CaSO_4$. Реакция окисления и замещения в щелочной среде (тип удаляется). Образование активных функциональных групп и конденсация молекул. Стабилизирующая способность и термостойкость повышается	50%	Снижает вязкость (1—2%)	Снижает вязкость (1—2,5) при NaCl не более 5%	В водном растворе

1	2	3	4	5	6	7
Хромлигно-сульфонаты ХЛС-4, окзид (окисленный замещенный лигносульфонат)	30 %-ная ССБ, 4 % $K_2C_2O_7$, H_2SO_4 NaOH	Реакция окисления 30 %-ной ССБ при 95°C и pH=2 за счет добавки H_2SO_4 . Восстановление $Cr^{6+} \rightarrow Cr^{3+}$ и замещение Ca^{2+} , который образует $CaSO_4$. Смесь загустевает. При нейтрализации продукта NaOH можно уменьшить загустевание	Жидкий или порошкообразный (23—27 %)	Снижает вязкость (0,5—1 %)	Снижает вязкость (1—3 %) и увеличивает водоотдачу гидрогелей магния (2—5 %)	Жидким или сухим (полезны добавки извести или гипса)
Окисленная сульфит-спиртовая барда (ОССБ)	30 %-ная ССБ, хроматы или бихроматы	Приготовление на буровой в глиномешалке. Окисление ССБ хроматами при комнатной температуре в условиях буровой (pH=8—9). Старение 8—12 час.	Жидкость, подобная ССБ ~ 30 %	Снижает вязкость ФХЛС и ХЛС.	Снижает вязкость аналогично	В жидком виде

Сведения о крахмальных реагентах

Таблица 4

Название реагента	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				«пресный» (до 3—5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Щелочной крахмальный реагент (КР)	Натуральный крахмал $C_6H_{10}O_5$, NaOH	Приготовление на буровых. Клейстеризация крахмала происходит в три стадии. Соотношение крахмала и щелочи 10: (2÷4) 1. Разрушение амилпектиновой оболочки NaOH. 2. Проникновение воды во внутрь клетчатки (амилоза) и ее набухание 3. Растворение полисахаридов и образование клейстера. Смесь крахмала с 1,5—2 % квасцов и содой поступает на вальцовую сушилку (150—160°C). Образовавшаяся после сушки пленка измельчается в молотковой дробилкой, просевается и упаковывается. Придание натуральному крахмалу способности растворяться в воде и стабилизировать глинистый раствор.	Клейстер 5—8 %	Снижает водоотдачу, но повышает вязкость. В пресных растворах почти не применяется.	Снижает вязкость и водоотдачу (1—3 %)	Щелочной клейстер 5—8 %-ной концентрации. Если обработанный буровой раствор имеет pH=10,11, то вводят крахмал в сухом виде
Модифицированный крахмал (МК)	Натуральный крахмал антисептик (калиево-алюминиевые квасцы), Na_2CO_3	Смесь крахмала с 1,5—2 % квасцов и содой поступает на вальцовую сушилку (150—160°C). Образовавшаяся после сушки пленка измельчается в молотковой дробилкой, просевается и упаковывается. Придание натуральному крахмалу способности растворяться в воде и стабилизировать глинистый раствор.	Щебучатый продукт белого цвета, содержание твердой фазы выше 90 %	Подобен КР		Сухой реагент или его раствор в воде с щелочью
Декстрины	Натуральный крахмал, кислоты (например HCl)	Гидролитическое расщепление крахмала кислотами или быстрым нагреванием до 180—190° С на вальцовой сушилке	Сухой порошок	Подобен МК		

Сведения о химических реагентах — производных целлюлозы

Название реагента	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				„пресный“ (до 5% NaCl)	соленый (свыше 5% NaCl)	
1	2	3	4	5	6	7
Карбоксиметилцеллюлоза КМЦ-350 КМЦ-500 КМЦ-600	Целлюлоза, монохлоруксусная кислота или монохлор-ацетат натрия	<p>Мерсеризация 23 %-ым раствором NaOH (замена ионов H^+ на Na^+, пептизация и набухание целлюлозы), отжим, измельчение, этерификация</p> $C_6H_7O_2-ONa + ClCH_2OONa \rightarrow C_6H_7O_2-ONa + NaCl$ <p>созревание продукта, сушка, затаривание, придание целлюлозе способности растворяться в воде</p>	Мелкозернистый или волокнистый материал белого цвета; (не менее 87 % сухого)	Снижает водоотдачу и повышает вязкость (0,3—0,5 %)	Снижает водоотдачу и резко уменьшает вязкость и СНС (1÷3 % в зависимости от СП реагента)	Сухим после дополнительного измельчения или растворенным в воде

Продолжение табл. 5

1	2	3	4	5	6	7
Сульфогидрицеллюлоза СЭЦ	Целлюлоза, H_2SO_4 или серный ангидрид, хлорсульфоновая кислота, NaOH	<p>Обработка целлюлозы сульфированием агентом в среде инертных разбавителей (алифатические спирты, керосин, бензол, толуол, хлорэтан и т. п.)</p> $C_6H_7O_2-ONa + HOSO_3H \rightarrow C_6H_7O_2-OSO_3H + H_2O$ <p>С последующей нейтрализацией щелочью (образуется до 45 % Na_2SO_4). Замещение атома водорода сульфогруппой, придание целлюлозе способности растворяться в воде и повышение устойчивости продукта к действию солей двух- и polyvalentных металлов. Путем обработки NaOH может быть получена Na—соль, известная под названием сульфат целлюлозы $SC_6H_7O_2OSO_3Na$</p>	Внешне похожа на КМЦ	Влияние аналогично КМЦ, но допускает присутствие в растворе повышенной концентрации солей двух- и polyvalentных металлов	Аналогично КМЦ	

1	2	3	4	5	6	7
Этансульфонатцеллюлоза (ЭСЦ)	Алкилцеллюлоза $C_6H_9O_4ONa$ хлорэтансульфонатный натрий $C_6H_9O_4ONa$	Обработка алкилцеллюлозы хлорэтансульфонатным натрием $C_6H_9O_4ONa + ClCH_2CH_2SO_3Na \rightarrow C_6H_9O_4ONaCH_2CH_2SO_3Na + NaCl$	Рыхлая волокнистая масса или порошок желтого цвета	В основном аналогична СЭЦ	Аналогично КМЦ и СЭЦ	
Монокарбосиметилцеллюлоза (МКЦ)	Целлюлоза, NO_2 газ или N_2O_4 жидкий, или раствор Na_2O_4 в CCl_4 , $NaOH$, NH_4OH или Na_2CO_3	Окисление и нитрование целлюлозы NO_2 , N_2O_4 и т. п., образование полинитроэфирных кислот, а затем — ее водорастворимых солей путем обработки продукта раствором $NaOH$, NH_4OH или Na_2CO_3	Похожа на КМЦ	Снижает водоотдачу и повышает вязкость (0,5—1 %)	Снижает водоотдачу (5—7 %) вязкость и СНС	Растворенная в 5—10 %-ном растворе $NaOH$ или других щелочных электролитов
Сульфенокарбосиметилцеллюлоза (СФ—КМЦ)	КМЦ, фенол $NaOH$ $NaHSO_3$	Обработка 10 %-ного водного раствора КМЦ раствором фенолята натрия (синтетический фенол и 4 %-ный раствор $NaOH$), нагревание смеси до 70°C, введение 40 %-ного раствора $NaHSO_3$ и выдерживание при 85—98°C в течение 1 часа. Совместная полимеризация фенола, КМЦ и сульфирование продукта с целью повышения термостойкости	Белая масса	Снижает водоотдачу и повышает вязкость и СНС (0,25—0,5 %)	Снижает водоотдачу (0,5—1 %), вязкость и СНС, допускает повышение концентрации солей двух- и поливалентных металлов	Растворенная в воде

Сведения о реагентах — синтетических полимерах

Название реагента	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный* (до 5% NaCl)	соленый (свыше 5% NaCl)	
1	2	3	4	5	6	7
Гидролизованный полиакрилонитрил (Гипан — 1, гипан — 0,7)	Полиакрилонитрил (ПАН), $NaOH$	Щелочной гидролиз ПАН при 96—100° С. Соотношение ПАН и $NaOH$ равно 1 : 1 (при получении гипана — 1) и 1 : 0,7 (гипан — 0,7). Образование сополимеров — акрилата натрия, акриламида и акрилонитрила при оптимальном соотношении кислотного-амидного баланса. Придание продукту стабилизирующих свойств.	Желтая вязкая жидкость с запахом аммиака (10 %).	Снижает водоотдачу, повышает вязкость (0,4—0,5 %)	Снижает водоотдачу (до 2 %) Эти свойства у гипана 0,7 проявляются сильнее, чем у гипана 1	В товарном виде при $pH = 10—12$
Полиакриламид (ПАА)	Нитрил акриловой кислоты	Замена нитрильной группы нитрила акриловой кислоты на амидную с последующей полимеризацией в присутствии ре-агентов окислителей-восстановителей. Очистка от H_2SO_4 осуществляется путем обработки продукта известью.	Высоковязкая жидкость (8 %)	Является сильным коагулятором. Может применяться для обработки глинистых растворов с низкой концентрацией твердой фазы.	В товарном виде	

1	2	3	4	5	6	7
Гидролизован- ный полиакри- ламид (РС-2)	Полиакрил- амид (ПАА), триполифосфат натрия (ТПФН) NaOH	Гидролиз ПАА. В глине- мешку загружают 600 кг 8 % раствора ПАА, 60 кг ТПФН, 60 кг NaOH и доли- вают водой до 4 м ³ . Обра- зование сополимера акриловой кислоты и амида, обладающих стабилизирующими свойствами.	Высоковязкая жидкость (1— 2 %)	Снижает водоотдачу, загуща- ет глинистый раствор (0,5—2 %)		В водном ра- створе
РС-4	РС-2, Na ₂ CO ₃ , хроматы	Обработка РС-2 Na ₂ CO ₃ и 0,01 % хроматов. Повышение устойчивости продукта к со- лям кальция, магния и т. п.		Подобен РС-2		
Гидролизован- ный полиакри- лонитрил К-4	Полиакрило- нитрил (ПАН),	Щелочной гидролиз ПАН при 90—95°C, 2 часа. Прида- ние продукту стабилизирующих свойств.		Подобен гипану		
Метас	Метилметакри- лат, метакри- ловая кислота, H ₂ SO ₄ , K ₂ Cr ₂ O ₇	На первой стадии образует- ся метакриламид, который по- лимеризуется с метакриловой кислотой при 75—78° в кислой среде. Затем происходит от- деление твердой массы и высу- шивание. Придание продукту стабилизирующих свойств и высокой термо-соустойчивости. Получение продукта в твердом виде.	Рассыпчатый комковатый порошок (свы- ше 50 %)	Подобен гипану		В щелочном растворе

§ 2. Термостойкость химических реагентов и промывочных растворов

Это понятие очень широкое. В общем виде оно может быть определено как способность промывочного раствора, обработанного данным реагентом, сохранять требуемые свойства в условиях высоких температур в течение достаточно продолжительного времени, а также восстанавливать свои параметры при введении сравнительно небольшого количества реагентов. Химический реагент, обеспечивающий заданные параметры того или иного промывочного раствора в течение длительного времени при высоких забойных температурах, называется термостойким реагентом.

Критерием оценки термостойкости реагента, добавляемого в определенный промывочный раствор, могут быть: продолжительность сохранения раствором его свойств в заданном диапазоне, расход и стоимость химреагента. Наиболее детально разработана методика оценки термостойкости защитных коллоидов.

В лабораторной практике в СССР и за рубежом широкое распространение имеет так называемый автоклавный метод, который заключается в том, что исследуемые растворы с известными показателями нагреваются в автоклаве при определенном режиме, а затем охлаждаются до комнатной температуры и анализируются. Более термостойким считается тот раствор, который после нагревания сохранил показатели, наиболее близкие к исходным.

Автоклавный метод лишь в общих чертах воспроизводит условия однократного воздействия забойной температуры на промывочный раствор. В то же время при бурении раствор нагревается у забоя и охлаждается в желобах, в очистительных приспособлениях и приемных емкостях, т. е. подвергается многократному воздействию температуры. Но резких изменений свойств раствора, как правило, не происходит, так как в случае недопустимых отклонений показателей раствора от оптимальных значений он дообрабатывается реагентом. В то же время однократное нагревание раствора в автоклаве не позволяет исследовать возможность исправления качеств глинистого раствора путем дополнительной обработки химическими реагентами и установить обратимость процессов, происходящих при высокой температуре.

Условия работы промывочных растворов при бурении скважин с известным приближением можно моделировать многократным нагреванием в автоклаве и дообработкой их химическими реагентами после того, как показатели растворов отклоняются от нормы, для сообщения им исходных свойств. Эффективность того или иного реагента для определенных условий может быть оценена по его расходу на многократную обработку раствора.

Однако этот метод весьма трудоемкий и поэтому применяется в основном для предварительной оценки термостойкости новых химических реагентов до их испытаний в условиях бурящейся скважины.

Поэтому в обычной лабораторной практике целесообразно применять упрощенный метод оценки термостойкости, который заключается в следующем [11].

1. Приготавливается исходный глинистый раствор из глины определенного типа, которая должна применяться на данной скважине. Весь объем этого раствора разделяют на две половины. Одну половину в свою очередь разделяют на 4—5 проб.

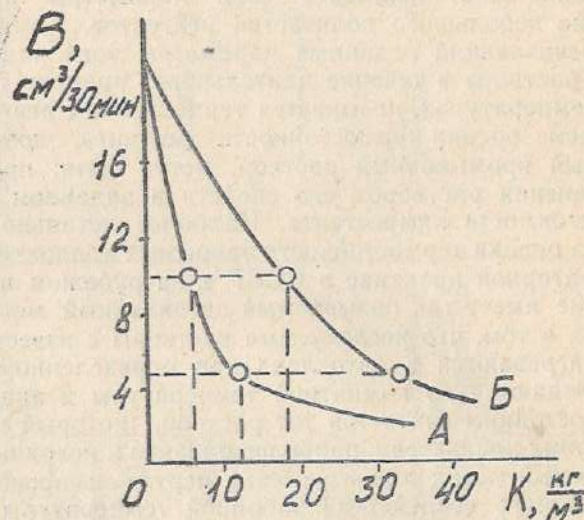


Рис. 1. График В-К.

2. Каждая проба раствора обрабатывается различным (возрастающим) количеством исследуемого реагента, и каждый раз измеряется стандартная водоотдача, вязкость и СНС при комнатной температуре и строится зависимость водоотдачи от концентрации реагента (график В-К). На рис. 1 показаны графики В-К для реагентов А и Б.

3. По кривым В-К для различных реагентов выбирается концентрация каждого реагента, при которой водоотдача равна требуемой для нормального бурения величине. Например, при $V = 4,5-5 \text{ см}^3$ концентрация реагента А составляет 12 кг на 1 м³ раствора, а реагента Б—33 кг/м³.

4. Вторую половину исходного раствора также разделяют на ряд проб (по числу исследуемых реагентов) и обрабатывают реагентами для получения водоотдачи 4,5—5 см³. Затем эти пробы прогревают при ожидаемой температуре на заборе в течение, например, 3 часов, охлаждают до комнатной температуры и анализируют.

5. Если показатели раствора не претерпели резких изменений (вязкость и СНС были в пределах нормы, а водоотдача не превы-

шала 10—15 см³), то остатки раствора вновь нагревают при том же режиме еще 3 часа, охлаждают и анализируют. Затем прогрев можно провести третий раз.

6. Изменения водоотдачи В (при условии общего удовлетворительного состояния раствора), в зависимости от времени нагревания Т, при данной температуре наносят на график В—Т (рис. 2).

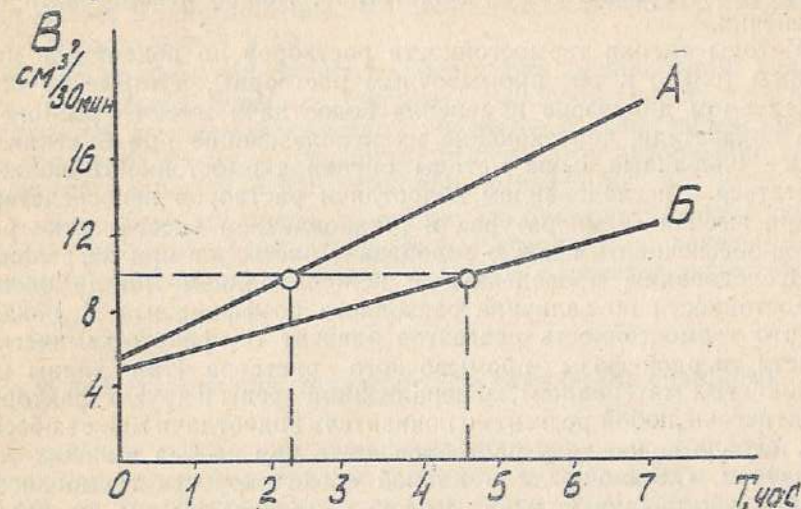


Рис. 2. График В-Т.

7. Используя график В-Т для каждого химреагента, определяют время, в течение которого водоотдача раствора не превысила допустимой для данных условий бурения величины (например, 10 см³). Для реагента А это время равно 2,3 часа, а для Б—4,6 часа (см. рис. 8).

8. По графику В-К определяют убыль реагентов А и Б (за счет термического распада и других процессов) при увеличении водоотдачи от 5 до 10 см. Для реагента А эта убыль составляет 6 кг/м³ (12—6 кг/м³), а для реагента Б—15 кг/м³ (33—18 кг/м³).

9. Частное от деления величины убыли реагентов на время нагревания выражается коэффициентом К, характеризующим «убыль» реагента в единицу времени. Так, для реагентов А и Б этот коэффициент соответственно равен:

$$K_A = \frac{6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}}{2,3 \text{ час}} = 2,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot \text{час}}; \quad K_B = \frac{15 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}}{4,6 \text{ час}} = 3,3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot \text{час}}.$$

Таким образом, условный расход реагента Б для поддержания водоотдачи в пределах 5—10 см³ составляет 3,3 кг на 1 м³ раствора в час, а реагента А значительно меньше — 2,6 кг/м³ в час. Если к тому же стоимость реагента А меньше стоимости реагента Б,

то можно сделать вывод, что применение реагента А дает больший технико-экономический эффект.

Используя этот метод, можно определить величины расходных коэффициентов для других забойных температур. Для этого нужно прогревать растворы, получать новые графики В—Т и по ним определять время изменения водоотдачи в принятых пределах (5—10 см³). График В—К, естественно, можно использовать без изменения.

Методы оценки термостойкости растворов по водоотдаче применимы только к тем промывочным растворам, которые во всем исследуемом диапазоне изменения водоотдачи имеют реологические показатели, допускающие их использование при бурении.

Все описанные выше методы оценки термостойкости должны сочетаться с исследованием водоотдачи растворов непосредственно при высоких температурах и установлением способности реагентов обеспечивать низкую водоотдачу растворов при нагревании.

Исследования, проведенные с использованием метода оценки термостойкости по величине расходного коэффициента К, показали, что термостойкость реагентов зависит от физико-химических свойств твердой фазы промывочного раствора (тип глины или неглинистых материалов), минерализации среды и других факторов. Практически любой реагент — понизитель водоотдачи может обеспечить низкую водоотдачу растворов даже при весьма высоких температурах. Однако если в данной среде скорость термоокислительной деструкции больших молекул реагента высока, то время, в течение которого водоотдача раствора поддерживается на низком уровне, будет очень мало. В некоторых случаях еще при нахождении раствора в камере установки для определения водоотдачи при высоких температурах, большие молекулы реагента распадаются, и водоотдача раствора получается высокой. Но при увеличении концентрации этого же реагента в растворе в несколько раз удается получить достаточно низкую водоотдачу при той же высокой температуре.

Поэтому достоверные выводы о термостойкости того или иного реагента можно получить на основе промысловых испытаний или лабораторных исследований для получения расходного коэффициента К.

В настоящее время распространение получила комбинированная обработка промывочных растворов несколькими защитными коллоидами, при которой хорошие показатели раствора, в том числе низкая водоотдача, получаются при меньших парциальных концентрациях реагентов, чем в случае, если бы каждый из этих реагентов использовали индивидуально для сообщения раствору данного значения водоотдачи. Расход реагентов при комбинированной обработке также сокращается. Это можно объяснить так называемым синергетическим (усиливающим) эффектом комбинации некоторых реагентов. При высоких температурах в скважине, когда расход реагентов, как правило, сильно возрастает вследствие их

термического разложения, комбинированная обработка дает наибольшую экономию реагентов.

На основании этого вывода можно рекомендовать при бурении глубоких и сверхглубоких скважин комбинации двух, трех и более реагентов — понизителей водоотдачи. Наиболее благоприятными в минерализованных средах сочетаниями являются КМЦ+гипан (или метас) в соотношении 10:1; КМЦ—КССБ+гипан; крахмал+КССБ (или оксил) и др.

Кроме комбинаций защитных реагентов, понижающих водоотдачу, в практике бурения широкое распространение получили комбинации высокомолекулярных реагентов с веществами, являющимися замедлителями высокотемпературного разложения этих реагентов, например, КМЦ с фенолом, аминами и т. п.

Известны термостойкие сочетания высокомолекулярных соединений с неорганическими веществами (хроматы, силикаты). Но механизм действия последних в глинистых растворах недостаточно изучен.

§ 3. Методика подбора рецептуры химической обработки

Серьезные требования должны предъявляться не только к подбору рациональной рецептуры раствора и проведению первичной обработки его. Неправильные и несвоевременные повторные обработки при бурении скважины без учета конкретных геолого-технических факторов могут привести к ухудшению качества раствора, осложнениям и даже прихватам инструмента.

Подбор рациональной рецептуры для дообработки раствора может проводиться так:

1. Отбирается представительная проба раствора. Перед этим раствор должен циркулировать в скважине не менее 3—5 циклов для «выравнивания» его состава и свойства.

2. Раствор анализируется в лаборатории.

3. Сравниваются полученные результаты с требуемыми свойствами раствора (по ГТН или другим основаниям). Особое внимание уделяется показателям, которые подлежат регулированию путем обработки.

Если установлено, что свойства раствора отклонились от требуемых, то осуществляется выбор рецептуры дообработки. Следует отметить, что, как правило, изменение одного показателя раствора приводит к изменению других его показателей.

Уменьшение водоотдачи связано с большими расходами химреагента. Причинами повышения водоотдачи в исходном растворе может быть естественная убыль понизителя водоотдачи, ранее добавленного в раствор за счет адсорбции на шлам, стенках скважины, разложения под влиянием температуры и т. д. Для возвраще-

ния водоотдачи к исходной величине в этом случае может быть использован реагент, который ранее добавлялся в раствор. Поэтому такая дообработка не вызывает затруднений. Если водоотдача повысилась за счет высаливания понизителей водоотдачи при внезапном повышении минерализации, превышения температурной границы эффективного применения химреагентов и т. д., то для обработок должны быть использованы более солейстойкие и термостойкие реагенты.

При выборе этих реагентов нужно учитывать их стоимость. Поэтому следует испытать несколько понизителей водоотдачи, добавляемых к отобранному из скважины раствору. Для этого строится график зависимости водоотдачи этого раствора от концентрации различных реагентов (кривые В-К), имеющих в распоряжении. Концентрации следует выражать в весовых процентах реагента в расчете на сухое вещество к весу пробы исходного раствора. Для того, чтобы при добавках жидких реагентов содержание твердой фазы не уменьшалось, нужно при обработках раствора вводить расчетное количество глинистой пасты и утяжелителя (если раствор утяжеленный). Анализ кривых В-К с учетом стоимости реагентов позволяет выбрать выгодный в технико-экономическом отношении реагент для снижения водоотдачи промывочного раствора.

Если при этом реологические показатели раствора отклоняются от требуемых величин, то нужно найти рациональный способ их регулирования. Если по геологическим условиям нет строгих допусков на плотность промывочного раствора, то при регулировании вязкости и СНС можно изменять содержание твердой фазы. Следует особо отметить, что к разбавлению раствора водой можно прибегать лишь в крайних случаях. Уменьшить содержание твердой фазы необходимо добавками к промывочному раствору разбавленных органических защитных реагентов, в особенности тех, которые используются для снижения водоотдачи данного раствора, или добавить специальные понизители вязкости. Разбавление раствора водой приводит к увеличению водоотдачи и нарушает стабилизацию раствора.

Если разрабатывается рецептура дообработки утяжеленных растворов, то для облегчения регулирования вязкости и СНС бывает целесообразно путем разбавления уменьшить содержание высококоллоидальных глин в растворе, а для сохранения исходной плотности ввести дополнительное количество утяжелителя (барит, гематит, магнетит, молотый известняк, мел и т. п.) или малоколлоидальной (тяжелой) глины.

Эффективное снижение вязкости раствора, обработанного органическими защитными реагентами, достигается при добавках 0,1—0,3% анионных соединений хрома (хроматы и бихроматы натрия и калия).

Расчеты, осуществляемые при химической обработке промывоч-

ных растворов, приводятся в книгах [1, 2, 3, 4] и в лабораторном практикуме [14].

Методы регулирования плотности глинистого раствора путем добавки утяжелителя, виды утяжелителей, их свойства, технология утяжеления растворов достаточно хорошо описаны во всех рекомендованных выше монографиях по бурению и промывочным растворам [1, 2, 3, 4].

Необходимо учитывать, что утяжелители не являются инертными добавками к раствору, которые только повышают его плотность. Они оказывают существенное воздействие на коллоидно-химические свойства глинистых растворов. Очень важное значение имеет раздельное определение содержания глины и утяжелителя в глинистых растворах.

Расчеты, осуществляемые при утяжелении промывочных растворов, рассмотрены в книгах [1, 2, 4].

Контрольные вопросы

1. Факторы, влияющие на изменение свойств промывочных растворов при проводке глубоких скважин.
2. Принципы выбора величины параметров промывочных растворов для бурения отдельных интервалов скважины (плотность, водоотдача, свойства фильтрационных корок, реологические свойства, pH).
3. Классификация химических реагентов.
4. Получение, основные свойства и особенности применения гуматных реагентов. Преимущества и недостатки.
5. Получение, основные свойства и особенности применения реагентов на основе ССБ.
6. Крахмальные реагенты—щелочной и модифицированный. Отличительные признаки. Особенности получения и применения.
7. Реагенты на основе целлюлозы (КМЦ различных марок, СЭЦ). Область применения.
8. Реагенты на основе водорастворимых активированных полимеров (гипан, метас, реагенты серии «К»).
9. Понятие термостойкости химических реагентов. Методы оценки термостойкости.
10. Термостойкие рецептуры химической обработки глинистых растворов. Примеры из практики.
11. Приготовление утяжеленных растворов. Характеристика утяжеляющих материалов и утяжелителей.
12. Принципы подбора рецептуры химической обработки промывочных жидкостей. Способы выражения концентраций химреагентов и материалов.

РАЗДЕЛ II. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Этот важный раздел рекомендуется изучать с учетом классификации циркуляционных агентов, приведенной в начале настоящего пособия.

ГЛАВА I. ВОДА ТЕХНИЧЕСКАЯ И ИСТИННЫЕ РАСТВОРЫ ПРИРОДНЫХ СОЛЕЙ

Вода находит применение при бурении в условиях сравнительно низких пластовых давлений и устойчивых пород. Известны случаи, когда соленая вода способствовала большей устойчивости ствола скважины, чем пресная вода или пресные глинистые растворы с низкой водоотдачей. Добавки хлористого кальция к воде нередко уменьшают вредное воздействие фильтрата промывочной жидкости на продуктивные пласты (так называемый «скин-эффект»). Кроме того, при этом облегчается процесс бурения в глинах. Применение этого типа промывочного раствора следует изучать по [1, 3, 4]. Важной областью применения растворов поваренной соли, не замерзающих при отрицательных температурах, является бурение скважин в многолетнемерзлых породах. Эти породы распространены почти на половине территории Советского Союза, причем мощность их доходит до нескольких сотен метров, а минимальная температура достигает минус 13°C (обычно от минус 5—6° до 0°C). Температура замерзания растворов поваренной соли с повышением ее концентрации снижается и достигает минимального значения (минус 21,2°C) при концентрации 23,1% (плотность раствора 1,175 г/см³), а затем вновь повышается до нуля для концентрации 26,6% (при плотности раствора 1,203 г/см³). Однако соленая вода не пригодна для бурения в многолетнемерзлых осадочных породах, сцементированных льдом, так как лед растворяется в ней и происходят обвалы стенок скважины. В этих случаях более целесообразно применять стабилизированные глинистые растворы на соленой воде.

При проходке мощных пластов растворимых солей (галит, сильвинит, карналлит, бишофит и т. д.) во избежание образования каверн вследствие их растворения промывочной жидкостью применяют насыщенные растворы этих солей, а в тех случаях, когда при этом могут возникнуть осложнения в других частях разреза — стабилизированные и эмульсионные глинистые растворы, приготовленные на минерализованной воде. Эти растворы рассматриваются ниже. Однако в глубоких скважинах полностью избежать образования каверн в пластах солей таким образом не удастся. Растворимость солей, а в особенности калийно-магниевых с повышением температуры увеличивается; поэтому циркулирующая жидкость способна в нижних частях скважины растворять соль, а в верхних частях, где ее температура понижается, — выде-

лять ее в виде кристаллов (рекристаллизация). Эти кристаллы могут отлагаться на стенках скважины и вызывать сужение ее ствола. Процессы растворения и рекристаллизации усиливаются при взаимодействии разнородных по химическому составу солей, находящихся на стенках скважины и растворенных в промывочной жидкости.

Контрольные вопросы

1. Вода как промывочная жидкость. Преимущества и недостатки.
2. Область применения истинных растворов солей в качестве промывочной жидкости.

ГЛАВА II. НЕОБРАБОТАННЫЕ ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ

Эти растворы обычно применяются при проходке верхних интервалов скважин. Они образуются обычно при диспергировании выбуренных глин в пресной или соленой воде, циркулирующей в скважине, т. е. самозамесом. По сравнению с водой они имеют повышенную плотность и обладают коркообразующими свойствами. При бурении высококоллоидальных глин или добавлении бентонита необработанные глинистые растворы могут иметь водоотдачу до 10—12 см³/30 мин. Реологические свойства таких систем регулируют добавками воды или глины, что обычно не представляет большой сложности. При возникновении затяжек и посадок бурильного инструмента в интервалах проницаемых пластов необходимо уменьшать толщину фильтрационной корки. В данном случае это может быть достигнуто уменьшением водоотдачи раствора и (или) снижением содержания твердой фазы. Снижение водоотдачи осуществляется облагораживанием раствора путем добавления бентонитовой глины или переходом на химически обработанные растворы. Для снижения содержания твердой фазы применяют механические способы очистки раствора от породы, а также разбавляют глинистый раствор водой или рассолом.

Глинистые растворы из солестойких глин без добавок защитных коллоидов могут применяться при бурении однородной толщи галита. Наиболее простой и дешевой является необработанная суспензия палыгорскита (аттапульгита). Опыт применения палыгорскитовых растворов описан в книгах [1, 2].

Контрольные вопросы

1. Область применения необработанных глинистых растворов. Примеры.
2. Особенности регулирования свойств необработанных глинистых растворов.

§ 1. Классификация

Химически обработанные глинистые растворы целесообразно классифицировать по степени минерализации и химическому составу растворенных в них солей, которые в основном определяют рецептуру химической обработки и оказывают влияние на взаимодействие растворов с разбуживаемыми породами.

I. Глинистые растворы, минерализованные в основном поваренной солью и имеющие низкую жесткость фильтрата:

а) пресные глинистые растворы (содержание NaCl не более 3—4%);

б) глинистые растворы средней минерализации (содержание NaCl до 10—12%);

в) глинистые растворы, насыщенные NaCl.

II. Глинистые растворы, имеющие в своем составе несколько растворенных солей (так называемые многосолевые глинистые растворы), концентрация которых может быть значительной.

III. Глинистые растворы, имеющие повышенную концентрацию ионов кальция или бария. Они могут также содержать NaCl вплоть до насыщения и при определенных условиях препятствовать разупрочнению натриевых глин и аргиллитов в скважине:

а) глинистые растворы с содержанием иона кальция до 0,02% (известковые глинистые растворы);

б) глинистые растворы с содержанием иона кальция до 0,15% (гипсовые глинистые растворы);

в) глинистые растворы с содержанием иона кальция свыше 0,2% (хлоркальциевые или высококальциевые глинистые растворы);

г) глинистые растворы, обработанные хлористым барием или гидроокисью бария.

IV. Глинистые растворы, содержащие силикат натрия (мало-силикатные глинистые растворы) и при определенных условиях препятствующие разупрочнению кальциевых глин и аргиллитов.

Очень часто в химически обработанные глинистые растворы вводят нефтепродукты (нефть, мазут, и т. п.), которые при циркуляции диспергируются и распределяются в жидкой фазе глинистого раствора. Образуется гидрофильная эмульсия типа «нефть в воде».

Эмульсиями называются дисперсные системы, в которых обе фазы — жидкие, взаимно нерастворимы. За счет действия поверхностных сил частицы дисперсной фазы имеют правильную сферическую форму. Их диаметр составляет $(1 \div 50) \cdot 10^{-6}$ см. Эмульгированием называется процесс диспергирования жидкостей и стабилизации эмульсии. Стабилизация эмульсии имеет большое значение, т. к. благодаря высокой степени дисперсности система приобретает большой запас свободной поверхностной энер-

гии ΔF и становится термодинамически неустойчивой ($\Delta F = \sigma \Delta S$). Уменьшение ΔF , т. е. повышение устойчивости эмульсии, может произойти либо за счет сокращения удельной поверхности ΔS при слиянии соударяющихся капель (явление коалесценции), либо путем уменьшения поверхностного натяжения σ за счет добавок специальных реагентов-эмульгаторов, образующих на границе раздела фаз защитные пленки. Эмульгаторами в большой или меньшей степени являются почти все реагенты органического происхождения, применяемые для химической обработки глинистых растворов, а также высококоллоидальные глины (бентониты). Поэтому в химически обработанных глинистых растворах нефтепродукты, как правило, создают устойчивую эмульсию без добавления специальных эмульгаторов. Однако при повышенных температурах устойчивость такой эмульсии уменьшается и она расслаивается.

Рассмотрим некоторые особенности получения и применения перечисленных выше типов глинистых растворов.

§ 2. Пресные глинистые растворы

Растворы этого типа имеют в настоящее время наиболее широкое распространение.

Пресные глинистые растворы, в принципе, можно обрабатывать всеми известными в настоящее время защитными коллоидами, стабилизирующее влияние которых в этом случае самое высокое. Однако при выборе рецептур химической обработки необходимо учитывать ряд факторов, накладывающих ограничение на выбор реагентов. Во-первых, стоимость реагентов. Наиболее дешевым и получившим самое широкое распространение является УЩР. Но УЩР имеет существенные недостатки: 1) низкая солевая устойчивость; 2) он увеличивает набухание глинистых пород, форсирует обогащение глинистого раствора шламом этих пород. 3) снижает устойчивость стенок скважины, способствуя возникновению затяжек и прихватов инструмента (особенно при низкой скорости проводки скважин). Поэтому в последние годы наметилась тенденция: во многих случаях заменять УЩР более дорогими, но обеспечивающими нормальное бурение реагентами (КССБ, КМЦ, метас, гипан и т. п.). За счет предотвращения осложнений в глинах такие обработки раствора давали большую выгоду. В связи с разработкой в МИНХ и ГП гуматно-малосиликатного глинистого раствора (см. стр. 41), можно рекомендовать продолжать использовать УЩР или гуматно-силикатный реагент (жидкое стекло и бурый уголь) и лишь в некоторых случаях (аварийное повышение минерализации, температура выше 80—90°C) для усиления защитного действия УЩР вводить небольшие добавки КМЦ, гипана, метаса и т. п. Следует отметить, что реагенты из группы лигносульфонатов (КССБ, ССБ, окзил и др.) не совместимы с силикатными растворами, чувствительными к ионам кальция.

Во-вторых, при выборе реагентов для обработки пресных глинистых растворов следует учитывать забойную температуру, особенно если она выше 100°C и скважина, по современным представлениям, относится к разряду «высокотемпературных» или «горячих». В этом случае химическая обработка осуществляется с учетом термостойкости реагентов, а применение УЩР даже с силикатом натрия или хроматами может оказаться неэффективным вследствие сильного загустевания раствора. Растворы можно обрабатывать КССБ-3, КССБ-4, гипаном с хроматами, метасом, сунилом, нитроглинином и др. реагентами (чаще во взаимных комбинациях).

§ 3. Глинистые растворы средней минерализации. Понятие солестойкости промывочных растворов

Чаще всего этот тип глинистых растворов используют в случае, если техническая вода, применяемая для приготовления глинистых растворов, имеет повышенную минерализацию или в скважину систематически поступает пластовая вода. В таких условиях глинистые растворы должны иметь повышенную солестойкость.

Под солестойкостью глинистого раствора понимается его способность сохранять значения своих параметров при попадании в его жидкую фазу неорганических электролитов.

При изучении механизма действия электролитов на суспензии глин было установлено, что при достаточно высокой концентрации электролитов эксплуатационные свойства как необработанных глинистых растворов (кроме приготовленных из палыгорскита), так и обработанных многими часто применяемыми реагентами (например, УЩР, ПФЛХ и другими) значительно ухудшаются: водоотдача сильно растет, структурно-механические параметры сначала возрастают, а затем падают в результате гидрофобной коагуляции (коагуляционное разжижение по П. А. Ребиндеру). Большое значение при этом имеют свойства катиона, в первую очередь его валентность. Поэтому часто рассматривают отдельно стабильность по отношению к одновалентным катионам (например, Na^+) и к значительно более сильно действующим двухвалентным катионам (например, Ca^{2+} , Mg^{2+} и др.). Целый ряд реагентов из группы защитных коллоидов обладает способностью стабилизировать глинистые суспензии в условиях высокой концентрации электролитов. В основе явления солезащитной стабилизации лежит адсорбция ионов, молекул и коллоидных частиц этих реагентов и изменение характера поверхностного слоя мицелл глины.

Стабилизаторами в данном случае являются лишь такие реагенты, адсорбционные пленки которых придают этому слою неполярный характер. При этом устойчивость суспензии не связана с элек-

трическим зарядом поверхности мицеллы, на который может оказать влияние концентрация ионов в дисперсионной среде.

Очень важно уяснить разницу в воздействии высоких концентраций солей на предварительно гидратированные и негидратированные глинистые частицы. Можно получать пригодные к употреблению глинистые растворы даже без органических стабилизаторов, если предварительно диспергировать глину в пресной воде, а затем уже добавлять соль. В то же время приготовить стабильный раствор из сухой глины на воде одинаковой солености не удается. Дело в том, что в первом случае имеющиеся на частицах глины гидратные оболочки предохраняют их от коагуляции, несмотря на практически полное исчезновение электрического заряда. Дополнительные сведения по этому вопросу можно получить в пособии [2].

Так как солезащитная стабилизация обусловливается адсорбцией реагентов-стабилизаторов на частицах глины, а адсорбция тесно связана с температурой, то солестойкость глинистых растворов, обработанных различными реагентами, зависит от их термостойкости и снижается с повышением температуры. Имеется много коллоидов, которые хорошо защищают глинистые растворы от агрессии как одновалентных, так и двухвалентных катионов при температурах до 100°C, однако при более высоких температурах, особенно свыше 150°C, стабилизация минерализованных растворов в настоящее время представляет весьма трудную задачу.

Минерализованные растворы при невысоких забойных температурах (до 100°C) можно обрабатывать КССБ-1, КССБ-2, КМЦ-350, гипаном, метасом, крахмальным реагентом с антисептиком или модифицированным крахмалом и др. (см. табл. 2—6). При высоких температурах наиболее эффективно применение метаса, гипана, а также малосиликатного глинистого раствора, стабилизированного КМЦ-500, КМЦ-600.

При использовании КМЦ даже высоковязких марок без силиката натрия, при температурах выше 150—160°C целесообразно применение реагентов, замедляющих скорость распада больших молекул КМЦ, который происходит при высоких температурах. Эти реагенты называются ингибиторами термоокислительной деструкции. К ним относятся фенолы, амины и т. п. В США, например, для повышения термостойкости КМЦ при обработке кальциевых глинистых растворов с 50-х годов используются оксигетилированные фенолы и полифенолы с коммерческим названием DMS и DME [2].

В МИНХ и ГП проводятся исследования механизма действия различных ингибиторов деструкции и рекомендован для этих целей ряд реагентов. При защите КМЦ от деструкции необходимо повышать pH фильтрата до 9—10. В этом случае удается уменьшить расход КМЦ, но устойчивость глинистых пород на стенках скважины в щелочной среде без ингибиторов набухания уменьшается.

§ 4. Глинистые растворы, насыщенные NaCl

Глинистые растворы, насыщенные NaCl, как правило, применяются при бурении однородных отложений галита, залегающих на сравнительно небольшой глубине (2000—2500 м) и чередующихся с пропластками терригенных отложений, которые при взаимодействии с необработанными растворами образуют осыпи и обвалы. В этих условиях необходимо применять промывочные растворы, обладающие хорошими коркообразующими свойствами и препятствующие разрушению стенок скважины.

Если глинистые породы очень чувствительны к взаимодействию с промывочными жидкостями, имеющими высокую водоотдачу (более 10—15 см³ по ВМ-6), то насыщенные солью глинистые растворы нормальной плотности (около 1,3 г/см³) приходится обрабатывать понизителями водоотдачи (крахмал, КМЦ, гипан, полиакриламидные препараты и т. д.). Но снижение водоотдачи соленых глинистых растворов, даже приготовленных из палыгорскита, как правило, приводит к уменьшению прочности их коагуляционной структуры: СНС приближается к нулю. Такие растворы плохо утяжеляются.

Для повышения прочности структуры растворов приходится увеличивать концентрацию твердой фазы. С этой целью используют малоколлоидальные вещества (мел, известняк, карьерную каолинитовую или гидрослюдистую глину), а иногда вводят асбест. Хороший эффект для загущения минерализованных растворов дает их эмульгирование с тяжелыми нефтепродуктами и особенно флотским топочным мазутом и окисленным петролатумом или смесью петролатума с дизельным топливом (товарное название СМАД-1).

В настоящее время проблему выбора промывочных растворов для бурения в однородной толще галита можно считать разрешенной.

§ 5. Многосолевые глинистые растворы. Выбор промывочных растворов для бурения в мощных хемогенных отложениях на больших глубинах

Многосолевые глинистые растворы, содержащие, кроме NaCl, другие соли (хлориды магния и кальция, сульфаты и карбонаты), как правило, применяются в условиях интенсивных водопритокров в скважину или образуются «самозамесом» при бурении хемогенных отложений, представленных солями различного химического состава. В последнем случае растворы бывают насыщены относительно NaCl и некоторых других солей, обладающих ограниченной растворимостью (сульфаты кальция, карбонаты, бикарбонаты).

Химическая обработка многосолевых глинистых растворов вызывает, как правило, большие затруднения, чем обработка глинистых растворов, минерализованных в основном галитом. Наиболь-

ший эффект получают при использовании крахмала (в том числе модифицированного) и высоковязких марок КМЦ.

В ряде случаев солевой состав многосолевых растворов подвергается направленному регулированию. Особенно это необходимо при бурении калийно-магневых солей (бишофита $MgCl_2 \cdot 6H_2O$, карналлита $KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$) или их сочетаний с хлоридами и сульфатами кальция (полигалит, тахигидрит и др.). Они обладают высокой растворимостью даже при нормальной температуре и резко повышают свою растворимость при нагревании. Растворимость NaCl при 20°C составляет 26,33%, а при 100°C увеличивается только до 28,3% (т. е. на 2,03%). Растворимость хлористого магния (бишофит) при этих температурах равна соответственно 36,03 и 42,33% (увеличение при 100°C на 6,03%), а растворимость хлористого калия (сильвин) увеличивается с 25,55 до 36,03%, т. е. на 10,48%.

Поэтому даже при бурении с промывкой насыщенными на поверхности растворами этих солей значительного кавернообразования предотвратить не удается.

Кроме того, соли Mg и K подвержены пластическому течению в значительно большей степени, чем галит, и требуют повышенных противодавлений на пласт, т. е. применения утяжеленных растворов.

Большинство проблем при бурении в данных условиях может быть решено путем использования растворов на углеводородной основе (см. рис. 48). Эти растворы практически инертны к солям и не растворяют их, имеют высокие СНС и хорошо утяжеляются. Применение этих растворов имеет ряд специфических особенностей.

Что касается растворов на водной основе, предназначенных для бурения в солях Mg и K, то они должны отвечать следующим требованиям:

1. Содержание свободной воды (так называемый растворяющий объем) в растворах должно быть сведено до минимума.
2. Растворы должны иметь тиксотропную структуру, от которой зависит способность удерживать частицы соли, не растворившейся или рекристаллизованной из пересыщенного раствора при его охлаждении на поверхности и создающие «солевой резерв», а также стабильность раствора при его утяжелении.
3. Совершенно необходимо присутствие в растворе солей, подавляющих растворимость солей в разрезе, вскрываемом скважиной.
4. Коррозионная активность должна быть понижена, а смазывающая способность повышена за счет добавок специальных поверхностно-активных веществ.
5. Существенное значение имеют коркообразующие свойства раствора.

Наибольший растворяющий объем имеют рассолы, т. е. насыщенные растворы солей, кроме того, они бесструктурны и не об-

ладают коркообразующими свойствами, а их водоотдача почти не регулируется при практически приемлемом расходе лиофильных полимеров. Поэтому применение их в данных условиях не имеет больших перспектив.

Структурированные промывочные растворы, содержащие помимо воды, насыщенной солью, твердую фазу, нефтепродукты (даже в виде дисперсной фазы), и обработанные лиофильными полимерами, имеют меньший по сравнению с рассолом растворяющий объем. В данном случае нефтепродукт выполняет функции только не растворяющего соль жидкого компонента. Его присутствие способствует уменьшению размеров частиц соли, выделяющихся из пересыщенного раствора при рекристаллизации. Для насыщения воды, входящей в состав такого раствора, целесообразно использовать соли, которые не только сами имеют наибольшую растворимость из всех солей, слагающих данный геологический разрез, но и способны подавлять растворимость других солей. Наиболее рациональным промывочным раствором на водной основе является структурированная тиксотропная система, насыщенная не поваренной солью, а бишофитом или карналлитом.

Особые трудности и нерешенные проблемы возникают при бурении заглинизированных солей или засоленных глинисто-аргиллитовых пород, которые залегают в виде пропластков в соленосной толще и в переходной зоне от соленосных к подсоловым отложениям. Эти породы теряют устойчивость в контакте с промывочным раствором в основном не вследствие гидратации и набухания глинистых частиц, а из-за интенсивного осмотического всасывания воды в пласт, растворения солей, потери породой устойчивости и возникновения осыпей, обвалов или пластического течения.

Для бурения этих зон необходимо применение растворов с более высокой ионной силой, чем у раствора хлористого натрия, которые были бы обработаны понизителями водоотдачи и нефтепродуктами с целью создания на неустойчивых породах, всасывающих воду из промывочного раствора, малопроницаемой корки или пленки. В качестве жидкости с высокой ионной силой можно применять насыщенные (хотя бы на дневной поверхности) растворы хлористого магния.

Выбор способа структурообразования рассолов хлористого магния зависит от требуемой плотности бурового раствора. Если нижний предел допустимой плотности не ограничен (зоны поглощения практически отсутствуют), то для структурирования возможно применение измельченного мела, известняка, глины и других пород. Но в этом случае плотность бурового раствора будет не менее, чем на $0,15\text{--}0,20\text{ г/см}^3$ выше плотности исходного раствора хлористого магния. При попытках уменьшить концентрацию твердой фазы в растворе стабильность его резко снизится. Очень эффективен, особенно при наличии зон поглощений, способ структурирования, разработанный в МИНХ и ГП (получение гидроге-

ля магния, см. стр. 46). Поскольку при этом глину или мел в раствор добавлять нет необходимости, то плотность гидрогеля магния практически не отличается от плотности исходного раствора хлористого магния, и вероятность возникновения поглощений снижается.

§ 6. Кальциевые и бариевые глинистые растворы

Эти глинистые растворы имеют специальное назначение — укреплять стенки скважины, сложенные высококоллоидальными глинами, в обменном комплексе которых преобладают ионы натрия (так называемые натриевые глины). Крепящее действие этих растворов основано на частичном замещении ионов Na на ионы Ca или Ba и понижении гидрофильности глин. Однако имеются сведения, что наиболее сильное крепящее действие происходит за счет модифицирования поверхности глинистых пород и образования новых минералов, обладающих инертностью по отношению к воде и способностью цементировать породу. В этом сложном коллоидно-химическом процессе, помимо ионов кальция, принимают участие гидроксильные ионы. Поэтому эффект крепления пород и повышения устойчивости ствола скважины существенно зависит от pH глинистого раствора. Известковые растворы имеют, как правило, повышенный pH (около 10—11).

Хлоркальциевые и бариевые растворы нуждаются в непрерывном поддержании pH на уровне 8—8,5. Наиболее эффективно для этой цели использовать не каустическую соду, а известь. Бариевые растворы, приготовленные с гидроокисью бария, имеют pH, близкий к известковым растворам.

Для обработки кальциевых и бариевых растворов используют в основном лигносульфонатные реагенты (КССБ, ОССБ, окзил), высоковязкие марки КМЦ и крахмал. Реагенты на основе акрилатов в данном случае не дают эффекта, так как при взаимодействии с ионами кальция и бария высаливаются и превращаются в резиноподобное вещество (кальциевые и бариевые соли полимерных соединений).

С опытом приготовления и применения кальциевых и бариевых растворов можно ознакомиться по книгам [2, 4].

§ 7. Силикатные глинистые растворы

Этот тип растворов в настоящее время находит широкое применение при бурении глубоких скважин в осложненных условиях. До 1965—1966 гг. в практике бурения в СССР и за рубежом были известны два типа промывочных растворов, содержащих силикат натрия: силикатно-солевые с NaCl и силикатные без хлористого натрия. В ЧИАССР (Карабулак) применялись силикатно-солевые растворы, содержащие 15—30% силиката натрия, 25% хлоридов натрия или калия и некоторое количество глины. Применяемые за рубежом силикатно-солевые растворы содержат 30—50% силиката натрия и 7—10% хлористого натрия.

Силикатные растворы без хлористого натрия состоят из 10—20% силиката натрия, глины и водорастворимого эфира целлюлозы (ГЭЦ) в качестве стабилизатора глины.

Силикатные промывочные растворы имеют преимущества по сравнению с обычными глинистыми растворами при бурении в неустойчивых глинистых породах, а силикатно-солевые эффективны при разбуривании чередований галита и сильвина с терригенными породами.

По экспериментальным данным, при очень малых добавках силиката натрия наступает пептизация глины. При более высокой концентрации этого реагента набухание глин резко уменьшается, а предельное напряжение сдвига пасты из набухающей глины увеличивается почти прямо пропорционально концентрации силиката. При бурении в глинах и аргиллитах силикат натрия, проникая в микротрещины и вступая в реакцию с ионами кальция поровой воды и обменного комплекса глин, превращается в цементоподобное вещество типа силиката кальция (нерастворимое соединение).

Таким образом, присутствие силиката натрия желательно для закрепления глинистых пород на стенках скважины. Но при его концентрации выше 2—3% прочность фильтрационной глинистой корки на проницаемых пластах резко увеличивается, что приводит к затяжкам инструмента.

Было замечено, что небольшие добавки жидкого стекла предохраняют КМЦ от разложения при высоких температурах и способствуют стабилизации свойств глинистых растворов даже при полном насыщении раствора хлористым натрием.

Эти соображения дали повод для внедрения при бурении в осложненных условиях так называемых малосиликатных растворов, стабилизированных КМЦ, УЩР, и гуматно-силикатного реагента (ГСР), состоящего из бурого угля и Na_2SiO_3 в соотношении (4÷5):1.

Лабораторными исследованиями МИНХ и ГП установлено, что показатели малосиликатного глинистого раствора существенно зависят от порядка ввода химических реагентов при его приготовления. Так, наименьшее значение вязкости и СНС глинистого раствора можно получить, если вводить реагенты в такой последовательности: КМЦ — NaCl — силикат натрия — понизитель вязкости (окисленный лигнин, ПФЛХ и т. п.). Следует отметить, что в этой рецептуре NaCl в количестве до 5—7% в сочетании с КМЦ выполняет функции понизителя вязкости. Ввод силиката натрия перед КМЦ обуславливает получение глинистого раствора с повышенной водоотдачей, вязкостью и СНС.

При добавлении жидкого стекла вязкость и СНС раствора временно повышаются, причем степень этого повышения зависит от скорости подачи силиката натрия в циркулирующий раствор: чем быстрее вводить силикат, тем больше временное загустевание раствора. Показатели малосиликатного раствора не ухудшаются от добавок нефтепродуктов до 10—15% по объему. В процессе дообработки раствора при добавках КМЦ условная вязкость не изме-

няется, а водоотдача и СНС уменьшаются. При повышении содержания глинистой фазы в растворе силикат натрия может способствовать сильному загустеванию раствора, и в этом случае требуется обработка его понизителями вязкости.

Малосиликатный глинистый раствор можно стабилизировать не только КМЦ, крахмалом, гипаном, метасом, но и УЩР, если при бурении в промывочный раствор не поступают водорастворимые соли, не допускающие применения УЩР. При вводе 2% силиката натрия в глинистый раствор, содержащий 10% УЩР, набухание многих глин в этом растворе уменьшается почти в 3 раза, а прочность глинистых паст возрастает в 2,5—3 раза. При больших добавках силиката показатели раствора значительно труднее регулировать. Если для стабилизации раствора содержание УЩР должно превысить 10—15%, то положительный эффект от применения силиката натрия может уменьшиться, и целесообразно часть УЩР заменить более сильным стабилизатором, не вызывающим набухания глин, например, КМЦ, крахмалом и т. п.

Вместо раздельного ввода УЩР и силиката натрия можно готовить гуматно-силикатный реагент (ГСР), в котором силикат натрия применяется вместо едкого натра. Оптимальные сочетания угля и силиката натрия примерно те же, что и при приготовлении УЩР (например, 16 г бурого угля и 4 г силиката в 100 см³ готового реагента).

К недостаткам малосиликатных растворов можно отнести их высокую чувствительность к ионам кальция и магния. Эти ионы осаждают силикат натрия и увеличивают содержание в растворе анионов хлора (если соли — хлориды кальция или магния) или сульфат-аниона (при разбуривании гипса, ангидрида, кизерита и др. сульфатов кальция и магния). При определенной концентрации сульфат-ионов происходит резкое загустевание малосиликатного раствора при повышенных температурах. Сульфат-ионы легко осаждаются с помощью хлористого бария, т. к. произведение растворимости сульфата бария меньше, чем силиката бария. Поэтому соединения бария в первую очередь осаждают сульфат-ионы, а затем силикат-ионы. Если добавка хлористого бария не достаточна для полного осаждения ионов или хлористый барий находится в избытке, то он вызывает резкое увеличение водоотдачи.

Хлористый барий целесообразно вводить в виде водного раствора (10—20%-ной концентрации). При введении оптимального количества хлористого бария pH раствора резко уменьшается, что свидетельствует о полном осаждении сульфат-ионов и начале осаждения силиката бария. При этой обработке необходим химический анализ для контроля концентрации сульфат-ионов в фильтрате.

Необходимо отметить, что применение малосиликатных растворов при вскрытии продуктивных пластов в ряде случаев может отрицательно отразиться на продуктивности скважины вследствие образования в порах пласта нерастворимых осадков. Поэтому наи-

более целесообразно после нормального бурения скважины в осыпающихся породах перед вскрытием продуктивного пласта уменьшить содержание силиката натрия в растворе или перейти на специальный раствор для завершающих работ в скважине.

Поскольку силикат натрия является сильным ускорителем схватывания цементного раствора, необходимо при цементировании устранять непосредственный контакт между малосиликатным и цементным растворами путем закачивания буферной жидкости (например, воды). Опыт показывает, что при соблюдении этого условия никаких осложнений при цементировании не происходит.

Контрольные вопросы

1. Классификация глинистых растворов по степени минерализации и химическому составу растворенных солей.
2. Эмульсии. Принципы получения нефтеэмульсионных глинистых растворов. Эмульгаторы.
3. Химическая обработка пресных глинистых растворов.
4. Понятие солестойкости промывочных растворов. Химическая обработка растворов средней минерализации.
5. Химическая обработка глинистых растворов, насыщенных NaCl.
6. Физико-химические процессы при взаимодействии промывочных растворов с разбуриваемыми солями. Химический состав солей. Виды осложнений при бурении хемогенных отложений.
7. Промывочные растворы для бурения глубоких скважин в хемогенных отложениях.
8. Сущность процессов ингибирования набухания глинисто-аргиллитовых пород неорганическими электролитами (соединения кальция, бария, силикат натрия и другие).
9. Приготовление кальциевых глинистых растворов (известковые, гипсовые, хлоркальциевые). Рецептуры.
10. Малосиликатные глинистые растворы. Область применения. Рецептуры.

ГЛАВА IV. ВОДНЫЕ СУСПЕНЗИИ НЕГЛИНИСТЫХ ПОРОД, ОБРАБОТАННЫЕ ХИМРЕАГЕНТАМИ

В ряде случаев при бурении скважин в геологическом разрезе, где отложения коллоидальных глин практически отсутствуют, в качестве промывочного агента применяются суспензии тонкодисперсных неглинистых (в основном карбонатных) пород. Впервые возможность использования таких систем в качестве промывочных жидкостей была указана П. А. Ребиндером, Л. А. Шрейнером и К. Ф. Жигачем в 1939 — 1941 гг. и наиболее широкое развитие получила в работах С. Н. Ятрова [3]. Такие системы получили название естественных водных суспензий — ЕВС.

Изучение данного раздела в курсе «Промывка скважин» полезно не только для получения сведений о методах пригото-

вления собственно ЕВС, но позволит более детально изучить характер процессов структурообразования в глинистых суспензиях, имеющих высокую концентрацию неглинистых пород, т. е. карбонатов (известняки, доломиты, мергели, мел), сульфатно-галоидных пород (ангидрит, гипс и т. п.), алевролитов, аргиллитов. Ведь, как правило, глинистый раствор, приготовленный на поверхности, обогащается частицами этих пород и существенно изменяет свои исходные свойства.

Промывочные жидкости на основе выбуренных пород являются сложными коллоидно-дисперсными системами, в которые могут входить частицы всех пород, слагающих геологический разрез. Поскольку ЕВС рекомендуется готовить на технической воде, то дисперсионная среда этой суспензии может быть многосолевым раствором. Для регулирования коллоидно-химических свойств ЕВС применяются практически те же органические реагенты, что для обработки глинистых растворов, но иногда для усиления процесса коагуляции твердых частиц и повышения прочности структуры в ЕВС вводят простые электролиты NaCl, Na₂SiO₃, CaCl₂ и другие.

Взгляды сторонников ЕВС разделяют не все специалисты. Как отмечено в главе V этого раздела, с повышением объемной концентрации твердой фазы в буровом растворе неизменно ухудшаются показатели работы долота и создаются предпосылки для ускорения износа долот, забойных двигателей, буровых насосов и буровых труб. Для обеспечения хотя бы минимальной устойчивости ЕВС приходится расходовать весьма значительные количества реагентов-стабилизаторов, что во многих случаях сводит до минимума кажущуюся экономию на глиноматериалах, получаемую при применении ЕВС.

Таким образом, нужно стремиться не к обогащению бурового раствора твердой фазой, а к всемерному снижению ее объемной концентрации. Этого можно достичь, если необходимую плотность бурового раствора создавать с помощью утяжелителей высокого удельного веса, а удерживающую способность — с помощью высокоэффективных структурообразователей, какими являются бентонит и палыгорскит.

С этих позиций использование ЕВС в общем случае не оправдано. Однако в отдельных случаях экономически выгодным может оказаться применение карбонатных, сульфатных и иных пород в качестве утяжелителей. Так, например, в некоторых районах выгодны так называемые «меловые растворы», имеющие дополнительное преимущество — возможность уничтожения образованной ими фильтрационной корки посредством кислотной обработки.

Контрольные вопросы

1. Виды ЕВС и их отличительные особенности.
2. Различные взгляды на эффективность использования ЕВС.
3. Меловые растворы и условия их применения.

ГЛАВА V. БЕЗГЛИНИСТЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ НА ВОДНОМ ОСНОВЕ, СТРУКТУРИРОВАННЫЕ ПОЛИМЕРАМИ ИЛИ ИСКУССТВЕННЫМИ МИКРОКРИСТАЛЛАМИ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ

В настоящее время в мировой практике очень четко прослеживается тенденция применять промывочные жидкости с низким содержанием твердой фазы.

Это обусловлено следующими обстоятельствами:

1. При уменьшении концентрации дисперсной твердой фазы значительно повышается эффективность работы долот, растут проходка на долото и механическая скорость бурения.

2. Уменьшение концентрации твердой фазы снижает абразивность растворов, т. е. создаются более благоприятные условия для работы бурового оборудования.

3. По мере уменьшения концентрации твердой фазы в растворе при прочих равных условиях снижается толщина ее фильтрационной корки на проницаемых пластах, и тем самым уменьшается вероятность прихвата инструмента под действием перепада давления.

4. Перспектива широкого внедрения метода бурения при сбалансированном пластовом и гидростатическом давлениях существенно зависит от наличия буровых растворов, у которых плотность могла бы изменяться в широком диапазоне, при оптимальных реологических свойствах, водоотдаче и стабильности.

5. При использовании буровых растворов с низким содержанием твердой фазы требуется хранить, транспортировать и перерабатывать меньшие объемы твердых (комовых и сыпучих) материалов.

Проблема получения буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и, в частности, малоглинистых растворов достаточно успешно решается при приготовлении их на пресных или имеющих низкую концентрацию NaCl водах.

Известен ряд рецептур пресных малоглинистых растворов, приготовленных из обогащенных бентонитов. Зарубежные фирмы выпускают специальные препараты (например, биополимеры), позволяющие загущать буровые растворы без существенного повышения концентрации твердой фазы. Иногда применяют пресные малоглинистые и даже безглинистые растворы, загущенные лиофильными полимерами (КМЦ, полиакриламидными препаратами, этансульфонатом целлюлозы) или силикатом натрия.

Применительно к водам с высокой концентрацией NaCl ассортимент реагентов, повышающих вязкость раствора с малым содержанием твердой фазы, значительно сужается, т. к. многие лиофильные полимеры оказывают на систему не загущающее, а разжижающее влияние.

Из зарубежного опыта известно несколько рецептур растворов с высокой концентрацией NaCl, загущенных полимерами, имеющими фирменное название и неизвестный химический состав.

Еще более сложной задачей является структурирование с помощью лиофильных полимеров растворов солей двух- и поливалентных металлов, так как большинство полимеров превращаются в нерастворимые в воде вещества и теряют свои исходные свойства.

В МИНХ и ГП разработан принципиально новый способ получения структурированных минерализованных растворов (рассолов). Для этого достаточно знать химический состав рассола и подобрать электролит, содержащий хотя бы один вид ионов, дающих с ионами рассола труднорастворимые соединения. При определенных концентрациях этих «структурообразующих» ионов возникает достаточно прочная коагуляционная структура. Эти системы названы «солегелями».

С помощью органических реагентов, обычно применяемых для обработки минерализованных глинистых растворов или ЕВС, естественный процесс укрупнения кристаллов в солегелях, связанный со стремлением любой дисперсной системы уменьшить свою свободную поверхностную энергию за счет уменьшения свободной поверхности (укрупнение дисперсных частиц), удастся резко замедлить и получить системы, обладающие свойствами, присущими качественным промывочным растворам. Этим способом невозможно в промышленных условиях структурировать только раствор хлористого натрия, который не дает труднорастворимых соединений с электролитами, доступными для буровых предприятий.

Из систем, практическая полезность которых уже доказана, можно назвать следующие солегели.

1. Солегели, образованные из насыщенного NaCl рассола, содержащего 3—5 г/л и более иона Mg^{2+} и обработанного каустической содой или известью. В таких солегелях образуются микрокристаллы оксихлоридов магния ($xMgO \cdot yMgCl_2 \cdot zH_2O$), которые образуют коагуляционную структуру (названы солегелями магния).

2. Солегели, структурированные микрокристаллами гипса $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, которые образуются при взаимодействии двух растворов, содержащих ионы Ca^{2+} и SO_4^{2-} (названы гипсовыми солегелями).

3. Солегели, структурированные микрокристаллами силикатов двух- и поливалентных металлов, образованных путем добавки в 10%-ный раствор силиката натрия (жидкого стекла) 1—3% насыщенного раствора соли Ca, Mg, Fe, Al и т. п.

Приготовление солегелей значительно проще, чем диспергирование глины или неглинистых пород. А поскольку кристаллы имеют размер, как правило, меньший, чем можно получить при диспергировании неглинистых материалов или глин в соленой воде, то для стабилизации раствора требуется меньше органических стабилизаторов, чем для обработки обычных суспензий равной минерализации. Сырье для получения солегелей может быть очень дешевым. Это отходы солевых производств, опреснительных станций, пласто-

вые и озерные минерализованные воды, сточные воды нефтепромыслов и т. д.

Но даже если использовать товарные соли и растворять их в пресной воде, то солегель обойдется несколько дешевле глинистого раствора той же минерализации.

Как уже отмечалось в § 2, солегели могут быть структурированной основой для приготовления промывочных жидкостей из неглинистых выбуренных пород, т. е. ЕВС. Они могут утяжеляться всеми стандартными утяжелителями (барит, гематит, магнетит и др.), образовывать твердеющие или легко удаляемые фильтрационные корки.

Солегели сохраняют высокую устойчивость к воздействию пластовых вод любой минерализации, а солегели с оксихлоридами магния, обработанные КМЦ и лигносульфатами, сохраняют высокое качество при температурах до 150—160°C.

Контрольные вопросы

1. Необходимость использования промывочных жидкостей с низкой концентрацией твердой фазы.
2. Новый способ получения безглинистых промывочных жидкостей (солегелей), структурированных искусственными микрокристаллами.
3. Типы солегелей. Способы приготовления. Область применения.

РАЗДЕЛ III. ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ НА НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ И ОБРАЩЕННЫЕ ЭМУЛЬСИИ

В этом разделе должны быть изучены особенности приготовления и применения растворов на нефтяной основе и обращенных (гидрофобных) эмульсий.

Растворы на нефтяной основе и гидрофобные эмульсии широко применяются за рубежом (свыше 60000 м³ в год) и прошли весьма успешные испытания у нас в стране при бурении в осложненных условиях (гидратирующихся глинах, хемогенных отложениях и т. п.) В СССР существует несколько рецептов растворов на нефтяной основе.

Рассмотрим известково-битумный раствор (ИБР), разрабатываемый в ряде институтов под руководством проф. Л. К. Мухина. В качестве дисперсионной среды в ИБР используется дизельное топливо, а для регулирования фильтрационных и реологических свойств применяются высокоокисленные битумы с высокой температурой размягчения (130—160°C), твердые наполнители (известь) и ПАВ (НЧК, азолят Б, сульфолон и др.).

Глинистый материал не входит в состав свежеприготовленного раствора на нефтяной основе и может попадать в него только при разбуривании глинистых отложений. Поэтому не следует данные растворы называть «глинистые растворы на нефтяной основе».

Эти растворы сохраняют стабильность при 150°C и выше, имеют низкую фильтрацию (заметим: не водоотдачу) углеводородной жидкости.

При обработке таких растворов ПАВ можно получить системы, устойчивые при наличии до 50 % воды в виде дисперсной фазы эмульсии.

Такие системы с высоким содержанием воды самопроизвольно переходят из ИБР в гидрофобные (обращенные) эмульсии, имеющие в качестве непрерывной фазы углеводородную жидкость.

В «Куйбышевнефти» применен соляро-мазутный раствор на нефтяной основе, в котором вместо окисленного битума используется топочный мазут марок 40 и 100. Этот раствор состоит из дизтоплива, мазута, молотой негашеной извести, синтетической жирной кислоты СЖК, каустической соды и воды. Основой раствора является смесь дизтоплива и мазута в соотношении 1:1 или 1:2. Для образования структуры применяется кальциево-натриевое мыло, которое готовят из негашеной извести, воды, СЖК фракции С₂₀ и выше, щелочи. Испытанный на скважинах месторождений Сосновское, Кулешовское и Мухановское раствор имел плотность 0,93—1,28 г/см³, вязкость 55—160 сек, фильтрацию 0—1 см³, а СНС — нулевые.

Известно также несколько рецептов нефтяных растворов и гидрофобных эмульсий на основе строительного и сланцевого битума. Однако все эти системы, судя по литературным данным, имеют небольшую область применения и ограниченную термостойкость.

В МИНХ и ГП на кафедре бурения разрабатывается новый тип гидрофобных эмульсий, в которых структурообразующими компонентами являются гидроокиси двухвалентных металлов и ПАВ, а также гидрофобные эмульсии, стабилизированные синтетическими латексами.

Контрольные вопросы

1. Промывочные жидкости на нефтяной основе. Рецепт ИБР. Области применения.
2. Обращенные (гидрофобные) эмульсии. Рецептуры. Способы приготовления. Применение.

РАЗДЕЛ IV. ВОЗДУХ, ГАЗ И АЭРИРОВАННЫЕ ЖИДКОСТИ

ГЛАВА I. БУРЕНИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗООБРАЗНЫХ АГЕНТОВ

Этот вопрос не освещен в основной учебной литературе. Его следует изучать по дополнительной литературе [10]. Ниже следуют краткие дополнительные указания.

Основные преимущества бурения с продувкой

Значительно увеличивается механическая скорость и проходка на долото (соответственно до 5—6 и 10 раз). Степень увеличения показателей бурения зависит от глубины скважины, твердости пород и наличия водопритоков. Это происходит в результате снижения гидростатического давления, увеличения объема породы, отделяемого при каждом ударе зубьев долота, а в некоторых случаях за счет улучшения очистки забоя. Кроме того, устраняются расходы на воду, глину и т. п., ликвидируются поглощения (в основном при промывке аэрированной жидкостью). Происходит облегчение монтажных работ, улучшение опробования и увеличение продуктивности маломощных горизонтов за счет устранения «скин-эффекта».

Облегчаются условия бурения в многолетнемерзлых породах в результате устранения прихватов вследствие замерзания промывочной жидкости, повышения устойчивости стенок при охлаждении воздуха. Кроме того, увеличивается выход керна по льдистым породам.

При использовании воздуха или газа улучшается геологический контроль бурения по шламу, появляется возможность опробования твердых полезных ископаемых без отбора керна. Создаются условия для применения пневмоударников для проходки скважин.

К недостаткам применения воздуха и газа можно отнести их ограниченную применимость при бурении в плывунах, сыпучих и разрушенных породах, при наличии мощных водопритоков и высокодебитных нефтяных и газовых горизонтов при одновременном наличии обваливающихся глинистых пород и водопритоков, при поглощении воздуха в породах мелкой равномерной пористости.

При бурении с продувкой ухудшается охлаждение долот и коронок, усиливается коррозия и износ буровых труб, увеличивается нагрузка на талевую систему и подъемный механизм. В некоторых породах ухудшается вынос керна, имеются также ограничения при геофизических исследованиях.

Компрессоры, применяемые для продувки скважин, имеют более сложную конструкцию, чем насосы, и поэтому дороги.

Вследствие этих недостатков бурение с продувкой применяется в основном при проходке неглубоких скважин (взрывных при сейсморазведке, минных скважин на карьерах, в особенности в пустынных и северных районах).

ГЛАВА II. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ С ПРОДУВКОЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Осложнения при бурении с продувкой возникают при наличии водопритоков в скважине, при проходке рыхлых, нарушенных и несвязных пород, при вскрытии трещин, каверн и интервалов пористых и проницаемых пород в безводном разрезе. Они обнаруживаются по затяжкам и прихватам бурового инструмента, не-

дохождению его до забоя при спуско-подъеме в наращивании инструмента, изменениям давления на компрессоре и изменениям состава и интенсивности потока, выходящего из скважины.

По этим признакам можно подразделить осложнения на четыре типа:

1. Уменьшение или полное прекращение выхода шлама при нормальном выходе воздуха из скважины. Давление на компрессоре, как правило, незначительно повышается, влажность воздуха увеличивается, но выноса капельной воды не наблюдается. Механическая скорость бурения может в течение длительного периода оставаться неизменной, но при расхаживании и подъеме инструмента происходят затяжки и прихваты.

2. Непрерывное или периодическое истечение из скважины аэрированной жидкой шламовой пульпы. Давление на компрессорах значительно повышается и продолжает возрастать с увеличением глубины скважины:

а) бурение и спуско-подъемные операции происходят без затруднений при несколько меньшей механической скорости;

б) наблюдаются затяжки и прихваты инструмента, сначала только при расхаживании и подъеме, а затем и при бурении.

3. Выход воздуха из скважины уменьшается или прекращается полностью. При этом возможны случаи: а) когда выход воздуха со шламом периодически восстанавливается, бурение и подъем инструмента происходят без затруднений, а давление на компрессоре иногда несколько снижается; б) выход воздуха не восстанавливается длительное время. Затяжки и прихваты инструмента усиливаются вплоть до невозможности продолжать бурение с продувкой.

4. Количество породы, выносимой воздухом или аэрированной жидкостью из скважины, значительно превышает расчетный объем последней. Вынос породы воздушным потоком продолжается длительное время и после прекращения вращения долота. Давление на компрессорах повышается. Имеется тенденция к затяжкам и прихватам инструмента. Инструмент не доходит до забоя при спуске; в некоторых случаях не удается даже производить наращивание.

Осложнения первого типа имеют место в интервалах увлажненных пород, обычно залегающих над водоносными горизонтами, а также при разбуривании водоносных горизонтов, залегающих на значительной глубине и имеющих малое пластовое давление (низкий статический уровень воды в скважине). До тех пор, пока по мере углубления скважины погружение долота под статический уровень не станет достаточным для устойчивой работы эрлифта, воздух прорывается через слой жидкости, в которой остается практически весь шлам, и количество последнего в скважине возрастает.

Увлажненный шлам образует густую массу, налипающую на стенки скважин и буровые трубы в основном в нижней части

скважины. Налипающая на стенки скважины шламовая корка сужает ее ствол таким образом, что бурильные трубы и замки свободно проходят в суженных интервалах, а долото не проходит.

Наибольшие трудности при этом возникают в разрезах, сложенных глинистыми породами.

Для устранения прихватов такого рода наиболее действенным средством является применение надлежащим образом выбранных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) — вспенивателей. Кроме того, целесообразно применять противоприхватные фонари, во время бурения периодически расхаживать инструмент и первые несколько свечей поднимать с вращением и продувкой. Иногда устранению прихватов во влажных песках способствует порционная заливка в скважину 8—10 л дизельного топлива.

Попытки ликвидировать затяжки инструмента расхаживанием без применения ПАВ обычно имеют следствием лишь уплотнение сальников и прихваты. Следует подчеркнуть также необходимость непрерывного вращения инструмента при расхаживании, способствующего разрушению сальников противоприхватными фонарями.

Осложнения второго типа наблюдаются при вхождении в водоносные породы в тех случаях, когда сочетание глубины скважины, глубины статического уровня воды, площади сечения кольцевого пространства, удельного дебита воды и производительности компрессоров обеспечивают возможность подъема воды до устья по принципу эрлифта.

В литературе часто приводят классификацию этих осложнений по интенсивности водопритоков. Однако практического значения такие классификации не имеют, поскольку как характер осложнений, так и выбор способа борьбы с ними зависят не только от дебита, но и от ряда других факторов, указанных выше. При вскрытии водоносного горизонта с достаточно высоким статическим уровнем, после начала выноса из скважины аэрированной шламовой пульпы, подачу раствора ПАВ прекращают, так как при разбуривании водоносного горизонта обеспечивается достаточная очистка скважины образующейся в кольцевом пространстве аэрированной жидкостью, и бурение в устойчивых породах происходит без затруднений до тех пор, пока забой не углубится в малопроницаемые породы, залегающие ниже водоносного горизонта или пока непрерывно повышающееся с увеличением глубины скважины давление воздуха не превысит максимально допустимое давление компрессора.

После прохождения водоносного горизонта и углубления в залегающие ниже породы, не дающие притока воды, затяжки инструмента обычно начинаются вновь, несмотря на наличие выноса аэрированной воды из скважины, и подачу раствора ПАВ приходится возобновить. Это обусловлено тем, что вода поступает в кольцевое пространство выше забоя и выносится вверх потоком воздуха, не попадая на забой. В данном случае также эффективно применение противоприхватных фонарей. Если давление компрессора

становится недостаточным для осуществления циркуляции, то приходится переходить на бурение с промывкой аэрированной жидкостью.

При наличии водопритоков в скважине часто возникают трудности, связанные с удалением из нее столба воды, накапливающейся при перерывах в бурении (спуско-подъемные операции и т. п.). При этом компрессор должен кратковременно развить давление, равное гидростатическому давлению столба, после чего происходит бурный выброс аэрированной смеси из кольцевого пространства и давление на компрессоре значительно снижается. Если гидростатический напор столба воды в скважине превышает максимальное давление компрессора, то целесообразнее всего осуществлять аэрацию воды с помощью насоса буровой установки. Для этого следует присоединить выкид насоса к напорному воздухопроводу (при этом перед насосом и компрессором необходимо установить обратные клапаны). Сначала включают насос и компрессор одновременно и регулируют их производительность таким образом, чтобы давление на компрессоре не превышало допустимого. Однако производительность насоса должна обеспечивать скорость нисходящего потока жидкости в бурильных трубах, превышающую скорость всплывания пузырей воздуха в воде (0,2—0,3 м/сек). Когда воздух начнет выходить в кольцевое пространство, что обнаруживается по резкому снижению давления на компрессоре и насосе, постепенно уменьшают производительность насоса и увеличивают производительность компрессора. Таким образом, удается удалять из скважины столбы воды, гидростатическое давление которых в несколько раз превышает максимальное давление компрессора.

Осложнения третьего типа наблюдаются при наличии в стволе скважины кавернозных, трещиноватых и проницаемых безводных пород. При вскрытии стволом скважины крупных каверн и трещин воздух вместе со шламом уходит в них, и существенного накопления шлама не наблюдается. При этом, как правило, выход воздуха со шламом из устья скважины периодически восстанавливается по мере заполнения шлагом околоствольных пустот в скважине. В этом случае бурение можно продолжать беспрепятственно, но если воздух уходит в мелкие поры и трещины, а шлам остается в скважине, то затяжки и прихваты инструмента усиливаются, и бурение с продувкой приходится прекращать.

В некоторых случаях выход воздуха со шламом удается восстановить путем добавления в поток воздуха повышенных количеств растворов вспенивателей. Пена, образующаяся в скважине, проникает в пористые породы и закупоривает их, после чего циркуляция воздуха возобновляется.

Осложнения четвертого типа происходят при бурении с продувкой в рыхлых, несвязных и слабо сцементированных породах (сухих песках, гравии, галечнике, плывунах, раздробленных и разрушенных породах). В этих породах бурение с продувкой обы-

чно бывает менее эффективно, чем бурение с промывкой. Однако в отдельных случаях можно применять следующие приемы:

а) при бурении в плавунах мощностью до 20 м и рыхлых песках можно бурить с продувкой с одновременной обсадкой скважины.

При этом в скважину через ротор буровой установки опускают колонну обсадных труб, внутрь которой вводят бурильные трубы с долотом или с открытым концом. Выдувая песок из обсадной колонны без вращения бурильных труб, производят ее посадку;

б) можно применять смеси ПАВ с добавками, загущающими пену (КМЦ, полимеры), при скорости подъема воздуха в кольцевом пространстве не более 3—4 м/сек.

Уменьшение осложнений в скважинах при использовании растворов пенообразователей объясняется в основном следующими физико-химическими факторами:

1. Подъемная сила потока вспененной аэрированной жидкости увеличивается в 3—5 раз за счет более равномерного распределения газа и жидкости в кольцевом пространстве и механической прочности пены. Устраняются периодические выбросы отдельных порций жидкости из обводненных скважин, разрушающие стенки скважины и способствующие обвалам.

2. Уменьшается слипание частиц шлама, налипание их на стенки скважины и сальникообразование, облегчается подъем и спуск инструмента.

3. Уменьшается трение при движении смеси воздуха, жидкости и шлама о стенки скважины и бурильные трубы, вследствие чего давление на компрессорах снижается и стабилизируется.

4. Повышается эффективность разрушения горных пород, механическая скорость и проходка на долото.

Положительные результаты достигаются только при правильном выборе рецептуры ПАВ для конкретных условий работы.

При выборе рецептуры ПАВ необходимо прежде всего учитывать следующие условия:

1. Степень и характер минерализации вод, поступающих в скважину; наличие нефтепритоков.

2. Химический состав и адсорбционные свойства пород, встречаемых в геологическом разрезе.

3. Температуру в скважине.

Применяемые ПАВ должны отвечать следующим требованиям:

1. Обеспечить образование интенсивной и устойчивой пены с притекающей в скважину жидкостью и в присутствии разрушаемых пород.

2. Снижать силы сцепления и трения частиц выбуриваемой породы.

3. Подавлять коррозию бурильного инструмента и оборудования.

4. Быть не токсичным и безопасным.

5. Иметь низкую стоимость.

Характеристики основных типов отечественных ПАВ, применяемых при бурении с продувкой, указаны в табл. 7, а рекомендации по их применению в табл. 8.

Во втором столбце таблицы 8 указаны данные о степени и характере минерализации пластовых вод, а в 4-м столбце — виды пород, при разбуривании которых эти ПАВ способствуют ликвидации осложнений. В третьем столбце таблицы указана оптимальная концентрация товарного продукта (для жидких ПАВ — по объему, а твердых — по весу) в воде, поступающей в скважину. При определении необходимого расхода ПАВ следует учитывать как воду, поступающую из пласта, так и вводимую в скважину вместе с раствором ПАВ. При отсутствии притока воды в скважину объемный расход раствора ПАВ определяют, исходя из объема выбуриваемой породы с учетом данных 5-го столбца табл. 3, а концентрацию ПАВ в растворе берут непосредственно из столбца 3. При наличии водопритока измеряют дебит последнего по расходу вытекающей из скважины жидкости и соответственно повышают концентрацию вводимого в скважину раствора ПАВ и уменьшают его объем.

Как видно из таблицы, наиболее универсальна смесь сульфоната с ОП-10, которая обеспечивает интенсивное пенообразование при бурении как неглинистых, так и глинистых пород при притоке вод различной минерализации. При бурении в глинах и притоке в скважину пресных или маломинерализованных вод наилучшие результаты обеспечивает применение растворов сульфоната, содержащих 5—15% поваренной соли. Добавление соли в указанной концентрации усиливает действие сульфоната, позволяет уменьшить его расход и кроме того значительно уменьшает и силы сцепления глин.

Контрольные вопросы

1. Типы осложнений при бурении с продувкой.
2. Основные меры предупреждения и ликвидации осложнений при бурении с продувкой.
3. Факторы, обуславливающие действие ПАВ при ликвидации осложнений.
4. Условия, учитываемые при выборе рецептуры ПАВ.
5. Основные виды ПАВ, применяемые для борьбы с осложнениями с продувкой, их краткая характеристика.

ГЛАВА III. АЭРИРОВАННЫЕ ЖИДКОСТИ

Бурение с промывкой аэрированной жидкостью представляет разновидность бурения с использованием газообразных агентов. Основная область применения этого способа — проходка водоносных горизонтов с большим дебитом и низкими пластовыми давлениями. Бурению с продувкой в этом случае препятствует сильный водоприток, а бурению с промывкой — катастрофические поглощения. Области применения этого способа указаны в [2].

Характеристика ПАВ

Таблица 7

Наименование	Тип	Химический состав	Номер ГОСТ (ВТУ)	Характеристика по ГОСТ (ВТУ)	Концентрация активного вещества в товарном продукте, %	Вид упаковки
ОП-7	Неионогенное	Смесь полиэтилентгличколевых эфиров моно- и диалкилфенолов, содержащих в алкильных цепях 9—10 атомов С и 6—7 молекул окиси этилена	ГОСТ 8433—57	Маслообразная жидкость или паста от светло-желтого до светло-коричневого цвета, pH 1% водного раствора 6—8. Поверхностное натяжение 0,5% раствора $\sigma = 35 \text{ дин/см}$ То же, $\sigma = 37 \text{ дин/см}^2$	99,5	Стальные бочки
ОП-10	То же	То же, содержание этилена 10—12 молекул	То же	То же	99,5	То же
ПО-1	Анионоактивное	Керосиновый контакт ГОСТ 463—53 с добавлением костного клея ГОСТ 2067—47, этилового спирта ГОСТ 131—52 и едкого натра	ГОСТ 6948—54	Темно-коричневая жидкость вязкостью 40 сст плотностью $\rho_4 = 1,1$. Кратность пены 2% водного раствора не менее 10	—	В цистернах
Прогресс	То же	Водный раствор смеси натриевых солей сернокислых эфиров вторичных спиртов, содержащих 6—16 атомов С	ВТУ 315—58	Прозрачная жидкость от темно-желтого до коричневого цвета, pH=8—9	20	Стальные бочки, бидоны
Сульфонат	Анионоактивное	Смесь натриевых солей алкилсульфокислот с алкильными остатками, содержащими 12—18 атомов С	ГОСТ 12390—66	Чешуйки от светло-желтого до светло-коричневого цвета. Хорошо растворим в воде, не выделяет из разбавленных растворов кислот, щелочей, солей, pH 5% раствора = 7,7	89,5	Мешки из крафтбумага
Сульфонол	То же	Смесь натриевых солей алкилбензолсульфокислот	ГОСТ 12389—66	Порошок, гранулы или чешуйки размером не более $10 \times 10 \times 1,5 \text{ мм}$ белого или светло-желтого цвета	84	Бумажные мешки ГОСТ 2227—65
Бурол	—	Смесь неионогенных и анионоактивных ПАВ	Техн. условия ВНИИБ	Жидкость светлого-коричневого цвета	25	Стальные бочки

Таблица 8

Рекомендации по применению ПАВ

Наименование ПАВ	Характер и степень допустимой минерализации воды, поступающей в скважину	Оптимальная концентрация товарного продукта ПАВ, %	Породы	Минимальное допустимое отношение объема раствора ПАВ к объему шлама	Примечание
ОП-7 ОП-10	Пресная вода Сильно минерализованные воды различного состава до насыщения	0,4* 0,6	Неглинистые породы Малоколлаидальные глины	1 : 1 2 : 1	Обеспечивают хорошее вспенивание почти независимо от минерализации воды, но сильно снижают эффективность в присутствии глин и некоторых других пород
ПО-1	Пресная вода Минерализованные воды различного состава	1,0—2,0* 1,5—2,5	Неглинистые породы	—	Эффективность вспенивания умеренная, мало зависит от характера и степени минерализации воды, но почти полностью подавляется в присутствии глин
Прогресс	Пресная вода Минерализованные воды удельного веса до 1,036, содержащие в основном катионы Na+K	0,6* 1,2	Неглинистые породы и малоколлаидальные глины	2 : 1	Эффективность вспенивания хорошая в маломинерализованных водах, но падает почти до нуля при концентрации хлористого натрия более 15% и сильно снижается в присутствии коллоидальных глин

1	2	3	4	5	6
Сульфат	Пресная вода. Минерализованные воды, содержащие в основном катионы Na+K удельного веса от 1,03 до 1,12	0,6—0,8** 0,35—0,5	Неглинистые Глинистые	1:1 2:1	Высокая эффективность вспенивания в пресных водах. Она еще более повышается при содержании в воде от 5 до 15% хлористого натрия и сохраняется даже в присутствии высококоллоидальных глин, но сильно снижается при наличии в растворе ионов кальция и магния.
Смесь сульфата** с ОП-10* в отношении 3:1	Пресная вода. Сильно минерализованные воды различного состава до насыщения	0,6 1,0	Неглинистые Глинистые	1:1 2:1	Наилучшая эффективность вспенивания в высокоминерализованных водах, содержащих катионы кальция и магния, мало снижающаяся в присутствии глин.
Сульфол 1-го сорта	Пресная и маломинерализованная вода (уд. вес до 1,015)	0,2**	Глинистые и неглинистые породы	—	Высокая эффективность вспенивания в пресных водах, также в присутствии глин. В минерализованных водах пены не образуется, выпадая в осадок.

* Концентрация по объему

** Концентрация по весу

Изменяя соотношение газа и жидкости, оцениваемое степенью аэрации $\alpha = \frac{Q_r}{Q_{ж}}$, можно обеспечить равенство гидростатического давления столба аэрированной жидкости в скважине пластовому давлению и устойчивую циркуляцию. (Q_r —подача воздуха в единицу времени при атмосферных условиях, $м^3/сек$; $Q_{ж}$ —подача воды за то же время, $м^3/сек$). Степень аэрации обычно составляет 10—150 [10].

Одним из серьезных недостатков способа бурения с промывкой аэрированной жидкостью является усиленная коррозия буровых труб и других элементов циркуляционной системы, приводящая также к ускоренному развитию усталостных напряжений в металле. Проблему борьбы с коррозией следует изучить по [2].

Контрольные вопросы

1. Какова область применения, преимущества и недостатки бурения с промывкой аэрированной жидкостью?
2. Опыт применения этого способа в Советском Союзе.
3. Особенности технологии бурения с промывкой аэрированной жидкостью.
4. Что такое степень аэрации и какие факторы следует учитывать при ее определении?
5. Причины коррозии буровых труб и меры ее предотвращения.

РАЗДЕЛ V. ПРИГОТОВЛЕНИЕ, ОЧИСТКА И КОНТРОЛЬ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

ГЛАВА I. ПРИГОТОВЛЕНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И РЕАГЕНТОВ

Природные глины состоят из смеси различных глинистых минералов и посторонних примесей (песок, органические соединения, водорастворимые соли и т. п.). Они могут применяться для приготовления буровых растворов как в натуральном (так называемая «комовая» или «карьерная» глина), так и в переработанном виде (глинопорошки).

Раньше в Советском Союзе, в отличие от США и других стран, в бурении применялись преимущественно глины, добываемые, как правило, в карьерах поблизости от района буровых работ. При этом имел место ряд недостатков:

1. Ввиду того, что месторождения высококачественных глин встречаются редко, применяются в основном низкокачественные глины, из которых можно получить технологически пригодный буровой раствор лишь при очень высокой концентрации глины — до 400 кг/м^3 и даже более. При этом ухудшаются показатели работы долот и возникают трудности с регулированием свойств раствора.

2. Трудность механизации приготовления раствора из комовых глин.

3. Невозможность подбора глиноматериалов в соответствии с геологическими и другими условиями бурения.

В настоящее время производится переход на применение порошкообразных глиноматериалов из высококачественных обогащенных и улучшенных глин различных сортов. Для этого строятся заводы глинопорошков и производится переоборудование всего промыслового глинохозяйства, транспортировки, хранения глинопорошков и приготовления из них глинистых растворов.

При изучении этого раздела программы необходимо получить четкие представления о способах обеспечения буровых промывочными жидкостями всех типов, описанных выше, направлениях технического прогресса в этой области и общие понятия о технологии производства глиноматериалов, утяжелителей и реагентов, способах и средствах их транспортировки и хранения. Эти вопросы в достаточной степени освещены в литературе. Со способами приготовления глинистых растворов можно ознакомиться по книгам [1, 13].

Расчеты, производимые при изготовлении промывочных жидкостей, изложены в [14].

Приготовление химических реагентов в условиях буровой, подготовка их перед введением в промывочный раствор рассмотрены в [1, 7, 12].

Контрольные вопросы

1. Оборудование для приготовления промывочных растворов и реагентов гидравлично-механическим способом (фрезерно-струйные мельницы типа ФСМ-3, ФСМ-7, АППЖ-4).

2. Гидромониторные смесители (смеситель Папировского, УПР-Р-2, эжекторный смеситель ГДМ-1).

3. Транспортировка и хранение порошкообразных материалов в нашей стране и за рубежом.

4. Расчеты потребного количества материалов для приготовления и утяжеления промывочных растворов.

ГЛАВА II. ОЧИСТКА ЖИДКОСТЕЙ ОТ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ

Накапливание в промывочной жидкости выбуренного или осыпавшегося со стенок скважины шлама имеет отрицательные последствия. Шлам из глинистых пород, циркулируя в среде раствора, диспергируется под влиянием механических и физико-химических факторов. Это способствует увеличению содержания твердой фазы в растворе и, как правило, сопровождается увеличением его вязкости и СНС.

В случае умеренного поступления глины в раствор необходимо обрабатывать его понизителями вязкости и реагентами, уменьшающими набухание глин и повышающими тем самым «глиноемкость» раствора. Если в скважине разбухиваются высококолла-

дальные глины, то при большой механической скорости проходки в ряде случаев в раствор добавляют сильно разбавленные понизители вязкости. Нередко практикуется применение чистой воды для снижения вязкости химически обработанных растворов, однако оно крайне нежелательно.

Обогащение промывочной жидкости глинистыми породами в конечном счете приводит к перерасходу химреагентов и утяжелителя.

Присутствие в промывочном растворе даже недиспергированного шлама может привести к осложнениям, т. к. шлам, прилипая к фильтрационной корке, способствует сальникообразованию. Кроме того, при недостаточно высокой удерживающей способности (очень малые СНС) раствора при остановках циркуляции шлам может оседать и вызывать прихват инструмента.

Поэтому качественная очистка промывочной жидкости от шлама в процессе бурения скважин совершенно необходима.

В данном разделе следует уделить внимание изучению способов очистки растворов от шлама (желоба, отстойники), очистительных механизмов (вибрационные сита, сита-конвейеры, гидроциклоны и ситогидроциклонные установки), а также выяснению сравнительной эффективности этих механизмов и области их применения. Вопросы очистки раствора от шлама наиболее полно описаны в [13].

ГЛАВА III. ДЕГАЗАЦИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

При бурении промывочная жидкость может насыщаться воздухом или пластовым газом, которые при определенных условиях образуют устойчивую пену. Вообще бурение с газированным промывочным раствором имеет ряд специфических особенностей. И если оно не вызвано технологической необходимостью, то, как правило, проводят дегазацию раствора.

При бурении глубоких скважин в нашей стране и за рубежом был испытан ряд приспособлений и установок для дегазации промывочных растворов. В некоторых из них дегазация осуществлялась за счет дополнительного механического разрушения коагуляционной структуры циркулирующего раствора. Известны случаи применения для дегазации растворов вибросит, гидроциклонов, фрезерно-струйных мельниц, так называемых спиральных (тангенциальных) дегазаторов и гидромониторных устройств. Но нередко глинистые растворы, содержащие в своем составе поверхностно-активные реагенты (ССБ, КССБ, ПФЛХ, различные синтетические ПАВ), а также высокоминерализованные или обработанные нефтью буровые растворы с большой концентрацией природных ПАВ, после прохождения через названные выше устройства не только дегазировались, а наоборот, образовывали устойчивую тонкодисперсную пену.

Наиболее универсальными оказались установки, в которых дегазация происходит в специальных вакуумных камерах. Именно

эти установки получили в настоящее время наиболее широкое распространение.

В СССР широко применяется двухкамерный вакуумный сепаратор ДВС-2 конструкции института УкрНИИГаз, схема которого показана на рис. 9. Его цилиндрический резервуар 9 разделен на две равные части, снабженные дегазационными камерами 5. Снаружи каждая дегазационная камера имеет всасывающий клапан 1, а внутри оборудована подводным патрубком 6, тарелкой 7 и конусом 8.

Вакуум создается вакуум-насосом 10. С помощью клапана-разрядника 17 дегазационные камеры 5 поочередно сообщаются то с вакуум-насосом, то с атмосферой. Клапан-разрядник управляется автоматически с помощью поплавкового устройства 2. Когда в дегазационной камере создан необходимый вакуум, открывается связанный с ней всасывающий клапан и содержащий газ буровой раствор из приемной части емкости 14 через патрубок 6 всасывается в камеру 4, стекает по тарелке 7 и конусу 8. При этом из него выделяются пузырьки газа, расширяющиеся под действием вакуума. Газ поступает в насос и выбрасывается в атмосферу, а дегазированный раствор накапливается в дегазационной камере. При этом поплавок регулятора уровня поднимается и в определенный момент переключает золотниковое устройство, сообщаящее заполненную камеру с атмосферой, а вторую, которая к этому моменту опорожнена, — с вакуум-насосом. В первой камере в это время открывается выкидной клапан 11, и дегазированный раствор вытекает из нее в выкидную часть емкости 12. Для контроля режима работы дегазатора служит вакуумметр 15.

Рабочие процессы переключаются во времени, за счет чего достигается высокая производительность дегазатора и сравнительно равномерная подача дегазированного раствора.

Техническая характеристика ДВС-2

Производительность, л/сек	40—50
Содержание остаточного газа в буровом растворе, %	не более 2
Потребляемая мощность, кВт	18
Напряжение питания электродвигателя, В	220/380
Частота Гц	50±5
Габариты, мм	
Длина×ширина×высота	4770×2200×3700
Вес, кг	4500

Производительность дегазатора и степень дегазации существенно зависят от величины разрежения в камере. Поэтому в конструкции ДВС предусмотрена возможность изменения затяжки пружины золотникового механизма. С увеличением затяжки пружины приемные клапаны открываются при большем вакууме. Поэтому продолжительность цикла дегазации увеличивается (т. е. снижается производительность установки), но это приводит к улучшению качества дегазации бурового раствора. При ослаблении пружины

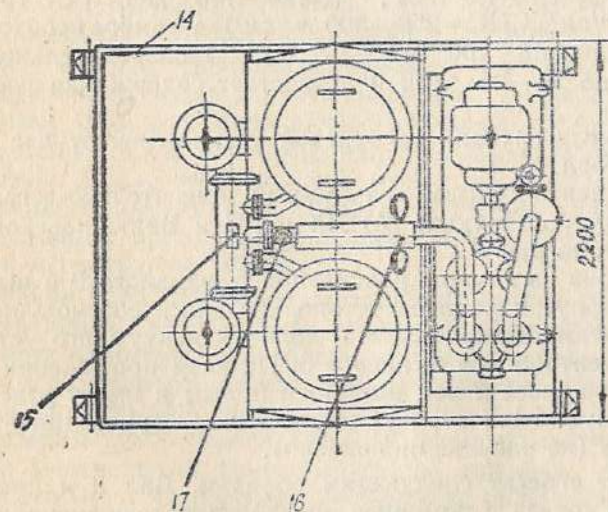
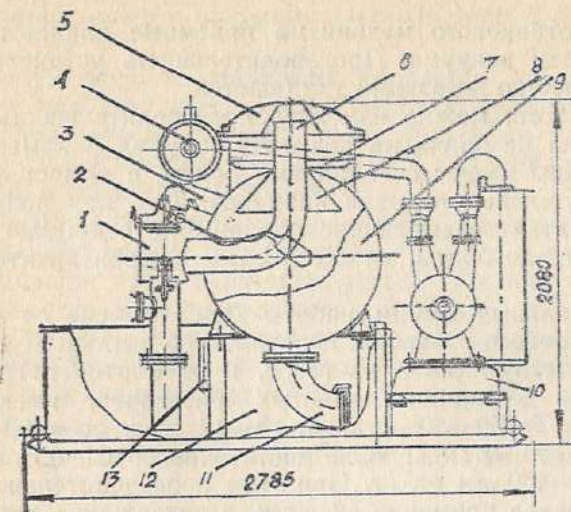


Рис. 3. Дегазатор ДВС-2.

1 — всасывающий клапан; 2 — поплавковый регулятор уровня; 3 — соединительный патрубок; 4 — клапан-разрядник; 5 — дегазационная камера; 6 — патрубок, подводный разгазированный раствор; 7 — тарелка; 8 — конус; 9 — резервуар; 10 — вакуум-насос; 11 — выкидной клапан; 12 — выкидная часть емкости; 13 — заслонка; 14 — приемная часть емкости; 15 — вакуумметр; 16 — ресивер; 17 — золотниковый механизм

жины золотникового механизма приемные клапаны открываются при меньшем вакууме. Производительность установки увеличивается, а качество дегазации ухудшается.

Кроме того, можно изменять производительность дегазатора, практически не влияя на величину вакуума в камере. Всасывающие клапаны имеют специальные болты, с помощью которых изменяется степень открытия клапанов. Так, при полностью завинченных болтах всасывающие клапаны не открываются совершенно. Отвинчивая болты, можно увеличить производительность дегазатора.

Рациональный режим работы ДВС зависит от реологических свойств бурового раствора, поверхностно-активных свойств реагентов, присутствующих в растворе, и от плотности раствора. Для нормальной дегазации глинистых растворов, имеющих $\gamma=1,3-1,4$ г/см³, $T=50-80$ сек, $\eta=8-10$ спз, $\tau_0=100-120$ мг/см², СНС=50—100 мг/см², вполне достаточно обеспечить вакуум в пределах 300—400 мм рт. ст. При этом производительность дегазатора будет равна примерно 40 л/сек, а содержание остаточного газа 1—2%.

При работе с утяжеленными высоковязкими глинистыми растворами ($\gamma=1,7-1,9$ г/см³, $T=120-140$ сек, $\eta > 10$ спз, $t_0=150-200$ мг/см², СНС=250—300 мг/см²) в камере необходим вакуум, достигающий 700 мм рт. ст. Производительность ДВС снижается до 20—25 л/сек и возрастает содержание остаточного газа.

В подобных случаях на буровой устанавливают два или даже три дегазатора.

Новый центробежный вакуумный смесительно-дегазирующий агрегат ЦВА конструкции МИНХ и ГП и Биикжальской экспедиции показан на рис. 4.

Он состоит из камеры разделения 5, входного 9 и выходного 7 патрубков. Внутри корпуса установлен вал 3 со смонтированными на нем колесом-завихрителем 4, колесом вакуумного устройства 2 и колесом центробежного насоса 6. На всем протяжении от завихрителя 4 до колеса 2 вал выполнен полым и имеет отверстия 8 и 10. К полумуфте 1 в верхней части вала 3 присоединяется электродвигатель (на рисунке не показан).

Работает агрегат следующим образом. Вал 3 и смонтированные на нем колеса с помощью электродвигателя вращаются (частота вращения 1450 об/мин). Буровой раствор поступает через входной патрубок 9 внутрь корпуса, попадает на завихритель 4, отбрасывается за счет центробежных сил к периферии, тонким слоем стекает вниз по стенкам корпуса и с помощью колеса 6 нагнетается в выходной патрубок 7. При движении раствора внутри агрегата коагуляционная структура раствора разрушается, что создает благоприятные условия для разделения газо-жидкостной смеси. Газ накапливается в зоне небольшого разрежения, т. е. под колесом завихрителя 4 и через отверстие 10 и внутреннюю по-

лость вала 3 отсасывается вакуумным устройством 2 и выходит в атмосферу.

На выходе раствора из дегазатора создается надежный гидравлический затвор, что обеспечивает высокую герметичность камеры разделения газо-жидкостной смеси (бурового раствора) и облегчает работу вакуумного устройства для поддержания необходимого вакуума в процессе дегазации.

Во время работы дегазатора имеет место автоблокировка, предотвращающая заполнение раствором всего объема камеры, разделение и попадание его в вакуумное устройство: вакуум создается в том случае, когда вал 3 вращается, но при этом одновременно вращается колесо 6 центробежного насоса, который имеет более высокую производительность и откачивает всю попадающую в него жидкость в выкидной патрубок 7.

Попадание воздуха из атмосферы через входной патрубок 9 устраняется путем установки поплавкового клапана или V-образного колена.

Поскольку в агрегате ЦВА совмещается вакуумирование и интенсивное перемешивание раствора, то он может быть использован не только для дегазации промысловых растворов в циркуляционной системе буровой установки, но и при приготовлении, химической обработке и утяжелении буровых растворов.

Известно, что при добавках к буровому раствору порошкообразных материалов, например глинопорошка, утяжелителя и мела, в систему вносятся мельчайшие пузырьки воздуха, который раньше заполнял поры порошков или был абсорбирован твердыми частицами. После этого раствор может вспениться. Очень устойчивые микропены также могут быть получены при приготовлении эмульсионных растворов с использованием вспенивающих поверхностно-активных эмульгаторов.

Применение ЦВА для перемешивания растворов с одновременной их дегазацией дает большой эффект. В частности, значительно ускоряется приготовление глинистых растворов из глинопорошков, так как улучшается смачивание поверхности порошка и увеличивается скорость набухания глины. Можно также для утяжеления использовать сухой утяжелитель или вводить в раствор большое количество магниевых и других солей, не опасаясь вспенивания системы. Особенно интересные результаты получены при приготовлении эмульсионных глинистых растворов. Стабильность эмульсий, приготовленных с использованием ЦВА, очень высокая.

Очевидно, определенные перспективы имеет применение ЦВА для дегазации тампонажных смесей, особенно содержащих в своем составе поверхностно-активные пластификаторы типа ССБ, КССБ, а также для дегазации продавочных жидкостей, обладающих повышенной и трудно учитываемой сжимаемостью. Это должно повысить качество разобщения пластов в скважинах.

Освобождение промыслового раствора от газа может

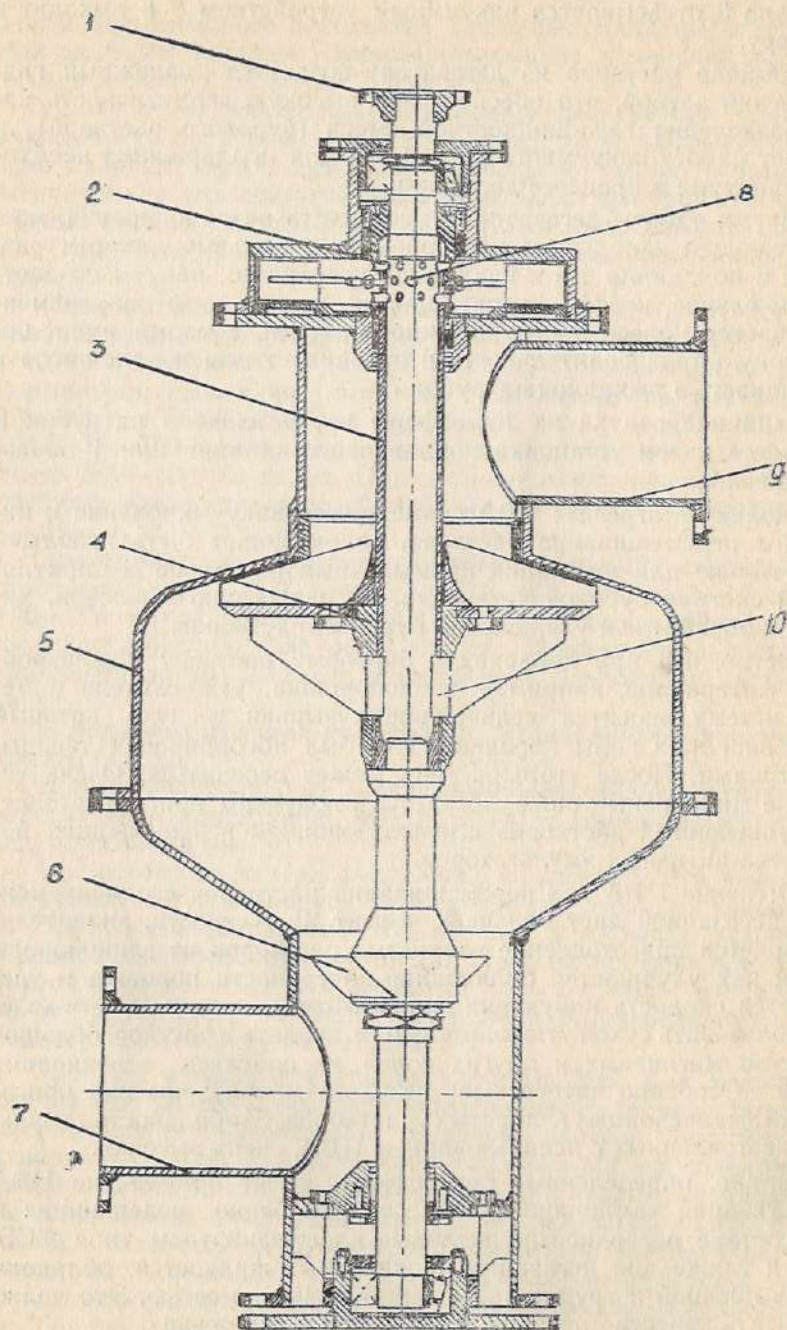


Рис. 4. Центробежный вакуумный агрегат ЦВА:

1 — центробежный насос; 2 — вал; 3 — вакуум-насос; 4 — колесо-защититель; 5 — камера разделения; 6 — центробежный насос; 7 — выходной патрубок; 8 — входной патрубок; 9 — отверстие; 10 — корпус

быть также достигнуто путем обработки специальными химическими реагентами, называемыми пеногасителями.

Сущность физико-химического пеногашения заключается в следующем. В газированном буровом растворе с трудноразрушаемой пеной на поверхности каждого газового пузырька имеется пленка, состоящая из адсорбированных молекул ПАВ, твердых частиц и т. д. Эта пленка обладает определенной механической прочностью и препятствует взаимному слиянию (коалесценции) пузырьков газа. Очевидно, при этом существенное влияние оказывают и силы электрического взаимодействия между частицами пены.

При добавках к раствору пеногасителя происходит коалесценция пузырьков газа и выделение его из раствора. Пеногаситель модифицирует защитную пленку, вытесняет из нее другие поверхностно-активные вещества. В результате прочность пленки снижается. Определенным образом изменяются и электрический заряд частиц в растворе, и их электростатическое взаимодействие.

Некоторые пеногасители модифицируют поверхность твердых частиц, снижая их способность прилипать к пузырькам газа и тем самым бронировать их. Тогда трехфазная пена (газ, вода, твердое тело) превращается в двухфазную (газ, вода), которая обладает меньшей устойчивостью и быстро разрушается.

Изучение влияния поверхности твердых частиц в буровом растворе на процессы вспенивания позволили ввести в практику особый тип пеногасителей, которые можно назвать «сверхгидрофобными» дисперсоидами. Это очень мелкие частицы резины, полиэтилена и т. п. или эмульгируемые в растворе кремнеорганические жидкости. Газ отлично адсорбируется на поверхности этих дисперсоидов, происходит коалесценция пузырьков и их всплывание на поверхность.

Таким образом, физико-химическое пеногашение — это совокупность сложных процессов. Многие из них мало изучены, и поэтому выбор типа и оптимальной концентрации пеногасителей осуществляется на основании лабораторных экспериментов. Зачастую оказывается, что один и тот же реагент, но добавленный в различных количествах, может оказаться пеногасителем или, наоборот, стабилизатором пены.

Среди химических пеногасителей самое широкое распространение получили спирты: сивушное масло, состоящее из спиртов с C_3 — C_7 , альфанола (C_7 — C_9), а также другие спирты до фракций C_{14} — C_{15} . Они добавляются в количестве 0,1—0,3% объема и эффективны как в пресных, так и в минерализованных глинистых растворах.

Большой эффект в пресных буровых растворах может быть получен от применения нефтепродуктов; нейтрализованный черный контакт НЧК, газойлевый и керосиновый контакты, асидол мылонафт, окисленный петролатум (товарное название СМАД-1), окисленный парафин. Хорошими пеногасителями в этих условиях являются также синтетические жирные кислоты СЖК, отходы маслозаводов — гудроны растительных жиров, отходы лесохимиче-

ской промышленности (например карболинеум). Эти реагенты можно применять и в буровых растворах, имеющих сравнительно высокую концентрацию NaCl. Однако расход реагентов повышается в 1,5—2 раза.

Сложную проблему представляет выбор пеногасителей при хлоркальциевой и хлормagneйной агрессии. В этих условиях эффективен кальций-мылонафт, т. е. кальциевая соль нафтенных кислот, гудроны растительных жиров.

Среди «сверхгидрофобных» дисперсоидов следует прежде всего отметить кремнеорганические соединения — полисилоксановые (силиконовые) масла. Это линейные полимеры с органическими боковыми цепями. Они не растворяются в воде и поэтому в буровой раствор добавляются в виде специально приготовленной эмульсии. В качестве эмульгатора используется обычно хозяйственное мыло. Кремнеорганические масла очень дороги, но расход их для пеногашения в глинистых растворах чрезвычайно мал (оптимальная концентрация 0,005—0,01%), и в целом может быть получен экономический эффект.

Наиболее широко в практике бурения применяется резиновая или полиэтиленовая крошка (отход резино-регенераторных заводов), которая замачивается в дизтопливе с целью дополнительной гидрофобизации поверхности и развития пор за счет набухания. Смесь резины с дизельным топливом названа реагентом РС, смесь полиэтиленовой крошки с дизтопливом — ПС. Пеногасители РС и ПС удовлетворительно выполняют свои функции в хлоркальциевых и хлормagneйных растворах.

ГЛАВА IV. ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Этот вопрос не рассматривается в требуемом объеме ни в одной книге по бурению или промывочным растворам. Однако он не представит большой сложности, если хорошо изучены материалы всех предыдущих разделов. Здесь необходимо рассмотреть следующие вопросы:

1. Организация промысловой и центральной лабораторий промывочных жидкостей. Оснащение лабораторий, содержание работы.
2. Формы обслуживания буровых.
3. Периодичность измерения параметров, форма их регистрации.

Промысловая лаборатория организуется в составе управления буровых работ (УБР) или нефтеразведочной экспедиции и занимается систематическим обслуживанием буровых: оказывает помощь и контролирует работу инженеров по глинистым растворам, которые должны находиться в составе буровой бригады на скважинах глубиной свыше 3500 м.

При бурении неглубоких скважин в осложненных условиях ра-

ботники промысловых лабораторий по специальному вызову вместе с буровым мастером и лаборантом-коллектором проводят химическую обработку и утяжеление раствора.

Центральные лаборатории промывочных растворов или соответствующие службы тематических партий организуются в составе более крупных подразделений: геологических управлений и нефтегазовых объединений.

Лаборатории должны быть оснащены приборами для стандартного анализа промывочных растворов, входящих в так называемую переносную лабораторию, а также приборами СНС-2, рН-метрами и лабораторными мешалками глинистых растворов. Кроме того, в последние годы в ряде лабораторий начали появляться различные приборы для специальных исследований растворов, особенно в условиях высоких температур и давлений: приборы для измерения водоотдачи, реологических свойств (пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига), а также усилий отрыва или сдвига металлических поверхностей, контактирующих с глинистыми корками.

Работники этих лабораторий в содружестве с отраслевыми научно-исследовательскими институтами совершенствуют рецептуры промывочных растворов и методы их обработки, утяжеления и очистки, а также разрабатывают рецептуры растворов и даже синтезируют химреагенты. Они оказывают помощь промысловым лабораториям и принимают непосредственное участие в испытании новых растворов на буровых.

Скважины бурятся с применением промывочной жидкости, параметры которой должны соответствовать ГТН (геолого-техническому наряду).

В процессе бурения скважины в нормальных условиях необходимо контролировать параметры промывочной жидкости не менее одного раза в смену. При проходке газовых скважин или скважин в осложненных условиях, а также перед подходом к газоносному пласту и при его разбуривании, и при бурении в зонах осложнений контроль следует осуществлять:

- по удельному весу и вязкости — через каждые 60 мин;
- по СНС и водоотдаче — один раз в смену с записью всех показателей в журнал для регистрации параметров промывочной жидкости.

При отклонении какого-нибудь показателя от нормы и необходимости выравнивания раствора измерения удельного веса и вязкости производятся чаще, примерно через 5—10 минут.

Контрольные вопросы

1. Содержание работы производственных лабораторий по глинистым растворам и их структура.
2. Какие параметры промывочной жидкости контролируют на буровых, с какой периодичностью?

ГЛАВА V. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОМЫВОЧНЫМ РАСТВОРАМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ

Этому вопросу в литературе по бурению и промывочным растворам уделяется очень мало внимания. Однако качество промывочной жидкости в значительной степени определяет, во-первых, «проходимость» геофизических приборов и зондов, и, во-вторых, качество измерений целого ряда показателей.

В действующей «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» указывается, что геофизические измерения не допускаются, если буровой раствор имеет условную вязкость более 90 сек. Величина СНС при этом совершенно не регламентируется. Такое требование можно считать устаревшим, т. к. применяемый в настоящее время бронированный каротажный кабель, как показала практика, обеспечивает хорошую проходимость геофизических снарядов в скважине, заполненной раствором с большой условной вязкостью. Правильнее было бы регламентировать величину СНС, так как при движении снаряда (зонда) в покоящейся жидкости именно оно оказывает существенное влияние на величину сопротивления движению.

Однако из промыслового опыта известно, что главной причиной затруднений при спуске геофизических снарядов является не столько вязкость или СНС раствора, сколько наличие сужений ствола скважины вследствие образования толстой глинистой корки и скоплений шлама, а также пластических деформаций солей и глин. Таким образом, продвижение геофизических снарядов в скважине в основном обеспечивается при соблюдении тех же требований к состоянию ствола скважины, которые предъявляются к ней технологией бурения. Однако бывают случаи, когда по требованию геофизической службы перед производством геофизических измерений приходится производить замену или специальную обработку раствора для снижения его вязкости, СНС или придания ингибирующих свойств. Кроме того, на результаты геофизических измерений существенное влияние оказывают минерализация промывочной жидкости, ее водоотдача и плотность.

Минерализация промывочной жидкости снижает качество измерений электрического сопротивления пород (ρ) и потенциала спонтанной поляризации (ПС). Чем меньше электрическое сопротивление промывочной жидкости по отношению к сопротивлению горных пород, тем меньше влияние последнего на силу тока, измеряемого с помощью каротажного зонда при определении ρ , и тем труднее дифференцировать породы в разрезе по этому показателю. При засолении раствора происходит также выполаживание кривой ПС вследствие уменьшения разницы в степени минерализации раствора и пластовых вод.

Минимальное допустимое сопротивление промывочной жидкости в каждом случае зависит от конкретных условий (сопротивление горных пород, конструкция зонда, мощность отдельных пропластков пород и т. д.). В большинстве случаев считают приемле-

мой величину сопротивления не менее 0,5 Ом·м. Большое значение имеет удельный вес промывочного раствора, находящегося в скважине перед проведением геофизических исследований. Если гидростатическое давление раствора не препятствует поступлению соленой воды в скважину из пластов, то сопротивление раствора по стволу становится неоднородным, что, как это рассмотрено выше, искажает результаты измерения ρ и ПС.

При избыточном давлении в стволе скважины и большой водоотдаче промывочной жидкости вокруг ствола скважины возникает так называемая «зона проникновения фильтрата», в которой электрическое сопротивление поровой жидкости отличается от электрического сопротивления ее в массиве породы. Чем больше диаметр этой зоны, тем больше разница между кажущимися (измеряемыми) величинами ρ и ПС и их значениями в нетронутом массиве.

При применении сильно минерализованных промывочных жидкостей в ряде случаев возникает необходимость перед проведением геофизических исследований в скважине заменить их на пресные или менее минерализованные жидкости. Но это может в свою очередь также исказить результаты измерения и их интерпретацию.

При замене соленого промывочного раствора на пресный перед проведением геофизических работ необходимо сразу же обрабатывать его понизителями водоотдачи. В случае высокой статической и динамической водоотдачи раствора в пластах образуется вторая зона проникновения, и определить истинное сопротивление пласта становится еще труднее.

При проведении некоторых видов исследований недопустимо присутствие в промывочной жидкости введенных искусственно углеводородов. Сюда относятся, например, газовый каротаж, флуоресцентный анализ промывочных жидкостей для обнаружения факта вскрытия продуктивных горизонтов. Это обстоятельство необходимо учитывать при планировании программ обработки промывочных жидкостей.

Особую сложность представляет обеспечение производства геофизических исследований при бурении с продувкой. Для выполнения основных видов каротажа — измерения ρ и ПС — приходится заполнять скважину жидкостью, удовлетворяющей изложенным выше требованиям. Однако некоторые виды исследований (например, радиометрические измерения, а также индукционный каротаж) могут выполняться и в сухих скважинах.

Контрольные вопросы

1. Какие свойства промывочных жидкостей регламентируются при проведении геофизических исследований?
2. Механизм влияния минерализации фильтрата промывочной жидкости на результаты каротажных измерений в скважинах.
3. Особенности геофизических измерений при бурении с продувкой.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Паус К. Ф. Буровые промывочные жидкости. Изд. 2-е, М., «Недра», 1973.
2. Роджерс В. Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей. М., «Недра», 1967.
3. Ятров С. Н. Промывочные жидкости в бурении скважин. Учебное пособие для нефтяных вузов и факультетов. М., Гостоптехиздат, 1960.
4. Кистер Э. Г. Химическая обработка буровых растворов. М., «Недра», 1972.
5. Середа Н. Г., Соловьев Е. М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1975.
6. Киреев В. А. Краткий курс физической химии. М., «Химия», 1970.
7. Городнов В. Д. Химические реагенты для обработки промывочных жидкостей. Обзор, серия «Бурение», ВНИИОЭНГ, 1970.
8. Скальская У. Л. Исследование в области пеногашения промывочных жидкостей. Обзор, серия «Бурение», ВНИИОЭНГ, 1968.
9. Алексеев В. Н. Количественный анализ. М., Госхимиздат, 1963.
10. Филатов Б. С. и др. Бурение геологоразведочных скважин с продувкой воздухом. М., «Недра», 1974.
11. Ангелопуло О. К., Мухин Л. К. Усовершенствование метода оценки термостойкости глинистых растворов. М., «Недра», 1967.
12. Городнов В. Д., Тесленко В. Н., Колесников П. И., Челомбнев В. К. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов. М., «Недра», 1975.
13. Головкин В. Н. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов. М., «Недра», 1971.
14. Борисенко Л. В. Лабораторный практикум по глинистым растворам. Ч. 1, 2, МИНХ и ГП, 1961.
15. Ангелопуло О. К., Филатов Б. С. Основные свойства промывочных растворов и их измерение. М., МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 1977.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	3
Раздел I. Регулирование свойств промывочных растворов на водной основе.	4
Глава I. Выбор параметров промывочных растворов для конкретных условий бурения в сложном геологическом разрезе	4
§ 1. Плотность	5
§ 2. Водоотдача и свойства фильтрационных корок	5
§ 3. Реологические показатели	6
§ 4. Величина щелочности (pH)	7
Глава 2. Химические реагенты для обработки промывочных растворов.	8
§ 1. Классификация и основная характеристика реагентов	8
§ 2. Термостойкость химических реагентов и промывочных растворов.	25
§ 3. Методика подбора рецептуры химической обработки	29
Контрольные вопросы	31
Раздел II. Особенности применения различных типов промывочных жидкостей на водной основе	32
Глава I. Вода техническая и истинные растворы природных солей	32
Контрольные вопросы	33
Глава II. Необработанные глинистые растворы	33
Контрольные вопросы	33
Глава III. Химически обработанные глинистые растворы	34
§ 1. Классификация	34
§ 2. Пресные глинистые растворы	35
§ 3. Глинистые растворы средней минерализации. Понятие солеустойчивости промывочных растворов	36
§ 4. Глинистые растворы, насыщенные NaCl	38
§ 5. Многосолевые глинистые растворы. Выбор промывочных растворов для бурения в мощных хемогенных отложениях на больших глубинах	38
§ 6. Кальциевые и бариевые глинистые растворы	41
§ 7. Силикатные глинистые растворы	41
Контрольные вопросы	44
Глава IV. Водные суспензии неглинистых пород, обработанные химреагентами	44
Контрольные вопросы	45
Глава V. Безглинистые промывочные жидкости на водной основе, структурированные полимерами или искусственными микрокристаллами неорганических веществ	46
Контрольные вопросы	48
Раздел III. Промывочные жидкости на неводной основе и обращенные эмульсии	48

Контрольные вопросы	49
Раздел IV. Воздух, газ и аэрированные жидкости	49
Глава I. Бурение с применением газообразных агентов	49
Глава II. Особенности бурения с продувкой в осложненных условиях	50
Контрольные вопросы	55
Глава III. Аэрированные жидкости	55
Контрольные вопросы	59
Раздел V. Приготовление, очистка и контроль промывочных жидкостей	59
Глава I. Приготовление промывочных жидкостей и реагентов	59
Контрольные вопросы	60
Глава II. Очистка жидкостей от выбуренной породы	60
Глава III. Дегазация промывочных жидкостей	61
Глава IV. Организация контроля за состоянием промывочной жидкости	68
Контрольные вопросы	69
Глава V. Требования к промывочным растворам при проведении гео- физических исследований в скважинах	70
Контрольные вопросы	71
Рекомендуемая литература	72

Редактор О. Е. Недорезова

Л-61707 Сдано в набор 20/X 1975 г. Подписано к печати 1/IV 1977 г.
 Формат 60×90¹/₁₆ Объем 4,75 печ. л.
 Тираж 400 экз. Заказ 2671 Цена 25 коп.

Серпуховская типография