

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

УДК 622.244.4:622.245.422
ББК 33.131
Б 90

Рецензенты: кафедра нефтегазового промысла Кубанского государственного технологического университета, д-р техн. наук А.Т. Кошелев

Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М.
Б 90 Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. — М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. — 424 с.: ил.
ISBN 5-247-03812-6

Приведены необходимые сведения о буровых и тампонажных растворах, основы физикохимии полидисперсных систем, методы химической обработки растворов. Рассмотрены вопросы технологии их приготовления, регулирования свойств, очистки и применения. Для студентов вузов, обучающихся по специальностям "Бурение нефтяных и газовых скважин", "Разработка нефтяных и газовых месторождений", "Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов".

ISBN 5-247-03812-6

© А.И. Булатов, П.П. Макаренко
Ю.М. Проселков, 1999
© Оформление. ОАО "Издательство
"Недра", 1999

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава 1. Значение буровых промывочных и тампонажных растворов при бурении скважин	5
§ 1. Геолого-технические условия проводки нефтяных и газовых скважин	6
§ 2. Термины и определения	11
§ 3. Функции процесса промывки скважин	20
§ 4. Требования к буровым растворам	24
§ 5. Условия цементирования и требования к качеству цементного раствора и камня	33
Глава 2. Буровые промывочные и тампонажные растворы как поли-дисперсные гетерогенные системы	43
§ 1. Основные понятия	43
§ 2. Поверхностные явления	49
§ 3. Глинистые минералы как дисперсная фаза буровых растворов	61
§ 4. Гидратационное твердение тампонажных цемента	67
§ 5. Контракция тампонажного камня	69
§ 6. Фильтрация дисперсных систем	73
§ 7. Фильтрационные свойства буровых промывочных и тампонажных растворов	79
Глава 3. Физико-химические основы действия реагентов-регуляторов технологических свойств буровых промывочных и тампонажных растворов	88
§ 1. Электрические свойства дисперсных систем	88
§ 2. Реагенты и добавки для регулирования свойств буровых промывочных растворов	101
§ 3. Физико-химические основы действия реагентов	118
§ 4. Классификация реагентов по устойчивости в условиях высоких забойных температур и минерализации	127
§ 5. Регулирование свойств тампонажных растворов	132
§ 6. Классификация реагентов-регуляторов сроков схватывания, разжижителей и понизителей водоотдачи тампонажных растворов	140
Глава 4. Структурообразование в дисперсных системах	142
§ 1. Деформация дисперсных систем	148
§ 2. Принципиальные схемы приборов для измерения структурно-механических параметров дисперсных систем	173
§ 3. Особенности структурообразования в тампонажных растворах	174
Глава 5. Буровые промывочные растворы	178
§ 1. Типы буровых растворов и условия их применения	178
§ 2. Буровые растворы на водной основе	178
§ 3. Ингибирующие растворы	185
§ 4. Соленасыщенные растворы	196
§ 5. Растворы на нефтяной основе	198
§ 6. Газообразные промывочные агенты	207
§ 7. Тяжелые жидкости	210
Глава 6. Материалы и химические реагенты для тампонажных растворов	212
	423

§ 1. Тампонажный портландцемент	212
§ 2. Специальные тампонажные цементы	215
§ 3. Шлакопортландцементы	221
§ 4. Основные требования к тампонажным материалам	228
§ 5. Свойства тампонажных растворов и реагенты для их обработки	238
Глава 7. Технология буровых промывочных растворов	247
§ 1. Выбор типа бурового промывочного раствора	247
§ 2. Основные материалы для приготовления буровых промывочных растворов	255
§ 3. Приготовление буровых растворов	273
§ 4. Очистка бурового раствора от шлама	293
§ 5. Очистка бурового раствора от газа	324
§ 6. Регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе	339
§ 7. Технология химической обработки бурового раствора	352
Глава 8. Технология тампонажных работ	360
§ 1. Цементирование обсадных колонн	360
§ 2. Установка цементных мостов в скважинах, осложненных высокотемпературными условиями, кавернозностью ствола и поглощениями	368
§ 3. Повторное (исправительное) цементирование	378
§ 4. Технологическая обязанность цементировочного оборудования	379
§ 5. Буферные жидкости	383
§ 6. Ликвидация поглощений тампонажными смесями при бурении скважин	394
§ 7. Опыт и перспективы применения органических и органоминеральных материалов при цементировании скважин	407
Список литературы	422

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Булатов Анатолий Иванович
Макаренко Петр Петрович
Проселков Юрий Михайлович

БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ И ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*. Редактор издательства *А.И. Ровинская*.
Переплет художника *Н.П. Новиковой*. Художественный редактор *Н.П. Новикова*.
Технический редактор *Л.Н. Фомина*. Корректоры *Е. И. Микрякова*,
Л.Н. Пантелеева. Операторы *А.Е. Конькова*, *И.В. Севалкина*.
Компьютерная верстка *Е.А. Чистова*

Изд. лиц. № 010145 от 24.12.92. Лицензия продлена до 23 декабря 2002 г.
Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 29.01.99. Формат 60 × 88 1/16. Гарнитура "Балтика". Печать офсетная. Усл. печ. л. 25,97.
Уч.-изд. л. 28,30. Тираж 1000 экз. Заказ /4599.
Набор выполнен на компьютерной технике.

ОАО "Издательство "Недра". 125047 Москва, пл. Тверская застава, 3

ППП "Типография "Наука" Академиздатцентр РАН
121099 Москва, Шубинский пер., 6

ПРЕДИСЛОВИЕ

Развитие технологии бурения неразрывно связано с совершенствованием буровых промывочных и тампонажных растворов, которые представляют собой сложные полидисперсные гетерогенные системы. Обеспечение буровых работ в сложных геологических условиях при резком увеличении объема глубокого бурения может быть достигнуто лишь путем правильного, дифференцированного выбора типа системы для каждого конкретного случая и рационального регулирования ее свойств в процессе проводки скважин. Следовательно, разработка и совершенствование научных основ управления свойствами буровых промывочных и тампонажных растворов становится одной из центральных проблем технологии бурения, успешность решения которой в значительной степени определяет развитие нефтегазодобывающей промышленности в целом.

Основные технологические свойства промывочных и тампонажных растворов, которые используются при бурении скважин, определяются их физико-химическим состоянием как полидисперсных систем. Физико-химические процессы имеют основное значение при обработке буровых и тампонажных растворов, взаимодействии их со стенкой скважины, выбуренной породой и пластовыми флюидами, а также при воздействии высоких забойных температур и давлений. Они позволяют вскрыть механизм действия новых типов реагентов, понять процессы твердения тампонажных растворов в различных условиях, разработать научно-технические способы создания растворов и управления ими с целью получить системы с оптимально заданными свойствами.

Успехи достигнутые отечественными учеными (П.А. Ребиндером, А.В. Думанским, Б.В. Дерягиным, М.П. Воляровичем, Ф.Д. Овчаренко, К.Ф. Жигачем, Г.И. Фуксом, Н.В. Михайловым, Н.Н. Круглицким и др.) в области коллоидно-химической науки о дисперсных системах, в том числе о буровых и тампонажных растворах, не нашли еще достаточно полного отражения в технологии буровых процессов. В практике бурения все еще преобладают условные методы как при оценке качества буровых и тампонажных растворов, так и при анализе изменения их состояния под воздействием различных факторов. Во многом это можно объяснить от-

сутствием специальных работ, в которых основные положения физикохимии дисперсных систем были бы изложены применительно к буровым и тампонажным растворам и условиям использования их на практике.

Правильный выбор изолирующих материалов применительно к конкретным скважинным условиям, тщательное составление рецептуры растворов с учетом применения совершенной технологии цементирования, использование элементов технологической оснастки, буферной жидкости и другие мероприятия, безусловно, обеспечат высокое качество работ по креплению скважин.

Российским Государственным образовательным стандартом с 1996 г. предусмотрено изучение дисциплины "Буровые промывочные и тампонажные растворы" в качестве обязательной самостоятельной дисциплины для студентов, обучающихся по специальности "Бурение нефтяных и газовых скважин."

Кроме того, ряд профилирующих дисциплин в области нефтегазового образования, такие как "Бурение нефтяных и газовых скважин", "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин", "Заканчивание скважин" и др. для студентов специальностей "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин", "Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов", включают в качестве самостоятельных разделов промывку скважин и буровые растворы, крепление скважин и цементные растворы.

Несмотря на это, до настоящего времени не только еще не создан учебник, но и отсутствуют учебные пособия по "Буровым промывочным и тампонажным растворам", что существенно затрудняет изучение студентами этой дисциплины, а педагоги высшей школы и УМО по высшему нефтегазовому образованию вынуждены рекомендовать в качестве учебной литературы различные справочники и монографии, которые не обеспечивают полноты сведений в этой области знаний и не отвечают требованиям Государственного образовательного стандарта.

К созданию настоящего учебного пособия были привлечены ведущие специалисты и ученые в нефтегазовой области, среди которых педагоги высшей школы, научные сотрудники и работники производственных предприятий.

Изучению дисциплины "Буровые промывочные и тампонажные растворы" должны предшествовать курсы "Химия", "Гидравлика", "Термодинамика", "Основы нефтяного и газового дела" и "Геология".

Глава 1

á ç Ä ö Ö ç à Ö Ä î ê é Ç ò ï è ê é å ò Ç é ó ç ò ï
à í Ä å è é ç Ä Ü ç ò ï ê Ä ë í Ç é ê é Ç
è ê à Ä î ê Ö ç à à ë ä Ç Ä Ü à ç

В результате бурения скважины на нефтегазоносных площадях должен быть создан долговечный, прочный изолированный канал, связывающий продуктивный горизонт с дневной поверхностью. Решающее значение при проводке скважины имеют буровые промывочные и тампонажные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит не только эффективность буровых работ, но и срок службы скважины.

Тяжелые осложнения в процессе бурения, а в некоторых случаях и ликвидация скважин, нарушение режима эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, связанные со значительным ущербом народному хозяйству, могут быть обусловлены низким качеством буровых и тампонажных растворов, отсутствием надежных методов и средств управления ими. Все это и обуславливает целесообразность затрат на повышение качества этих систем.

С увеличением глубины скважин повышаются температуры и давления, скважина вскрывает горизонты с различными по химической природе флюидами (газ, нефть, пластовая вода), минералогический состав пород также разнообразен, поэтому бурение все больше становится физико-химическим процессом. Этот процесс протекает в среде бурового и цементного растворов, пакерных, буферных и других специальных жидкостей.

Название *буровой промывочный раствор*, *буровой раствор* или *тампонажный раствор* не отражает физико-химической сущности этих систем, и использование их в дальнейшем связано лишь с традициями в нефтяной промышленности. По составу эти системы должны быть отнесены к сложным полиминеральным дисперсиям, стабилизированным поверхностно-активными веществами (ПАВ).

§ 1. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВОДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Разрезы нефтяных и газовых месторождений состоят из осадочных пород, которые представляют собой механические или химические продукты разрушения метаморфических и изверженных пород, содержащих продукты жизнедеятельности организмов. К этим породам относятся мономинеральные (каменная соль, гипс, ангидрит, известняк, доломит и др.) и полиминеральные (конгломераты, глины, песчаники и др.) породы.

Горные породы в основном характеризуются неоднородностью по минералогическому и механическому составу, ориентации зерен в массе, пористости, степени уплотнения и трещиноватости. Осадочные породы разделяются на обломочные, сложенные обломками различной величины — от коллоидных частиц до больших глыб, и кристаллические.

Горные породы обладают комплексом механических свойств: упругостью, пластичностью и т.п. Взаимодействие разбуриваемых горных пород с буровыми и цементными растворами, а также возможность возникновения различных осложнений в значительной степени обуславливаются силами сцепления этих пород. По природе сил сцепления различают три группы горных пород.

1. *Скальные (песчаники, известняки и др.).* Силы сцепления имеют электрическую природу, одинаково проявляются как в микро-, так и в макростроении и не исчезают при насыщении породы водой.

2. *Пластичные (глинистые).* Силы сцепления между обломками пород обусловлены взаимодействием коллоидных частиц, адсорбирующихся на поверхности обломков; они значительно уменьшаются при насыщении породы водой и способны восстанавливаться при высыхании.

3. *Породы, у которых силы сцепления обусловлены наличием влаги в порах (сыпучие пески) или ее отсутствием (плывуны).* В отличие от первых двух типов в породах этой группы силы трения преобладают над силами сцепления.

Разбуриваемые породы, пластовые воды, высокие температуры и давления отрицательно влияют на свойства буровых и тампонажных растворов. Аналогичное влияние оказывают и гидродинамические эффекты при закачивании и продавливании растворов в скважинах. В зависимости от конкретных условий свойства этих систем направленно изменяют, вводя в них различные наполнители и обрабатывая химическими ре-

агентами для предотвращения осложнений и оптимизации процесса бурения.

Наибольшее влияние на качество бурового и тампонажного растворов, а также технико-экономические показатели бурения оказывают породы, которые активно взаимодействуют с этими системами. Например, пластичные породы под влиянием фильтрата раствора набухают, теряют устойчивость и, переходя в буровой раствор, существенно ухудшают его качество. Смачивание этим раствором рыхлых пород вызывает их оползание или осыпание в ствол скважины.

Свойства буровых и тампонажных растворов в значительной мере зависят от минерального состава разбуриваемых пород. Солевые породы вследствие легкой растворимости вызывают коагуляцию буровых растворов и ухудшают свойства тампонажных растворов. Чаще всего эти системы подвергаются натриевой, кальциевой и магниевой агрессии при разбуривании каменной соли, бишофита, гипса и других пород.

Отрицательное влияние на свойства буровых и тампонажных растворов оказывают минерализованные пластовые воды и рапа. Под их воздействием буровые растворы коагулируют, их структурно-механические и фильтрационные свойства ухудшаются. Также в значительной степени изменяются сроки схватывания, время загустевания и реологическая характеристика тампонажного раствора.

Пластовые воды имеют различный генезис, отличаются солевым составом, содержат растворенный газ и нерастворимые, но гидролитически разлагаемые водой минералы. По преобладающим анионам выделяют воды гидрокарбонатные, карбонатные, сульфатные и хлоридные. В пределах этих классов выделяют воды по преобладающему катиону кальция, магния или натрия. Наиболее минерализованными являются воды, которые находятся в осадочных породах, содержащих известняки, доломиты, гипсы и каменную соль. Минерализация пластовых вод, как правило, возрастает с увеличением глубины и колеблется в широких пределах, достигая 30 г/л и более (рассолы).

Газ, находящийся как в свободном, так и в растворенном состоянии, существенно влияет на изменение свойств тампонажных и особенно буровых растворов. В пластовых водах в небольших количествах растворены гелий, азот, сероводород, в больших — углекислый газ. В водах нефтяных месторождений содержится метан, иногда бутан и пропан. Свободный кислород в пластовых водах на большой глубине от-

существует. Зоны затрудненного обмена характеризуются содержанием в водах углекислого газа и сероводорода.

В условиях минерализации большое значение имеют вопросы коррозионного разрушения тампонажного камня, особенно в случае его предельного деформирования до разрушения. Повышенная концентрация в водах хлоридов щелочных металлов ослабляет сульфатную коррозию, усиливает растворение оксида кальция и понижает pH, что в свою очередь ускоряет растворение содержащейся в цементе извести.

Наиболее интенсивное изменение фильтрационных, реологических и тиксотропных свойств буровых и тампонажных растворов, ускорение сроков схватывания последних и, как правило, ухудшение физико-механических свойств тампонажного камня наблюдаются при повышенных температурах и давлениях.

К наиболее важным факторам, определяющим выбор тампонажных материалов, особенно для глубоких и сверхглубоких скважин, следует отнести температуру, давление и состав пластовых минерализованных вод.

Увеличение глубин нефтяных и газовых скважин сопровождается постоянным ростом забойных температур. На разбуриваемых площадях забойные температуры изменяются в очень широких пределах.

В районах Краснодарского края в интервалах залегания преимущественно терригенных третичных и отчасти меловых отложений средние геотермические градиенты¹ до глубины примерно 2700 м изменяются в пределах 2,25–2,59 °C/100 м. К 1970 г. достигнуты глубины 4500–6000 м, на которых температура окружающих пород составляет 190–200 °C.

В третичных и меловых отложениях нефтегазовых районов Ставропольского края геотермический градиент до глубины 2100 м изменяется в пределах 3,48–8,61 °C/100 м, в майкопских отложениях он возрастает до 10,7 °C/100 м. На глубинах около 4000 м температуры достигает 140–150 °C. Забойные температуры 175–186 °C зарегистрированы в ряде скважин. На глубине 5500 м температура составляет около 200 °C. Наиболее высокая температура на площадях Краснодарского края отмечена в скв. 1 Медведовская – 216 °C на глубине 6087 м.

В Чечне и Ингушетии геотермическая характеристика раз-

¹Под геотермическим градиентом понимается изменение температуры окружающих пород при углублении на следующих 100 м (размерность °C/100 м).

резов скважин отличается значительным влиянием циркуляции пластовых вод, что обеспечивает возникновение термальных очагов в местах залегания водоносных горизонтов. В связи с этим геотермический градиент изменяется по разрезу в существенных пределах и в отложениях, перекрывающих водоносные горизонты, достигает $12-16\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В Узбекистане при бурении скважин на глубине 5500 м зарегистрирована температура $224\text{ }^{\circ}\text{C}$. В зарубежной практике бурения отмечена температура $237,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Юго-Западный Техас, США).

Для выбора рецептуры тампонажного раствора при цементировании скважин не всегда можно по установленному геотермическому градиенту точно вычислить температуру забоя скважины.

Высокие температуры оказывают существенное влияние как на технологию проводки и крепления скважин, так и на выбор применяемых при этом материалов. Увеличение глубин скважин до 10000–15000 м приведет к дальнейшему возрастанию роли температурного фактора в процессах, связанных с бурением. Поэтому оценка забойных температур в сверхглубоких скважинах имеет первостепенное значение.

На поверхности Земли температура колеблется в зависимости от времени суток и года. Амплитуда поверхностных колебаний температуры с глубиной быстро уменьшается. Температурные волны, вызванные суточными колебаниями температуры, проникают на глубину до 1 м. Глубина проникновения годовых волн достигает 30 м и более.

Глубина, ниже которой практически не сказывается влияние поверхностной температуры, называется глубиной "нейтрального слоя". Для различных районов эта глубина колеблется от 10 до 30 м. Ниже нейтрального слоя температура непрерывно возрастает с глубиной.

В земной коре действуют горное давление, характеризующее естественное напряженное состояние пород, и давление флюидов, находящихся в горных породах. Эти давления определяют необходимые параметры буровых растворов и нагрузки, действующие на обсадные колонны, забойное и устьевое оборудование скважины.

Горное давление, как существующее в породах напряжение, вызывается действием сил тяжести вышележащих пород, тектоническими процессами, изменениями температурного поля, физико-химическими процессами образования и превращения горных пород и др.

Различают вертикальную и горизонтальную составляющие

горного давления, которые называют соответственно полным и боковым горными давлениями.

Обычно давление флюидов в залежах воды, нефти и газа приблизительно равно условному гидростатическому давлению, за величину которого принимается давление столба пресной воды, равное по высоте глубине залегания залежи. Однако имеются залежи, где давления флюидов превышают обычные в 1,3–1,6 раза и даже достигают горного давления. Такие давления называют аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД).

Количество нефтяных и газовых залежей с АВПД на глубинах до 3500–4000 м сравнительно невелико и не превышает 10–15 %. При дальнейшем увеличении глубин объем флюидных скоплений с АВПД возрастает. Абсолютная величина АВПД тем больше, чем глубже оно встречено.

Давление в пласте может быть и ниже гидростатического.

Отношение пластового давления к давлению столба воды на данной глубине называется коэффициентом аномальности:

$$\alpha = p_{\text{пл}}/p_{\text{г}}$$

Известны пласты с коэффициентом аномальности, равным 1,5–2,0 и выше (Краснодарский край, Чеченская, Ингушская и Дагестанская республики, Украина, Азербайджан и другие регионы).

При цементировании скважин необходимо знать статическую и динамическую температуры.

Статическая температура — это температура пород нетронутого массива. В скважинах температура забоя принимается близкой к статической, если буровой раствор в ней не циркулирует в течение 2–4 сут.

Под динамической температурой понимается установившаяся температура в скважине на некоторой глубине в процессе циркуляции в ней бурового раствора. Практически считается, что постоянная динамическая температура устанавливается в скважине после одного-двух циклов циркуляции бурового раствора. Динамическая температура на забое всегда ниже статической. Разность температур зависит от ряда геолого-технических и технологических условий и составляет для скважин глубиной до 6000 м десятки градусов. Однако в каждом конкретном случае ее следует проверять.

Для первичного цементирования скважин рецептуру тампонажного раствора подбирают с учетом динамической температуры, для проведения повторных цементирований — исходя из статической температуры.

Таблица 1.1
Химический состав пластовых вод (месторождения Краснодарского края)

Место отбора пробы воды, глубина, м	Страти- графи- ческий комп- лекс	Содержание ионов, 10 ⁻³ моль					
		Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺
Скв. 1 Медве- довская, 4280 – 4265	Ниж- ний мел	930,0	6,40	1,28	227,0	14,06	696,60
Скв. 6 Южно- Советская, 3008 – 3003	То же	263,0	18,80	3,77	5,05	1,55	278,90
Скв. 26 Севе- ро-Ахтырская, 1050 – 1029	Кара- ган	779,7	20,54	0,96	14,65	3,67	782,91
П р и м е ч а н и е. Ионы CO ₃ ²⁻ отсутствуют.							

Подбирать рецептуры тампонажных растворов и определять их физико-механические свойства необходимо с учетом совместного воздействия температуры и давления.

Минерализованные воды, находящиеся в пластах, могут привести к ускорению сроков схватывания движущегося в заколонном пространстве скважины тампонажного раствора. Совместное действие температуры, давления и пластовых вод разрушает камень многих типов тампонажных цементов. Поэтому выбору типа цемента с учетом его коррозионной стойкости против минерализованных пластовых вод следует уделять серьезное внимание.

По классификации Г.М. Сухарева, воды нефтяных и газовых месторождений могут быть разделены на сульфатно-натриевые, гидрокарбонатно-натриевые, хлормагниевого, хлоркальциевые. На нефтяных месторождениях наиболее распространены гидрокарбонатно-натриевые, среди которых на нефтяных промыслах часто встречаются воды, относящиеся к подгруппам хлоридно-щелочных и сульфатно-хлоридно-щелочных.

В качестве примеров состава минерализованных пластовых вод можно привести следующие данные (табл. 1.1).

§ 2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Различают физические и химические свойства бурового раствора. В свою очередь, физические свойства делятся на термодинамические, коллоидно-реологические, фильтрационные, теплофизические и электрические (рис. 1.1). Термины,

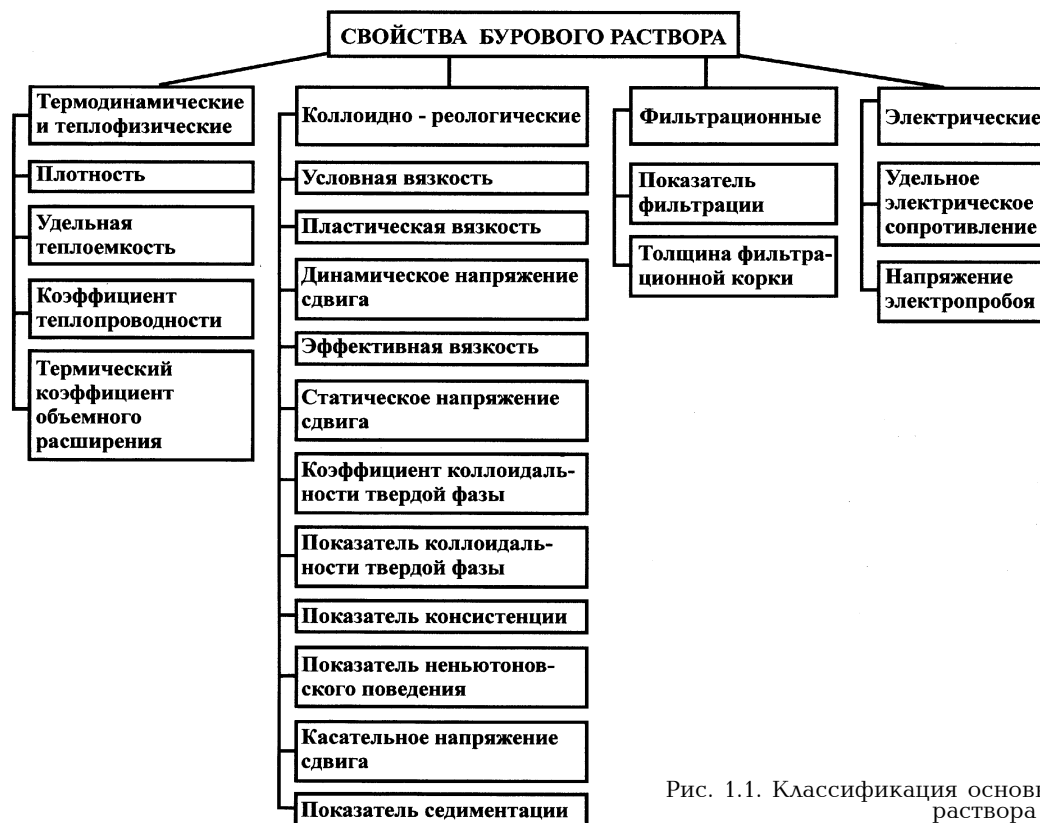


Рис. 1.1. Классификация основных свойств бурового раствора

характеризующие эти свойства, и их определения приведены в табл. 1.2.

Термины и определения, отражающие основные операции технологического процесса промывки скважин, приведены на рис. 1.2 и в табл. 1.3.

Таблица 1.2
**Термины и определения основных показателей
бурового раствора**

Термин	Размерность	Определение
Плотность	кг/м^3	Масса единицы объема бурового раствора
Условная вязкость	$\frac{\text{г}}{\text{см}^3 \cdot \text{с}}$	Величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема бурового раствора через вертикальную трубку
Касательное напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая сопротивление бурового раствора сдвигу, определяемая силой, вызывающей этот сдвиг и приложенной к единице поверхности сдвига
Пластическая вязкость	Па · с	Величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае, когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой
Динамическое напряжение сдвига	Па	Величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Эффективная вязкость	Па · с	Величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига
Статическое напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры

Продолжение табл. 1.2

Термин	Размерность	Определение
Показатель фильтрации	см ³	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины, определяемая количеством дисперсионной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку ограниченной площади под действием определенного перепада давления за определенное время
Толщина фильтрационной корки	мм	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяемая толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время
Показатель коллоидальности	—	Величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсной фазы бурового раствора, определяемая количеством вещества, адсорбированного единицей массы дисперсной фазы
Коэффициент коллоидальности	—	Величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсной фазы бурового раствора
Показатель минерализации	—	Величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе, условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия
Водородный показатель	—	Величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе, равная отрицательному десятичному логарифму активности или концентрации ионов водорода
Напряжение электропробоя	В	Величина, косвенно характеризующая стабильность буровых растворов на углеводородной основе, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в буровой раствор
Электрическое сопротивление	Ом	Сопротивление бурового раствора проходящему через него электрическому току

Продолжение табл. 1.2

Термин	Размерность	Определение
Показатель консистенции бурового раствора	Па	Коэффициент степенной функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига в выбранном интервале скоростей при течении бурового раствора
Показатель неньютоновского поведения бурового раствора	—	Показатель степени функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Показатель седиментации бурового раствора	—	Величина, косвенно характеризующая стабильность бурового раствора и определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения компонентов за определенное время
Удельная теплоемкость бурового раствора	Дж/(кг · °С)	Количество теплоты, необходимой для нагревания единицы массы бурового раствора на один градус
Коэффициент теплопроводности бурового раствора	Вт/(м · °С)	Величина, характеризующая способность бурового раствора проводить теплоту, определяемая количеством теплоты, проходящей в единицу времени через единицу изотермической поверхности при температурном градиенте, равном единице
Термический коэффициент объемного расширения	—	Величина, характеризующая изменение объема бурового раствора с изменением температуры при постоянном внешнем давлении и определяемая относительным изменением объема при нагревании на 1 К, отнесенного к объему бурового раствора при данной температуре

Таблица 1.3

Основные термины и определения для технологического процесса промывки скважины

Термин	Определение
Промывка ствола скважины	Технологический процесс при строительстве скважины с использованием бурового раствора
Приготовление бурового раствора	Комплекс технологических операций по созданию бурового раствора определенного типа из исходных компонентов
Смешивание компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в соединении его исходных компонентов

Продолжение табл. 1.3

Термин	Определение
Диспергирование компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в измельчении его компонентов
Перемешивание бурового раствора	Технологическая операция приготовления и обработки, заключающаяся в равномерном распределении компонентов в данном объеме бурового раствора и вовлечении объема бурового раствора в движение
Дозированная подача компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления, обработки, утяжеления бурового раствора, заключающаяся в подаче компонентов в зону смешивания в определенном количестве во времени
Обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в регулировании свойств бурового раствора химическими или физико-механическими методами
Аэрация бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него газообразных агентов для понижения плотности
Химическая обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций обработки бурового раствора химическими реагентами
Утяжеление бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него утяжелителя для повышения плотности
Прокачивание бурового раствора по стволу скважины	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в прокачивании бурового раствора по схеме буровой насос — ствол скважины — буровой насос
Подпор бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в принудительной подаче бурового раствора в приемную линию бурового насоса
Закачивание бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в приемке и нагнетании бурового раствора в скважину
Очистка бурового раствора	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении примесей из бурового раствора

Продолжение табл. 1.3

Термин	Определение
Очистка бурового раствора от шлама	Комплекс технологических операций, заключающейся в удалении шлама из бурового раствора
Очистка бурового раствора от шлама сетками	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем пропускания его через вибрирующую сетку
Очистка бурового раствора от шлама в отстойниках	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем осаждения его в отстойниках
Очистка бурового раствора от шлама в гидроциклонах	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем отделения его под действием инерционных сил в гидроциклонах
Дегазация бурового раствора	Технологическая операция очистки бурового раствора по удалению из него газообразного агента
Регенерация компонентов бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в извлечении исходных компонентов из бурового раствора для последующего их использования
Замена бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в замещении всего рабочего объема или его части другим буровым раствором

Основная технологическая операция промывки скважины — прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др.

Технологическое оборудование для промывки скважин (рис. 1.3) представляет собой ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции. Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем. Например, некачественная очистка бурового раствора от шлама приводит к более напряженной работе блока обработки; недостаточная дегазация бурового раствора не позволяет буровым насосам обеспечить необходимую подачу и т.д.



Рис. 1.2. Классификационная схема промывки скважины



Рис. 1.3. Классификационная схема технологического оборудования для промывки скважины

§ 3. ФУНКЦИИ ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь лучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций и ограничений, приведенных в табл. 1.4.

Часто стремление к качественному выполнению процесса промывки приводит к невыполнению ограничений. В этих случаях прежде всего решаются оптимизационные задачи, цель которых — выбрать в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодное сочетание технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта.

Рассмотрим более детально значимость функций и ограничений процесса промывки скважин. Одной из важнейшей функций промывки считают разрушение забоя скважины. Это требование не является обязательным, так как основную роль в разрушении забоя играет долото. Однако и промывку нельзя считать второстепенной операцией при разрушении забоя, особенно при бурении рыхлых пород, когда их размыв на забое за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струей бурового раствора, вытекающего из насадок долота, вносит не меньший вклад в скорость проходки скважины, чем механическое разрушение забоя вращающимися режущими элементами долота.

С целью интенсификации размыва забоя циркулирующим буровым раствором в некоторых зарубежных странах ведутся работы по применению высокоабразивных растворов (абразивно-струйное бурение).

Стремясь максимально использовать кинетическую энергию вытекающей из насадок долота струи бурового раствора для разрушения забоя, часто увеличивают до предела либо гидравлическую мощность, срабатываемую на долоте, либо силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случаях пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания бурового раствора. В результате этого одновременно с интенсификацией размыва забоя часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в неустойчивом разрезе потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в ре-

Таблица 1.4

Функции и ограничения процесса промывки скважин

Функция	Ограничение
Разрушать забой	Не разрушать долото, бурильный инструмент и оборудование
Очищать забой от шлама и транспортировать шлам на дневную поверхность	Не размывать ствол скважины
Компенсировать избыточное пластовое давление флюидов	Не приводить к поглощениям раствора и не подвергать гидроразрыву пласты
Предупреждать обвалы стенок скважины	Не ухудшать проницаемость продуктивных горизонтов
Взвешивать компоненты раствора и шлам	Не приводить к высоким потерям гидравлической энергии
Сбрасывать шлам в отвал	Не сбрасывать в отвал компоненты бурового раствора
Смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование	Не вызывать осыпей и обвалов стенок скважины

зультате повышения дифференциального давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др.

Очевидно, очень важно в каждом конкретном случае установить оптимальное соотношение показателей процесса промывки, определяющих способность бурового раствора разрушать забой скважины.

Основной функцией промывки скважин является также очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Чем быстрее удаляются потоком бурового раствора осколки породы с забоя, тем эффективнее работает долото. Требование удалять шлам с забоя — обязательное, так как в противном случае невозможно обеспечить углубление ствола скважины.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают вязкость бурового раствора или его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтителен второй метод, так как увеличение вязкости раствора сопровождается снижением скорости бурения и ростом энергетических затрат. Однако и второй метод в каждом конкретном случае требует технико-экономического обоснования, так как при повышении скорости циркуляции интенсифицируется размыв стенок ствола, в результате чего увеличивается количество шлама в буровом растворе, растет каверзность ствола. Эти отрицательные явления приводят к снижению эффективности работы оборудования для очистки буровых растворов, увеличе-

нию затрат на ремонт насосов и вертлюгов, перерасходу материалов на приготовление и обработку буровых растворов, излишним энергетическим затратам, ухудшению качества крепления скважин.

Таким образом, величина подачи бурового раствора к забою скважины должна иметь технико-экономическое обоснование в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями бурения и выбираться в оптимальных пределах.

Обязательное требование к процессу промывки скважин — выполнение функции транспортирования шлама на дневную поверхность. Очевидно, чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем более интенсивно осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно, изменяя подачу насосов, плотность и вязкость бурового раствора. Но с увеличением вязкости и плотности раствора ухудшаются условия работы долота, возрастает гидростатическое и гидродинамическое давление на пласты, что может привести к поглощениям бурового раствора, другим осложнениям и даже авариям.

Несколько безопасней интенсифицировать гидротранспорт шлама на дневную поверхность, повышая скорость циркуляции в кольцевом пространстве. Однако и скорость циркуляции должна быть ограничена сверху, чтобы избежать размыва ствола, больших потерь напора, значительного превышения гидродинамического давления в скважине над гидростатическим.

Практические данные о скоростях и стоимости бурения скважин показывают, что существует некоторое оптимальное значение скорости циркуляции, при котором данный раствор в конкретных условиях удовлетворительно выносит шлам на дневную поверхность и не наблюдается его накопления в скважине до концентраций, затрудняющих процесс бурения. Таким образом, для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора.

Основной параметр, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной, — плотность бурового раствора, по мере увеличения которой безопасность проходки, как правило, повышается. В то же время с ростом плотности увеличивается дифференциальное давление на забое, повышается концентрация твердой фазы в буровом рас-

творе, что может привести к заметному падению механической скорости проходки скважины и загрязнению продуктивных горизонтов.

Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечить достаточное противодействие на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов. Иными словами, в каждом конкретном случае должно выбираться оптимальное значение плотности бурового раствора.

Плотность также является одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины. С ее увеличением интенсивность осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений — поглощения бурового раствора. Поэтому на практике для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость бурового раствора с целью уменьшения степени проникновения фильтрата бурового раствора в поры породы за счет фильтрации, осмоса и др.

Однако осыпи — такой вид осложнений, которые обычно развиваются медленно и не всегда заметно препятствуют процессу бурения. В связи с этим в некоторых случаях экономически целесообразно отказаться от сложных химических обработок и утяжеления бурового раствора в ущерб устойчивости ствола. При этом сохраняются высокие скорости проходки и не тратится много времени на вспомогательные работы.

Следовательно, для предупреждения осыпей и обвалов стенок скважины с учетом возможности возникновения других видов осложнений и обеспечения высоких скоростей проходки ствола необходимо комплексно подходить к выбору оптимальной величины плотности.

Важное технологическое качество бурового раствора — удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При улучшении реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом возрастают энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спускоподъемных операциях, что может стать причиной возникновения различных осложнений.

При промывке должны быть обеспечены отделение и сброс шлама на вибрационных ситах, в гидроциклонах, отстойниках и т.д. В противном случае шлам будет поступать в скважину, засорять ее и ухудшать условия работы долота. Для удовлетворительного отделения шлама от бурового раствора следует стремиться к минимизации показателей реологических свойств бурового раствора, однако при этом не должна ухудшаться его удерживающая способность. В противном случае возникают проблемы, связанные с выпадением барита в циркуляционной системе и, следовательно, снижением плотности бурового раствора.

Таким образом, успешность процесса промывки скважин зависит от показателей реологических свойств бурового раствора, в первую очередь напряжения сдвига и вязкости.

Буровой раствор должен обладать смазывающей способностью. Смазывая поверхность труб, опоры долота, гидравлическое оборудование, раствор способствовал бы уменьшению энергетических затрат на бурение, сокращению аварий при роторном бурении. Поэтому желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании этих добавок заметно снижается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа. Возможно, это связано с отрицательным влиянием смазки на внедрение режущих кромок резцов долота в забой. Следовательно, содержание смазочных добавок в буровом растворе должно быть также оптимальным.

Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования способствует увеличению их долговечности и поэтому является также важной функцией промывки. Известно, что охлаждение омываемых деталей тем лучше, чем больше скорости циркуляции, ниже вязкость бурового раствора и выше его теплоемкость и теплопроводность. Однако регулирование этих показателей с целью улучшения условий охлаждения бурового инструмента и оборудования ограничено необходимостью выполнения предыдущих, иногда более важных, функций промывки скважины.

§ 4. ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Буровые растворы по целесообразности применения можно расположить в следующий ряд: аэрированная вода, буровой раствор на водной основе, буровой раствор на

углеводородной основе. Однако тип бурового раствора выбирают, как правило, не для обеспечения лучших условий работы породоразрушающего инструмента, а с учетом предупреждения осложнений и аварий в процессе бурения. Рассмотрим наиболее общие требования, которые необходимо предъявлять к буровым растворам всех типов и, прежде всего, к растворам на водной основе, с помощью которых бурится основной объем глубоких нефтегазовых скважин.

Для обеспечения высоких скоростей бурения скважин к буровым растворам можно предъявить следующие основные требования:

жидкая основа растворов должна быть маловязкой и иметь небольшое поверхностное натяжение на границе с горными породами;

концентрация глинистых частиц в твердой фазе раствора должна быть минимальной, а средневзвешенное по объему значение плотности твердой фазы — максимальным;

буровые растворы должны быть недиспергирующимися под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважинах и иметь стабильные показатели;

буровые растворы должны быть химически нейтральными по отношению к разбуриваемым породам, не вызывать их диспергирование и набухание;

буровые растворы не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях;

смазочные добавки должны составлять не менее 10 %.

Выполнение этих требований во многом зависит от геолого-технических условий бурения. Однако они позволяют выбрать из гаммы растворов именно тот, который не только исключит осложнения и аварии в скважине, но и обеспечит высокие скорости ее бурения. В каждом конкретном случае необходимо решать комплексную задачу о целесообразности применения того или иного раствора с учетом технической вооруженности буровой установки, оперативности снабжения ее материалами, квалификации работников, географического положения скважины и т.д.

Выполнение на практике сформулированных общих требований к буровому раствору — необходимое, но не достаточное условие для достижения высоких показателей работы породоразрушающего инструмента и наилучших показателей

бурения. Надо выполнять также общие требования к основным показателям бурового раствора.

Плотность. В зависимости от характера проводимых при бурении операций требования к плотности бурового раствора могут быть разными. Для обеспечения оптимальной работы долота плотность бурового раствора должна быть минимальной. Однако современная технология проходки скважин такова, что плотность бурового раствора выбирают из условия недопущения нефтегазопроявлений, осыпей и обвалов проходимых горных пород. Для выбора значения плотности определяющим фактором является пластовое (внутрипоровое) давление флюида; давление со стороны скважины должно быть достаточным, чтобы не допустить неуправляемого притока в нее пластового флюида.

Гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине — единственный фактор, благодаря которому пластовой флюид не прорывается на поверхность во время наращивания буровой колонны, спускоподъемных операций, в период отсутствия циркуляции при открытом превенторе и т.д. Соотношение между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением называют показателем безопасности: чем выше этот показатель, тем больше гарантия предотвращения выброса. С увеличением плотности бурового раствора, как правило, повышается также устойчивость ствола.

Когда технологические операции не связаны с циркуляцией бурового раствора, величина плотности ограничивается, давление гидравлического разрыва пласта должно всегда оставаться выше гидростатического давления столба бурового раствора в скважине. Таким образом, для технологических операций, не связанных с циркуляцией, плотность бурового раствора должна удовлетворять следующему соотношению:

$$p_{\text{пл}} \leq \rho_0 g h \leq p_{\text{гр.п}},$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; ρ_0 — плотность бурового раствора; h — рассматриваемая глубина; $p_{\text{гр.п}}$ — давление гидроразрыва породы.

В период работы долота на забое плотность бурового раствора можно понизить, так как в процессе его циркуляции давление на пласты увеличивается в результате возникновения сопротивлений в кольцевом пространстве скважины и на устье. В случае обычной схемы циркуляции без противодействия на устье так называемая эквивалентная плотность бурового раствора p_z (отношение гидравлического давления в

скважине к давлению на рассматриваемой глубине) определяется истинной плотностью раствора и потерями давления p_k в кольцевом пространстве скважины:

$$\rho_3 = \rho_0 + p_k/gh.$$

Условие безопасности при этом можно выразить формулой

$$p_{пл} \leq \rho'_0 gh + p_k \leq p_{гр.п}$$

(ρ'_0 — требуемая плотность бурового раствора при циркуляции).

Очевидно, величина p_k/gh является безопасным резервом снижения плотности бурового раствора в процессе работы долота на забое при традиционной схеме циркуляции:

$$\rho'_0 = \rho_0 - p_k/gh.$$

Еще больший резерв снижения плотности бурового раствора можно реализовать в процессе бурения при равновесном и несбалансированном давлении на забое, когда выполняется условие

$$\rho''_0 gh + p_k + p_0 \leq p_{пл}$$

(p_0 — противодействие на устье скважины при циркуляции бурового раствора).

В этом случае плотность бурового раствора при циркуляции может быть определена из соотношения

$$\rho''_0 = \rho_0 - (p_k + p_0)/gh.$$

При несбалансированном давлении на забое теоретически можно достичь бесконечно низкой плотности бурового раствора и бурить при управляемом выбросе пластового флюида на максимальных скоростях. Поэтому, несмотря на необходимость существенного усложнения устьевого оборудования, взрывоопасность такого технологического процесса и трудность разделения газожидкостного потока в поверхностной циркуляционной системе, в Канаде и США значительный объем бурения осуществляется при несбалансированном давлении.

Статическое напряжение сдвига. Для работы долота вода — лучшая жидкость, но отсутствие тиксотропных свойств резко ограничивает ее применение. Воду невозможно утяжелить грубодисперсными тяжелыми порошками, а при больших глубинах бурения, когда цикл циркуляции через скважину соизмерим с длительностью работы долота на забое, она

не способна выполнить главную функцию — удерживать оставшийся в скважине шлам во взвешенном состоянии при временном прекращении циркуляции. В результате этого в стволе возникают прихваты бурильной колонны так называемыми сальниками — пробками, образующимися из шлама.

Использование буровых растворов при бурении скважин, а также утяжеление их грубодисперсным материалом высокой плотности (гематитом, магнетитом, баритом, галенитом и др.) обусловлены главным образом необходимостью удержания во взвешенном состоянии выбуренной породы в период прерванной циркуляции. Поэтому одно из основных требований, предъявляемых к буровым растворам, — способность к тиксотропному упрочнению их в покое.

Показатель тиксотропных свойств бурового раствора — статическое напряжение сдвига, измеряемое через 1 и 10 мин покоя (v_1 и v_{10} соответственно). Именно этим показателем характеризуется седиментационная устойчивость бурового раствора и его способность удерживать шлам во взвешенном состоянии. Однако значение статического напряжения сдвига выбирают из сугубо практических соображений без учета конкретных геолого-технических условий. В результате этого в ряде случаев она оказывается ниже требуемой, что приводит к различным осложнениям при бурении (затяжкам, посадкам и прихватам бурильной колонны образующимися в скважине сальниками и пробками из утяжелителя), или выше требуемой, что вызывает необходимость восстановления промежуточных циркуляций бурового раствора и может быть причиной возникновения его поглощения.

Необходимость применения научно обоснованного метода выбора показателей тиксотропных свойств бурового раствора очевидна, так как при этом можно не только избежать осложнений при бурении, но и повысить степень очистки раствора виброситами и гидроциклонами, исключить засорение резервуаров грубодисперсным осадком и др.

Предлагаемый метод основан на математическом описании процесса оседания обломков выбуренной породы в неподвижном тиксотропно упрочняющемся буровом растворе. В этом случае задача сводится к определению параметров θ' и K уравнения Гаррисона, так как с ними однозначно связаны показатели v_1 и v_{10} :

$$v = (\theta' K t) / (1 + K t),$$

где t — время пребывания бурового раствора в покое: при $t = 60$ с $v = v_1$, при $t = 600$ с $v = v_{10}$.

Значения θ' и K определяются из условия минимизации θ' , осуществляемой с целью снижения продавочного давления, при ограничениях, налагаемых на θ' , K и толщину осадка h , образуемого выбуренной породой в призабойной зоне за время отсутствия циркуляции. В зависимости от геолого-технических условий бурения цель ограничения $h < h_{\Pi}$ может быть различной: предупреждение прихватов инструмента осадком выбуренной породы, сокращение затрат времени и энергии на разбуривание осадка, уменьшение происходящего при этом вторичного диспергирования выбуренной породы, ведущего к усложнению очистки и загрязнению раствора, и т.д. В связи с этим предельно допустимая толщина осадка h_{Π} будет иметь разные значения, также зависящие от условий бурения.

Важно выбрать значение v_1 , а значение v_{10} , очевидно, необходимо приближать к значению v_1 , чтобы минимизировать затраты времени и энергии на восстановление промежуточных циркуляций.

Нетрудно установить, что в такой постановке величина Kt (при $t \geq 60$ с) существенно больше единицы, поэтому в первом приближении можно принять $v_1 = \theta'$, причем значение θ' должно быть не менее:

$$\theta' \geq D_m(\rho_{\Pi} - \rho)/6m,$$

где D_m — эффективный диаметр наиболее крупных частиц выбуренной породы, находящихся в скважине; ρ_{Π} , ρ — плотности соответственно выбуренной породы и бурового раствора; m — коэффициент формы оседающих в буровом растворе частиц; $m = 1,6 \div 2,5$.

Значение D_m приближенно можно оценивать из эмпирических формул:

$$\text{для долот типа С } D_m = 3,5 + 0,037 d_c;$$

$$\text{для долот типа Т } D_m = 2,0 + 0,035 d_c,$$

где d_c — диаметр долота, мм.

Выбор значений v_1 и v_{10} с учетом как практических рекомендаций, так и данных расчета позволит избежать необоснованных завышений или занижений этих параметров и, следовательно, осложнений и других технологических и экономических потерь, связанных с ними.

Показатель фильтрации и толщина фильтрационной корки. Очевидно, для улучшения условий разрушения породы долотом целесообразно стремиться к увеличению показателя фильтрации бурового раствора и уменьшению толщины фильтрационной корки. Однако такое требование выполни-

мо при бурении в непроницаемых устойчивых породах. При проходке проницаемых песчаников, глин с низким поровым давлением, продуктивных горизонтов значение показателя фильтрации бурового раствора строго регламентируется. Практикой бурения неустойчивых и проницаемых отложений установлено, что в этих условиях значение показателя фильтрации, определяемое прибором ВМ-6, должно находиться в пределах $3-6 \text{ см}^3$ за 30 мин.

Показатель фильтрации бурового раствора является интегральной величиной за промежуток времени, неизмеримо больший, чем период вращения долота. Поэтому он не всегда четко коррелируется с показателями работы долота. Существует также мнение, что показатель фильтрации не влияет на эффективность работы долота, а корреляционная зависимость механической скорости проходки и проходки на долото от него обусловлена изменением вязкости бурового раствора, всегда сопровождаемым изменением показателя фильтрации.

Процесс фильтрации бурового раствора на забое скважины ослабляет сопротивляемость породы за счет расклинивающего воздействия проникающего в поры и микротрещины породы фильтрата, что вполне соответствует известным положениям теории П.А. Ребиндера. Кроме того, проникающий на забой фильтрат способствует выравниванию давлений над сколотой частицей и под ней и таким образом создает благоприятные условия для очистки забоя от обломков породы.

Однако следует иметь в виду не интегральную величину показателя фильтрации, а его мгновенное значение в начальный период процесса. Очевидно, что из двух буровых растворов с одинаковыми значениями интегрального показателя фильтрации лучшим является тот, у которого выше скорость фильтрации в начальный момент времени (рис. 1.4).

Таким образом, несмотря на отсутствие теоретических и экспериментальных основ для разработки требований к величине показателя фильтрации бурового раствора, при его

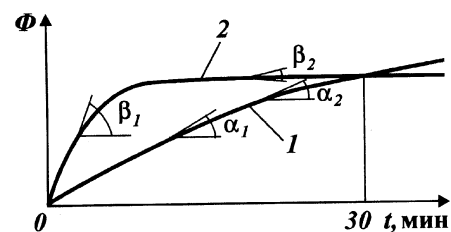


Рис. 1.4. Зависимость показателя фильтрации бурового раствора от времени: 1, 2 — растворы соответственно с низкой (α_1) и высокой (β_1) начальной скоростью фильтрации Φ ; α_2 и β_2 — конечные скорости фильтрации

выборе можно руководствоваться следующим общим требованием: скорость фильтрации бурового раствора должна резко уменьшаться с течением времени до нуля, обеспечивая интегральную величину показателя фильтрации за 30 мин, необходимую для предотвращения осложнений в стволе скважины.

Во всех случаях необходимо стремиться к уменьшению толщины фильтрационной корки. Однако было бы ошибочным полагать, что на толщину фильтрационной корки воздействует только показатель фильтрации бурового раствора. Анализируя известную формулу, связывающую объем фильтрата с показателями качества бурового раствора, убеждаемся, что с приближением концентрации твердых частиц в буровом растворе к концентрации твердых частиц в корке толщина фильтрационной корки при прочих равных условиях уменьшается, так как с выравниванием концентраций твердых частиц в корке и буровом растворе скорость фильтрации стремится к нулю:

$$V_{\text{ф}} = A \sqrt{2k_{\text{пр}} \left(\frac{C_{\text{к}}}{C_{\text{р}}} - 1 \right) \Delta p \frac{t}{\mu}},$$

где $V_{\text{ф}}$ — объем фильтрата; A — площадь фильтра; $k_{\text{пр}}$ — проницаемость фильтрационной корки; $C_{\text{к}}$ — объемная доля твердых частиц в корке; $C_{\text{р}}$ — объемная доля твердых частиц в буровом растворе; Δp — перепад давления на фильтре; t — время фильтрации; μ — вязкость фильтрата.

Как видно из приведенной формулы, толщина фильтрационной корки существенно зависит от дифференциального давления в скважине, проницаемости пород и вязкости фильтрата бурового раствора. Для того чтобы уменьшить толщину фильтрационной корки, необходимо в первую очередь снизить дифференциальное давление в скважине. При сбалансированном давлении в скважине, когда дифференциальное давление на забое равно нулю, фильтрационная корка на забое не образуется.

Вязкость. Требование к значению вязкости раствора однозначное: оно должно быть минимальным. С уменьшением вязкости отмечается всеобщий положительный эффект бурения: снижаются энергетические затраты на циркуляцию бурового раствора, улучшается очистка забоя за счет ранней турбулизации потока под долотом, появляется возможность реализовать большую гидравлическую мощность на долоте, уменьшаются потери давления в кольцевом пространстве

скважины. В гидротранспорте шлама на дневную поверхность роль вязкости бурового раствора подчиненная. Поэтому при бурении скважин необходимо стремиться к удержанию минимально возможной условной и пластической вязкости бурового раствора.

Отечественный и зарубежный опыт показывает, что верхний предел условной вязкости, определяемый прибором ПВ-5, не должен превышать 30 с для растворов плотностью до 1,4 г/см³ и 45 с для растворов плотностью выше 1,4 г/см³. Пластическая вязкость для этих же растворов не должна превышать соответственно 0,006 и 0,01 Па · с.

Приближенно предельное значение пластической вязкости для утяжеленных буровых растворов на водной основе можно оценить с помощью известной формулы Муни:

$$\mu = \exp\left(\frac{2,5C}{1 - C/Y}\right),$$

где μ — относительная вязкость бурового раствора (по отношению к жидкой фазе раствора); C — концентрация твердой фазы в буровом растворе; $Y = 0,65 \div 0,75$ — степень уплотнения однородных по размеру частиц.

Для неутяжеленных буровых растворов на базе бентонитовых порошков значение пластической вязкости не должно превышать 0,002 Па · с.

Динамическое напряжение сдвига. Очистка скважины от шлама определяется главным образом двумя факторами: скоростью восходящего потока и динамическим напряжением сдвига бурового раствора. Длительные промысловые наблюдения позволили установить, что для удовлетворительного гидротранспорта шлама из скважины на дневную поверхность ламинарным потоком, а также для предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе достаточно, чтобы значение динамического напряжения сдвига составляло 15–20 дПа. Дальнейшее увеличение динамического напряжения сдвига не приводит к сколько-нибудь заметному улучшению очистки скважины от шлама.

Опытным путем также установлено оптимальное соотношение между динамическим напряжением сдвига τ_0 (дПа) и пластической вязкостью (мПа · с):

$$\tau_0/\eta = R = 4,5 \div 5,0.$$

Эти рекомендации целесообразно принять к руководству. Однако по мере совершенствования технологического процесса промывки скважин реологические показатели бурового

раствора (τ_0 и η) надо выбирать совместно с режимом циркуляции и реализовывать их в виде оптимальной реогидравлической программы.

§ 5. УСЛОВИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И КАМНЯ

Требования к тампонажным материалам для цементирования нефтяных и газовых скважин в основном определяются геолого-техническими условиями в скважинах. Проблема выбора материалов сложна. Тампонажный раствор должен оставаться подвижным во время транспортирования в заколонное пространство и сразу же после прекращения процесса затвердеть в безусадочный камень с определенными физико-механическими свойствами. Указанные процессы происходят в стволе скважины сложной конфигурации, где температуры и давления изменяются с глубиной, имеются поглощающие и высоконапорные пласты, а также пласты с наличием минерализованных вод, нефти и газа. При таких изменяющихся условиях один тип цемента или одна и та же рецептура тампонажного раствора не могут быть одинаково приемлемы. Один тип цемента не может отвечать всем требованиям, связанным с разнообразием условий даже в одной скважине.

Перспективы сверхглубокого¹ бурения в настоящее время таковы, что уже выделены объекты для проводки скважин на глубины до 15 000 м.

Геометрия заколонного пространства. Пространство скважины, где формируется и впоследствии работает и разрушается тампонажный камень, представляет собой "сосуд" без строго "выраженного" дна и ограниченного стенками — стенкой скважины и наружной поверхностью обсадной колонны. Этот "сосуд" называют заколонным пространством.

Размеры его, т.е. объем и расстояние между стенками (даже при фиксированной глубине, оснащении определенным количеством технологической оснастки и т.д.), не являются постоянными как во время транспортирования тампонажного раствора, так и в процессе работы тампонажного камня.

Увеличение давления в обсадной колонне приводит к уменьшению объема заколонного пространства. Понижение

¹ Понятия *глубокая* и *сверхглубокая* скважина определяются уровнем развития техники, технологии бурения и степенью изученности этих вопросов.

скорости вытеснения бурового раствора тампонажным также способствует уменьшению этого объема, так как количество вытесняемого бурового раствора понизится.

Конфигурация стенки скважины существенно меняется как по длине, так и по периметру (диаметру), что, бесспорно, является одной из принципиальных особенностей формирования цементного камня в условиях скважины.

Влияние этого фактора проявляется в двух направлениях. Чем "неправильнее" форма, т.е. чем больше она отличается от цилиндрической, тем труднее вытеснить буровой раствор из заколонного пространства. Чем больше выступов и сужений и чем они резче, тем больше при использовании без специальной химической обработки портландцементного или шлакового растворов образуется водных карманов вдоль ствола скважины. При твердении тампонажного раствора в наклонных скважинах облегчается образование каналов непосредственно в тампонажном растворе за счет прохождения седиментационных процессов. Последнее не имеет существенного значения, если фильтрация тампонажного раствора близка к нулю. Наименьшее влияние оказывает конфигурация заколонного пространства при использовании отверждаемых буровых растворов.

Вытеснить из стеклянного цилиндрического сосуда полностью буровой раствор практически невозможно при разовой непродолжительной операции. Из сосуда с конфигурацией заколонного пространства скважины вытеснить буровой раствор полностью невозможно даже при теоретическом рассмотрении этой задачи.

Для осуществления процесса цементирования с наибольшим вытеснением бурового раствора тампонажным следует выполнить ряд специальных мероприятий. Такие мероприятия могут и не обеспечить полного вытеснения бурового раствора тампонажным, однако в интервалах обязательного заполнения тампонажным раствором этого добиться можно. Необходимо обеспечить контактирование тампонажного раствора со стенкой скважины и обсадной колонной. Применение комплекса технологических мероприятий с расхаживанием обсадных колонн при использовании скребков и других приспособлений изменит условия формирования тампонажного раствора.

Качественное цементирование скважин следует планировать на стадии бурения, обеспечивая форму ствола, приближающуюся по конфигурации к цилиндру.

Подвижность тампонажного раствора. Наиболее важное свойство тампонажного раствора — его подвижность, т.е. способность легко прокачиваться по трубам в течение необходимого для проведения процесса цементирования времени. Подвижность (растекаемость) раствора устанавливается при помощи конуса АзНИИ. Это свойство тампонажных материалов определяется природой вяжущего, тонкостью помола, водоцементным отношением, количеством, степенью загрязненности и удельной поверхностью наполнителя, добавок, а также условиями, в которых раствор пребывает в течение процесса цементирования, временем и способом перемешивания раствора. Требуемая подвижность раствора обусловлена техникой и технологией проведения тампонажных работ и может быть изменена в желаемую сторону.

Метод определения подвижности позволяет быстро подбирать количество воды при соответствующем составе смеси. Полученные при этом результаты могут рассматриваться как ориентировочные. Для глубоких скважин с малыми зазорами растекаемость тампонажных растворов рекомендуется повышать до 22 см. Раствор считается соответствующим ГОСТ 1581—91, если диаметр круга расплывшегося раствора не менее 180 мм при водоцементном отношении 0,5.

Плотность тампонажного раствора — одна из важнейших его характеристик. В процессе цементирования скважины плотность — практически пока единственный критерий для оценки качества тампонажного раствора.

Колебания плотности тампонажного раствора при цементировании указывает на изменения его водоцементного отношения. Такие колебания считаются нарушением технологического режима процесса и могут привести к осложнениям, в частности, к повышению давления при цементировании. Особенно трудно на практике придерживаться заданной рецептуры при затворении цементных смесей, дающих облегченные тампонажные растворы. Уменьшение плотности — это увеличение водоцементного отношения, что приводит к ухудшению свойств камня.

Учитывая, что водоцементное отношение определяет и другие физико-механические свойства, необходимо строго контролировать изменение плотности тампонажного раствора при цементировании и не допускать отклонений от заданной величины. Процесс цементирования проходит обычно нормально, если колебания плотности не превышают $0,02 \text{ г/см}^3$.

Сроки схватывания тампонажных растворов. Пригодность тампонажного раствора для транспортирования в законное пространство скважины оценивается сроками схватывания. Для определения этих сроков при температурах 22 и 75 °С применяют прибор, называемый иглой Вика.

Началом схватывания считается время от момента затворения цемента водой до момента, когда игла, погружаясь в раствор, не доходит до нижней пластины на 0,5–1,0 мм, а концом схватывания — время от момента затворения цемента водой до момента, когда игла, погружаясь в раствор, проникает в него не более, чем на 1 мм.

Для определения сроков схватывания тампонажных растворов при высоких температурах и давлениях применяют специальный прибор — автоклав, рассчитанный на рабочее давление до 100 МПа и высокую температуру.

Сроки схватывания тампонажных растворов подбирают исходя из конкретных условий.

Консистенция тампонажного раствора. Для цементирования глубоких высокотемпературных скважин кроме сроков схватывания в статических условиях необходимо устанавливать изменение загустевания (консистенции) тампонажных растворов во времени в процессе их перемешивания.

Для указанной цели применяют консистометры КЦ-3 и КЦ-4, рассчитанные для испытания тампонажных растворов соответственно при температуре 200 и 250–300 °С и рабочем давлении до 100 и 150 МПа. Узлы консистометров смонтированы на одной раме в общем корпусе, который разделен на две части: в одной смонтирована гидравлическая система, в другой — электрическая.

Принципиальная схема КЦ-3 приведена на рис. 1.5. Принцип действия прибора состоит в измерении крутящего момента на лопатке 17, который возникает при вращении с заданной частотой стакана 18 с испытуемым цементным раствором. Лопатка 17 заторможена измерительной пружиной 9, угол закручивания которой с помощью торцового кулачкового устройства (мультипликатора) 10 преобразуется в линейное перемещение плунжера 11 дифференциально-трансформаторного датчика 12 и регистрируется малогабаритным самопишущим прибором 13 типа ДСМР-2, соединенным с блоком питания 14. Корпус датчика 12, полость которого связана с автоклавом высокого давления 19, и шток плунжера 11 выполнены из немагнитного материала, что позволяет компенсировать изменения их линейных размеров при измерениях температуры.

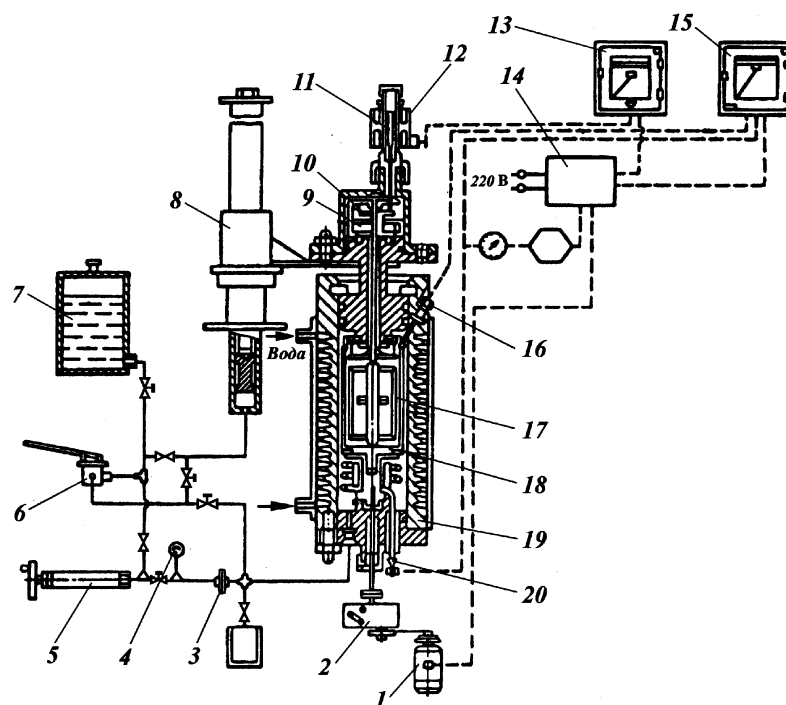


Рис. 1.5. Принципиальная схема консистометра КЦ-3

Стакан 18 с цементным раствором и лопаточным устройством помещают в автоклав, который заполнен маслом. Масло и цементный раствор разделены резиновой диафрагмой. Подогрев проводят внутренним электрическим нагревателем 20 типа ТЭН.

Для равномерного нагрева масла на внешней стороне стакана нарезан винтовой паз, который при вращении стакана направляет поток масла вниз. Теплоизоляционный кожух автоклава служит для снижения теплоотдачи. Скорость нагрева прибора $3-5^{\circ}\text{C}$ в 1 мин; она регулируется изменением мощности электронагревателя. Контроль, регистрация и автоматическое поддержание заданной температуры осуществляются с помощью термодпары 16, связанной с самопишущим потенциометром 15, имеющим регулирующее устройство.

Автоклав заполняется маслом из бачка 7 ручным плунжерным насосом 6. Давление в автоклаве создается и регулируется с помощью ручного гидравлического пресса 5, рассчитан-

ного на рабочее давление 100 МПа, и мультипликатора 10. Давление контролируется манометром 4. Разделитель 3 передает давление в линию, наполненную маслом.

Стакан 18 получает вращательное движение через двухскоростную коробку передач 2 от электродвигателя 1.

Автоклав за 15 мин охлаждается от максимальной температуры до температуры 40–50 °С пропусканием воды между ребристой поверхностью автоклава и кожухом.

Автоклав разбирается просто и быстро благодаря наличию быстросъемного приспособления — вилки. Для подъема крышки смонтирован гидравлический подъемник 8, работающий от ручного плунжерного насоса 6.

Методика работы проста. Цементный раствор заливают в стакан и вместе с лопаткой на крышке опускают в автоклав. После герметизации прибора создают заданные температуру и давление. Вращение стакана обеспечивает непрерывное перемешивание цементного раствора в нем и движение масла в автоклаве. Время загустевания цементного раствора фиксируется на ленте прибора 9 в виде кривой с резким перегибом и подъемом. Условным пределом степени загустеваемости тампонажного раствора считается 10 Па · с. Время достижения этого предела называется временем загустевания раствора.

Однако опыт показывает, что целесообразно ориентироваться на условную вязкость 5 Па · с, так как в условиях действия высоких температур и давлений она растет интенсивно. Прибор охлаждают и разбирают.

Консистометр КЦ-5 для определения времени загустевания тампонажных растворов при атмосферном давлении и температуре до 90–95 °С более прост по конструкции и позволяет определять рассматриваемый параметр тампонажных растворов для скважин с менее жесткими условиями.

Вспенивание. При закачивании цементного раствора в скважину необходимо обеспечить точность подсчета объема прокачиваемого раствора, а также бесперебойность работы насосов.

Серьезные последствия вызывает вспенивание раствора при его обработке различными химическими реагентами. При их больших дозировках во время приготовления цементного раствора часто образуется много пены, которая в значительной степени затрудняет работы, а главное — дает неверное представление об объеме закачанного раствора в скважину и его плотности.

В связи с этим необходимо предварительно определить в лаборатории способность раствора к пенообразованию.

Водоотдача цементного раствора. Одно из наиболее важных свойств цементного раствора — его седиментационная устойчивость, характеризующаяся водоотстоем. Результатом неустойчивости раствора являются его расслоение, образование зон воды и цементного теста, несплошности цементного камня в заколонном пространстве скважины.

Радикальное мероприятие повышения стабильности тампонажных растворов — уменьшение их водоотдачи.

Принципиальная гидравлическая схема установки для определения водоотдачи представлена на рис. 1.6.

Установка УВЦ-1 смонтирована на общей раме и разделена на две изолированные части — гидравлическую и электрическую. В гидравлической части установлены автоклав 16, мультипликатор 3 с регистратором 4, гидравлический пресс 2, ручной пресс 1, предохранительный клапан, манифольд, два показывающих и один регистрирующий манометры и бачок.

В электрической части стенда смонтирован потенциометр ПСМР-2, вторичный прибор ДСМР-2 для регистрации давления и лабораторный автотрансформатор типа ЛАТР. На лицевой панели укреплены амперметр и панель управления.

Автоклав 16 состоит из корпуса 14, вставки 13 и теплоизоляционного кожуха 15. Вставка удерживается в корпусе специальным замком-вилкой 10.

На наружной боковой поверхности корпуса автоклава нарезан винтовой паз (для протока воды с целью охлаждения), закрытый снаружи металлической рубашкой, приваренной к корпусу.

В днище корпуса закреплены трубчатый электронагреватель, выполненный в виде спирали 7, и карман термопары. Внутри спирали нагревателя установлен съемный стакан 9, в который залит испытуемый цементный раствор. В стакан также вставлена мешалка 8. Привод мешалки осуществляется через муфту от валика 11, расположенного в центре вставки 13. На верхнем конце валика 11 укреплен шкив для соединения с редуктором. Верхняя часть вставки 13 соединена с подъемником 12, позволяющим поднимать мешалку 8 из стакана с испытуемым раствором. Необходимые перепады давления при определении водоотдачи и водопроницаемости создаются мультипликатором, состоящим из корпуса, сменных втулок 6 и поршней 5.

Водоотдача тампонажных растворов должна быть низкой, приближающейся к водоотдаче высококачественных буровых растворов.

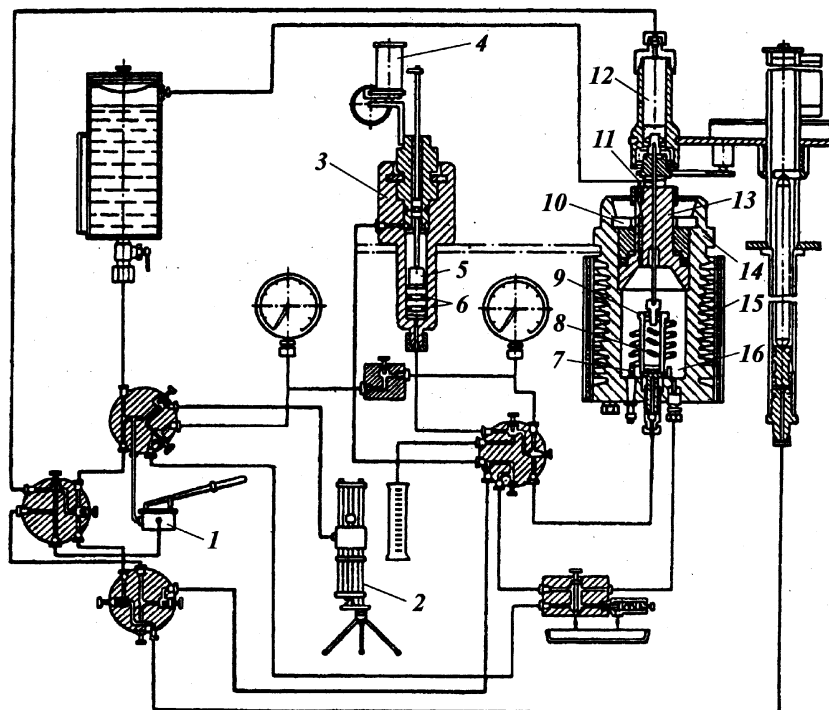


Рис. 1.6. Принципиальная схема установки для определения водоотдачи цементного раствора

При установлении предельно допустимой водоотдачи тампонажного раствора исходят из двух основных положений: 1) сохранение прокачиваемости раствора в течение всего процесса цементирования; 2) влияние проникновения фильтрата раствора в продуктивный пласт на изменение его коллекторских свойств.

При водоотделении тампонажный раствор загустевает и при определенном количестве отфильтровавшейся воды может потерять прокачиваемость, что, как правило, приводит к осложнениям. Проникновение фильтрата тампонажного раствора в продуктивный пласт ухудшает его проницаемость, что способствует удлинению периода освоения скважины.

Механическая прочность цементного камня. Механическая прочность цементного (тампонажного) камня является пока основной оценочной характеристикой тампонажных цементов. Механические свойства цементного камня характеризуются пределами прочности на изгиб образцов-балочек стандартного размера (в РФ) и на сжатие цилиндрических образцов (в США).

Когда говорят о механической прочности цементного камня, понимают обычно прочность, указанную в ГОСТ 1581—91. Ею обладает цементный камень через 2 сут твердения в водной среде при некоторой (принятой за стандартную) температуре. В ГОСТ 1581—91 указаны нормы на цементный камень как на материал. Теоретические и экспериментальные работы показывают, а производственный опыт подтверждает, что при проведении первичного цементирования обсадных колонн требования к прочности цементного камня могут быть понижены.

В зацементированном заколонном пространстве скважины могут возникать растягивающие, сжимающие и изгибающие напряжения. Однако можно заключить, что выбор испытания образцов в лаборатории пока не может определяться видами деформации в цементном кольце заколонного пространства скважины. Опыт показывает, что для установления качества тампонажного цемента могут быть приняты все виды испытаний, но предпочтение следует отдавать изгибу и сжатию. Испытание образцов тампонажных цементов на сжатие может быть объяснено удобством проведения работ. Испытание образцов-балочек цементного камня дает возможность проводить дополнительные испытания на сжатие половинок балочек, т.е. получать сведения о качестве материала по пределам прочности на изгиб и сжатие.

Проницаемость камня из портландцемента. Плотный, непроницаемый цементный камень, не ухудшающий этого свойства под действием различных факторов (условий твердения, пластовых вод и т.д.), обладает значительно большей устойчивостью к агрессивным водам вследствие необъемного разрушения, отсутствия суффозии, выщелачивания и т.д. Обсадные трубы, обычно корродируемые пластовыми водами, при этом лучше сохраняются. В определенных условиях проницаемость цементного камня может быть причиной обводнения скважин, перетока нефти и газа из продуктивных горизонтов. При установлении через него фильтрации вод или газа разрушение камня интенсифицируется.

Проницаемость цементного камня не нормирована. Однако опыт и расчеты показывают, что для качественной изоляции продуктивных горизонтов следует применять тампонажные растворы, затвердевающие в камень с проницаемостью $(2\div 4)10^{-3}$ мкм².

Глава 2

ÀìêéÇõÖ èêéâõÇéóçõÖ
à íÄåèéçÄÜçõÖêÄëíÇéêõ
äÄäèéãàÑàëèÖêëçõÖ
ÉÖíÖêéÉÖççõÖëàëíÖâõ

Физикохимия буровых и тампонажных растворов — это наука о специфических свойствах этих многокомпонентных гетерогенных полидисперсных систем и о протекающих в них процессах. Анализ состояния буровых и тампонажных растворов, а также управление их свойствами для рационального проведения технологического процесса бурения возможны лишь на базе глубокого понимания их физико-химической природы.

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Каждое вещество в зависимости от условий может существовать в трех различных агрегатных состояниях: газообразном, жидком и твердом. Агрегатное состояние вещества обуславливается взаимодействием составляющих его частиц, которое определяет характер их возможного движения и взаимного расположения. Взаимодействие частиц является результатом одновременного существования сил отталкивания и притяжения, величина которых зависит от расстояния.

Системой называют тело или совокупность тел, находящихся во взаимодействии. Система является изолированной, если отсутствует возможность обмена веществом или энергией с окружающей средой.

Гомогенной называется система, внутри которой отсутствует поверхность раздела, отделяющая одну от другой ее части, различные по свойствам. Термином фаза обозначают совокупность всех гомогенных частей системы, одинаковых по составу, физическим и химическим свойствам. Системы, со-

стоящие из двух или большего числа фаз, между которыми существуют реальные поверхности раздела, называются гетерогенными.

Сложность системы, а также ее "вариантность" или число степеней свободы, определяются двумя факторами: числом компонентов, составляющих систему, и числом входящих в нее фаз. Важный признак сложности системы — степень раздробленности (дисперсности) одной из ее фаз. В таких системах большое значение имеют явления, происходящие на границе раздела фаз, которые во многом определяют свойства этих систем.

Дисперсной фазой называется вещество, мелко раздробленное в другом, которое является непрерывной дисперсной средой. Если частицы дисперсной фазы имеют одинаковый размер, то дисперсная система называется монодисперсной, в противном случае — полидисперсной.

Учитывая понятие дисперсности, можно определить гомогенные системы как молекулярно-ионно-дисперсные. Примером таких систем могут служить газовые смеси, а также истинные растворы — как твердые (различные сплавы металлов), так и жидкие (щелочи, кислоты и др.). В бурении гомогенные системы (истинные растворы) применяются для обработки буровых и тампонажных растворов (например, водный раствор едкого натра). Составные части гетерогенных систем представляют собой крупные ассоциаты атомов или молекул различных веществ.

Буровые и тампонажные растворы представляют собой многокомпонентные гетерогенные полидисперсные системы и могут быть изучены методами физикохимии дисперсных систем.

Если состояние системы не изменяется самопроизвольно во времени, то ее называют равновесной. В противном случае система является неравновесной и для нее характерно протекание необратимых процессов.

Различные явления, происходящие в буровых и тампонажных растворах, могут быть проанализированы и оценены количественно методами термодинамики. К таким явлениям можно отнести, например, выделение тепла при гидратации цемента, процессы принудительного механического диспергирования или самопроизвольной пептизации глин в буровых растворах и т.п.

КЛАССИФИКАЦИЯ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Степень раздробленности, или дисперсность, системы является ее важнейшей характеристикой и определяется величиной, обратной поперечному размеру частицы δ :

$$D = 1/a.$$

Общая поверхность раздела фаз резко возрастает с увеличением дисперсности. Удельная поверхность $S_{уд}$, под которой понимают отношение общей поверхности S дисперсной фазы к ее общему объему V , также может служить мерой дисперсности системы:

$$S_{уд} = S/V = K \frac{1}{a} = KD,$$

где K – коэффициент формы частиц.

По дисперсности системы делятся на высокодисперсные, или коллоидные, если значение поперечного размера частиц δ находится в пределах $10^{-7} - 10^{-5}$ см, а дисперсность D составляет $10^7 - 10^5$ см $^{-1}$, и грубодисперсные, если размер частиц больше указанных значений.

В табл. 2.1 приведена классификация дисперсных систем по их дисперсности.

Буровые и тампонажные растворы содержат как грубодисперсные, так и коллоидные частицы.

Дисперсные системы можно классифицировать по различным признакам. В настоящее время принята классификация по агрегатному состоянию дисперсной фазы и дисперсионной среды, предложенная Оствальдом и Зигмонди.

Для нефтяной и газовой промышленности особое значение имеют системы с жидкой дисперсионной средой, но в

Таблица 2.1
Классификация дисперсных систем по размерам частиц дисперсной фазы

Группа	$D, \text{см}^{-1}$	$\delta, \text{см}$	Общая поверхность кубиков с ребром δ , содержащихся в 1 см 3 вещества, м 2
I – грубодисперсные (простые дисперсии, суспензии)	$<10^5$	$>10^{-5}$	60
II – коллоидно-дисперсные	$10^5 - 10^7$	$10^{-5} - 10^{-7}$	60 – 6000
III – молекулярно-ионно-дисперсные	$>10^7$	$>10^{-7}$	Поверхность раздела исчезает

некоторых случаях используются системы с газообразной дисперсионной средой (например, при бурении с продувкой скважины воздухом или газом).

В качестве дисперсной фазы буровых и тампонажных растворов могут быть использованы порошки глин, бурого угля, цемента, шлака, утяжелителя, молотого песка и других материалов. Дисперсионной средой может являться вода с истинно растворенными в ней веществами, нефть, дизельное топливо и др. Концентрированные суспензии называют пастами.

Эмульсии, т.е. системы, в которых дисперсная фаза и дисперсионная среда представляют собой несмешивающиеся жидкости, могут быть использованы в качестве буровых растворов или для приготовления более сложных систем. В эмульсии одна жидкость должна быть полярна, а другая неполярна. Жидкость, которая непрерывна во всем объеме, является дисперсионной средой.

В коллоидно-дисперсных системах огромное значение имеют поверхностные свойства дисперсной фазы, поскольку эти системы обладают развитой поверхностью раздела. Поведение грубодисперсных систем, напротив, во многом определяется их объемными свойствами. Так, фильтрация дисперсных систем зависит от размера частиц дисперсной фазы: частицы коллоидных размеров проходят через бумажный фильтр, а частицы суспензии через него не проходят. Несмотря на то, что в буровых и цементных растворах доля частиц, имеющих коллоидные размеры, относительно невелика по сравнению с грубодисперсными фракциями, они во многом определяют свойства этих полидисперсных систем.

Существуют различные методы дисперсионного анализа. Удельную поверхность цементного порошка обычно определяют по методу воздухопроницаемости, так как коэффициент проницаемости порошка является функцией его гранулометрического состава и формы зерна. В России и СНГ для этого применяют поверхностномер Гипроцемента или ПСХ-2, а за рубежом — прибор Блейна (США) и Ли—Нэрса (Англия).

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСТОЙЧИВОСТИ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Одна из важнейших задач физикохимии дисперсных систем — изучение условий, определяющих устойчивость и разрушение этих систем, и выработка конкретных рекомендаций, позволяющих получать и использовать в промышленно-

сти системы с заданными физико-химическими свойствами. Большой вклад в решение поставленных проблем внесли российские ученые А.В. Думанский, Н.П. Песков, П.А. Ребиндер, Б.В. Дерягин, Н.Н. Круглицкий и др.

При рассмотрении устойчивости дисперсных систем Н.П. Песков предложил различать кинетическую (седиментационную) и агрегативную устойчивость. Первая характеризует способность дисперсных частиц удерживаться во взвешенном состоянии; вторая определяет способность этих частиц не слипаться и не образовывать агрегаты. Учет и использование этих факторов имеют большое значение при создании и регулировании дисперсных систем, применяемых в буровой практике.

Однако в промышленной практике не контролируются дисперсность и фракционный состав твердой фазы буровых растворов. Тонкость помола утяжелителя определяется ГОСТом, а очистные устройства в циркуляционной системе позволяют удалять из системы грубые фракции глин и разбуриваемых пород. В настоящее время на ситах можно отделять частицы крупнее 200–400 мкм. В батареях гидроциклонов — в пределах 25–200 мкм, а в центрифугах — не менее 10 мкм. Следует отметить, что фракции глинистых частиц 5–10 мкм являются оптимальными для приготовления качественных промывочных жидкостей.

Тонкость помола и фракционный состав цемента и других порошкообразных материалов, предназначенных для цементирования скважин, определяются в производственных и лабораторных условиях чаще всего ситовым анализом.

На свойства цементного раствора и камня (особенно в начальной стадии твердения) большое влияние оказывает фракция размером менее 7 мкм. Суммарная площадь частиц этой фракции значительно больше, чем площадь частиц всех остальных фракций, хотя массовое их содержание меньше.

Наиболее точный метод оценки удельной поверхности дисперсной фазы — сорбционный метод, основанный на определении количества вещества, необходимого для покрытия поверхности частиц порошка мономолекулярным слоем какого-нибудь адсорбтива при известной площади, занимаемой одной молекулой. В качестве адсорбтива обычно применяют азот. Адсорбция проводится при температуре кипения азота или кислорода (метод низкотемпературной сорбции). Этот метод ввиду сложности применяется только для исследовательских целей.

С молекулярно-кинетической точки зрения устойчивость дисперсной системы объясняется балансом сил сцепления и отталкивания. Ван-дер-ваальсовы межмолекулярные силы сцепления быстро возрастают при сближении частиц. Противодействующими силами отталкивания могут быть электрические силы, возникающие в результате избирательной адсорбции межфазной поверхностью одного из ионов электролита, содержащихся в системе. Сближению дисперсных частиц может препятствовать также образование на поверхности частиц сольватной оболочки из молекул дисперсионной среды, образование которой обусловлено непосредственной адсорбцией молекул среды на поверхности дисперсной фазы или сольватацией третьего компонента системы.

Нарушение агрегативной устойчивости дисперсной системы вследствие слипания частиц ее дисперсной фазы под действием молекулярных сил притяжения называется коагуляцией. Нарушение агрегативной устойчивости ведет к уменьшению кинетической устойчивости.

Устойчивость дисперсной системы в данных условиях можно повысить, понижая межфазное натяжение с помощью поверхностно-активных веществ, способных адсорбироваться на поверхности и понижать величину свободной энергии. В связи с этим промывочные жидкости и тампонажные растворы как полидисперсные системы должны быть отнесены к термодинамически агрегативно-неустойчивым системам. Однако это толкование формально не позволяет установить связь между избытком свободной энергии в системе и длительностью ее существования в неравновесном состоянии, как это бывает на практике при использовании буровых и тампонажных растворов.

Седиментационная устойчивость таких полидисперсных систем, как буровые и тампонажные растворы, во многом определяется возможностью и условиями возникновения пространственной структуры, обладающей определенной прочностью. Такая структура возникает при частичном взаимодействии частиц дисперсной фазы между собой.

Таким образом, наличие поверхностно-активного вещества, достаточная концентрация твердой фазы, необходимая для построения пространственного каркаса, а в общем случае оба эти фактора являются необходимыми условиями для обеспечения устойчивости суспензий, относящихся к грубодисперсным системам.

Простейшим типом буровых растворов может служить водная суспензия глинистых минералов. Ее устойчивость

обеспечивается благодаря тиксотропным свойствам этой системы, проявляющимся в построении прочного структурного каркаса. Такая суспензия, обладая свойствами твердого тела, не расслаивается с течением времени. Для стабилизации указанных суспензий, придания им агрегативной устойчивости используют различные ПАВ.

Следует отметить, что проблема устойчивости буровых и тампонажных растворов, особенно в условиях высоких температур и минерализации дисперсионной среды, является основной, успешное решение которой обеспечит успешное бурение скважин.

§ 2. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ЯВЛЕНИЯ

ПОВЕРХНОСТНАЯ ЭНЕРГИЯ

Силы притяжения f_1 и f_2 поверхностных молекул, например, на поверхности раздела жидкость — воздух или жидкость — твердое тело, не уравновешены (рис. 2.1). В связи с этим поверхностные молекулы на границе раздела фаз обладают некоторой некомпенсированной избыточной энергией.

В коллоидных растворах, благодаря наличию большого числа мелкораздробленных частиц, поверхность раздела между твердой и жидкой фазами достигает огромных размеров. Так, с приближением к коллоидной дисперсности суммарная поверхность 1 г частиц твердой фазы составляет сотни квадратных метров.

Весьма развитая поверхность раздела обуславливает большой запас поверхностной энергии системы. Избыточная поверхностная энергия, приходящаяся на 1 см² поверхности,

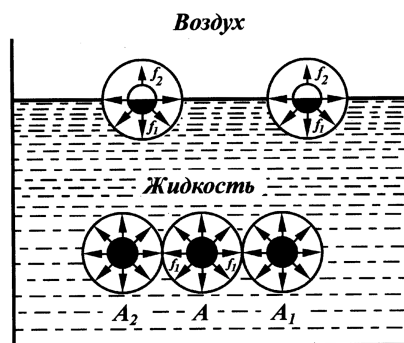


Рис. 2.1. Схема компенсации молекулярных сил в системе жидкость — газ (в объеме молекулярные силы компенсированы, на поверхности — некомпенсированы)

представляет собой поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

Наличие асимметрии силового поля в поверхностном слое обуславливает возможность ориентированного расположения близлежащих молекул, если они обладают жестким или индуцированным (наведенным) диполем. Молекулы, имеющие вокруг себя симметрично расположенное поле, не ориентируются и располагаются на поверхности любой своей стороной. Молекулы большинства поверхностно-активных веществ (алифатических спиртов, жирных кислот, мыл и др.) имеют асимметричное строение. Одна часть их состоит из углеводородных радикалов, а другая содержит функциональные группы $-\text{OH}$, $-\text{COOH}$, $-\text{CONH}_2$, $-\text{NH}_2$ и др.

Полярные (поверхностно-активные) вещества в поверхностном слое воды расположены так, что полярные группы направлены в сторону дисперсионной среды (полярная жидкость), а неполярные, углеводородные радикалы, располагаются в воздухе (неполярная фаза). Такое расположение отвечает минимуму свободной поверхностной энергии, т.е. энергетически наиболее выгодно.

АДСОРБЦИЯ

Из происходящих в поверхностях раздела фаз явлений, связанных с некомпенсированной поверхностной энергией, большое значение для получения и регулирования свойств буровых промывочных и тампонажных растворов имеет адсорбция. Адсорбция — это явление самопроизвольного повышения концентрации газообразного или растворенного вещества на поверхности твердого тела или жидкости в гетерогенных (неоднородных) системах. Различают физическую, или ван-дер-ваальсову, адсорбцию и химическую, или хемосорбцию.

Физические явления связаны с избытком свободной энергии в поверхностном слое и наличием поверхностного натяжения. К этой группе явлений относятся коагуляция — агрегирование частиц дисперсной фазы, структурообразование в дисперсных системах, смачивание, прилипание и ряд других явлений, имеющих важное значение для физикохимии буровых и тампонажных растворов.

Химические поверхностные явления связаны с адсорбцией на поверхности твердого тела или жидкости с последующим химическим взаимодействием.

В физикохимии буровых и тампонажных растворов вели-

ка роль как физических, так и химических поверхностных явлений. Они обуславливают такие свойства этих систем, как устойчивость к коагулирующему действию электролитов, структурно-механические показатели. С адсорбционными явлениями связан механизм действия реагентов-стабилизаторов, понизителей вязкости и замедлителей сроков схватывания цементных растворов. Адсорбционные слои при физической адсорбции имеют природу ван-дер-ваальсовых (межмолекулярных) сил, т.е. электрическую. Эти силы возникают при взаимодействии молекул с жестким (постоянным) диполем, жестким и индуцированным диполем, между неполярными молекулами, вследствие мгновенного дипольного момента и между молекулами при водородной связи. К химическим связям относятся ионные, ковалентные и координационные. Физическая адсорбция всегда обратима и протекает самопроизвольно.

Тепловое движение и диффузия — причина процесса, противоположного адсорбции или десорбции, причем для каждой концентрации адсорбтива в окружающей среде устанавливается адсорбционное равновесие. Оно подчиняется принципу Ле-Шателье — Брауна. Количество адсорбированного вещества определяется по избытку его в молях на 1 см^2 поверхности и обозначается Γ (моль/ см^2). Если адсорбционная поверхность неизвестна, то количество адсорбированного вещества относят к 1 г адсорбента и обозначают Γ' (моль/г).

Часто адсорбцию выражают зависимостью количества адсорбированного вещества от равновесного давления p или концентрации c при постоянной температуре. Зависимости $\Gamma' = f(p)$ или $\Gamma' = \varphi(c)$ (рис. 2.2) называются изотермами ад-

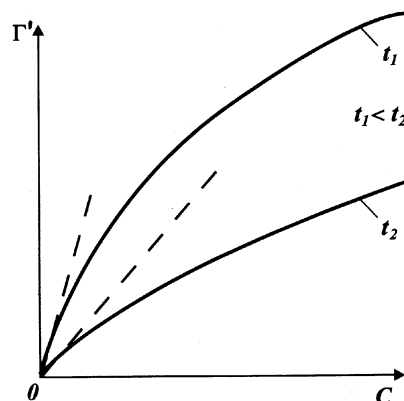


Рис. 2.2. Вид изотерм адсорбции при различных температурах (t_1 , t_2)

сорбции. Как видно из рисунка, изотерма адсорбции имеет два прямолинейных и один криволинейный участки. При малой концентрации адсорбция пропорциональна ей, а при большой концентрации прямолинейный, почти горизонтальный, участок изотермы отвечает насыщенной адсорбции. Криволинейный участок изотермы адсорбции соответствует промежуточным степеням заполнения поверхности. На идеальной изотерме физической адсорбции не наблюдается никаких резких переломов, тогда как при химической адсорбции на ее изотермах появляются переломы, указывающие на образование определенных соединений между адсорбентом и адсорбтивом.

Изотерма при более высоких температурах будет лежать ниже изотерм при более низких температурах, так как с повышением температуры адсорбция уменьшается.

Изотерма мономолекулярной адсорбции при больших и малых концентрациях вещества описывается уравнением Ленгмюра, если адсорбция вызывается силами, близкими по своей природе к химическим, и если она не осложняется побочными явлениями (диссоциацией молекул адсорбированного газа на поверхности и др.).

Применение уравнения Ленгмюра при изучении адсорбции различных добавок на глинистых частицах в глинистых растворах позволяет установить характер адсорбционного процесса и расшифровать механизм их действия. Уравнение Ленгмюра в случае адсорбции из растворов имеет вид

$$\Gamma = \frac{K_1 K_2 C}{1 + K_1 C},$$

где Γ — количество адсорбированного вещества на данную навеску адсорбента (глины); K_1 — константа уравнения, характеризующая прочность адсорбционных связей; K_2 — максимальная адсорбция вещества; C — равновесная концентрация.

Для графического решения уравнение Ленгмюра преобразуют:

$$\frac{C}{\Gamma} = \frac{1}{K_2} C + \frac{1}{K_1 K_2}.$$

Полученное равенство представляет собой уравнение прямой в координатах C/Γ и C (рис. 2.3).

Из рисунка, построенного по экспериментальным данным при изучении адсорбции вещества в глинистых суспензиях, следует, что котангенс угла между прямой и осью абсцисс

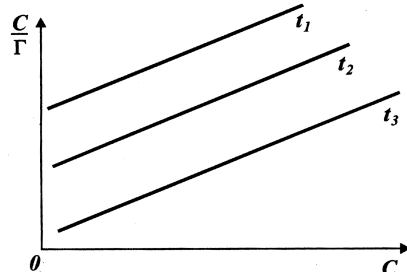


Рис. 2.3. График изотерм адсорбции уравнения Ленгмюра для различных температур

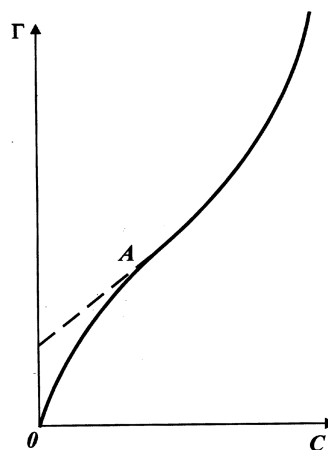


Рис. 2.4. Вид изотермы полимолекулярной адсорбции

выражает численное значение максимальной адсорбции K_2 , а отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат, равен численному значению выражения $1/K_1 K_2$. По этим данным можно рассчитать численные значения величины K_1 . Зная последнюю при различных температурах, можно определить энергию активации E , определяющую глубину протекания процесса. Численное значение E рассчитывается по формуле

$$E = R a t g a,$$

где R — газовая постоянная; a — отношение масштаба по осям абсцисс и ординат.

Некоторые случаи физической адсорбции не объясняются теорией Ленгмюра о мономолекулярной адсорбции. Иногда связывание адсорбтива адсорбентом не прекращается при образовании мономолекулярного слоя и продолжается дальше.

На рис. 2.4 показана изотерма, характерная для полимолекулярной адсорбции, имеющая вид S-образной кривой. Точка $\tilde{A}$ является переходом насыщенного мономолекулярного слоя к полимолекулярному. Определив для этой точки число частиц, адсорбированных 1 г адсорбента, и, зная площадь, занимаемую отдельной его молекулой, можно вычислить удельную поверхность адсорбента. Теория полимолекулярной (потенциальной) адсорбции разработана Поляни. Представле-

ния Ленгмюра и Поляни обобщены и развиты Брунауэром, Эмметом и Теллером (теория БЭТ).

СМАЧИВАНИЕ ТВЕРДЫХ ТЕЛ

Смачивание — явление, возникающее при контакте твердых тел с жидкостями в результате молекулярного взаимодействия между ними. Количественно оно характеризуется величиной краевого угла θ .

Смачивание жидкостью твердого тела можно рассматривать как результат действия сил поверхностного натяжения. Способность жидкости смачивать данную поверхность количественно выражается формулой

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}}{\sigma_{1,2}},$$

где θ — краевой угол смачивания; $\sigma_{2,3}$ — поверхностное натяжение на границе воздух — твердое тело; $\sigma_{1,3}$ — поверхностное натяжение на границе жидкость — твердое тело; $\sigma_{1,2}$ — поверхностное натяжение на поверхности жидкость — воздух.

Из рис. 2.5 видно, что если угол θ меньше 90° , то капля имеет сравнительно плоскую форму и как бы растекается по твердой поверхности. В предельном случае, при $\theta = 0$, смачивание — полное, и капля полностью растекается по поверхности. Напротив, если угол θ больше 90° , то капля воды приближается по форме к сферической.

По углу смачивания можно строго разделить все твердые тела на две группы — гидрофильные, лучше смачивающиеся водой, чем углеводородами, и гидрофобные, наоборот, лучше смачивающиеся углеводородами.

Кроме краевого угла, другой мерой гидрофильности поверхности является теплота смачивания, так как гидрофильные поверхности смачиваются водой с положительным тепловым эффектом.

По интенсивности молекулярного взаимодействия частиц и

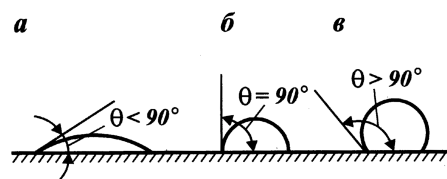


Рис. 2.5. Различные случаи (частичного) смачивания

дисперсионной среды коллоидные и грубодисперсные системы делятся на лиофильные и лиофобные. Если дисперсионной средой является вода, то системы соответственно называют гидрофильными и гидрофобными.

Лиофильные коллоидные и грубодисперсные системы прочно связывают молекулы дисперсионной среды. Леофобные системы отличаются слабым взаимодействием твердых частиц с молекулами растворителя.

Глинистые растворы относятся к гидрофильным системам. Глины, сравнительно легко диспергируясь, энергично взаимодействуют с водой. Элементарные частицы глины за счет сил молекулярного сцепления покрываются адсорбционной пленкой воды.

Гидрофильность глинистых минералов оценивается различными формами связанной воды. По величине и природе энергии связи П.А. Ребиндер различает четыре формы связи воды с дисперсными материалами: 1) химически связанная вода; 2) адсорбционно связанная вода; 3) капиллярно связанная вода; 4) свободная вода, механически захваченная дисперсной структурой и заполняющая поровое пространство.

Природа гидрофильности глинистых минералов детально выяснена в работах Ф.Д. Овчаренко и его учеников. Согласно проведенным исследованиям можно полагать, что водородная связь играет основную роль при взаимодействии воды с поверхностью глинистых минералов. Особенности структуры глинистых минералов и наличие на их поверхности многочисленных гидроксильных или кислородных атомов обуславливают ориентацию гидроксильных групп молекул воды относительно поверхности минералов и возникновение водородной связи. Интенсивность притяжения молекул дисперсионной среды глинистыми частицами объясняется энергетической ненасыщенностью поверхности последних. Водородная связь обеспечивает образование мономолекулярного слоя на поверхности глинистых частиц, вода которого имеет большую плотность, пониженную растворяющую способность, уменьшенную электропроводность. Следующие слои воды мало отличаются от обычной (несвязанной), но их наличие во многом оказывает влияние на свойства системы глина — вода.

Количество связанной воды, отнесенное к единице массы глины, характеризует размеры эффективной удельной поверхности и гидрофильность глины. С увеличением удельной поверхности глинистых минералов количество связанной воды растет.

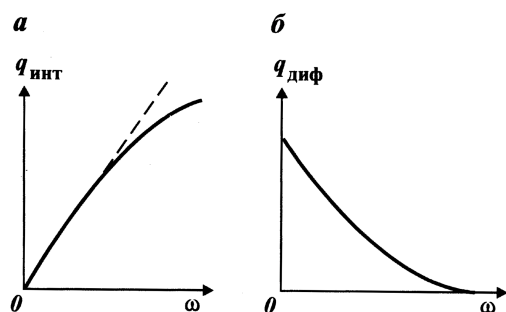


Рис. 2.6. Кривые зависимости интегральной $q_{\text{инт}}$ (—) и дифференциальной $q_{\text{диф}}$ (·) теплоты адсорбции от количества адсорбированного вещества ω

Существуют различные методы определения связанной воды. Наиболее надежный при определении гидрофильности глинистых минералов — метод теплоты смачивания, которая зависит от величины изменения поверхностной энергии и бывает тем больше, чем значительнее разница между свободными поверхностными энергиями дисперсионной среды и дисперсной фазы в момент их взаимодействия. По теплоте смачивания можно рассчитать эффективную удельную поверхность для глин.

Для улучшения смачивания водой применяют смачиватели-растворители и поверхностно-активные вещества. Молекулы смачивателей обладают дифильным строением. Адсорбируясь на поверхности воды, они ориентируются углеводородными цепями наружу, вследствие чего на поверхности создается как бы пленка углеводорода. Этим объясняется понижение поверхностного натяжения и повышение смачивающей способности до значений, соответствующих поверхностному натяжению органических неполярных жидкостей. Различают интегральную и дифференциальную теплоту адсорбции (рис. 2.6).

ИОННЫЙ ОБМЕН В ГЛИНИСТЫХ И ЦЕМЕНТНЫХ СУСПЕНЗИЯХ

Физико-химические свойства глинистых и цементных суспензий во многом определяются протекающими в них ионно-обменными и адсорбционными процессами.

Первая причина катионного обмена глинистых минералов — нарушение связей их краев, что обуславливает возникновение нескомпенсированных зарядов, которые уравни-

вешиваются адсорбированными катионами. По мере диспергирования глинистых частиц увеличивается емкость обмена.

Вторая причина, которая обуславливает катионный обмен, — замещение внутри кристаллической решетки кремния алюминием, а алюминия — магнием или другим ионом низкой валентности. Это приводит к возникновению заряда в структурной ячейке, который и уравнивается зарядом адсорбированного обменного катиона (например, монтмориллонит).

Третья причина катионного обмена — замещение водорода наружного гидроксила на соответствующий катион. Некоторые гидроксильные группы обнажаются вокруг обломанных краев при нарушении связи. Эта причина ионного обмена характерна для каолинита и галуазита в связи с наличием слоев гидроксидов на одной стороне базальной плоскости спайности. Малая емкость обмена каолинита связана с жесткостью его кристаллической решетки, что не позволяет катионам (и воде) проникать внутрь последней и в межслоевое пространство.

По исследованиям Ф.Д. Овчаренко, кальциевые монтмориллониты прочнее связывают воду, чем натриевые, и обладают большей величиной энергии связи, что подтверждается при определении теплоты смачивания. Однако диффузный слой ионов кальциевых глин меньше, чем натриевых, поэтому у них не наблюдается пептизации частиц, что характерно для натриевых глин.

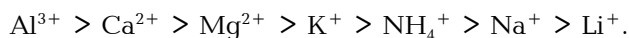
Маршаллом с сотрудниками установлено, что ионная замещаемость зависит от температуры; относительные количества K^+ , Ca^{2+} и H^+ , способных к замещению, уменьшаются при нагревании, а количества Ca^+ и Mg^{2+} увеличиваются. Емкость катионного обмена монтмориллонита значительно уменьшается при нагревании до температуры, при которой исчезает свойство набухания. Набухание облегчает движение ионов и оказывает влияние на скорость обмена.

Т. Уолтон отмечает, что в связи с низким температурным коэффициентом равновесия ионного обмена и малой теплотой реакции нет основания ожидать значительного влияния температуры на ионно-обменный процесс.

На величину обменной способности глин влияет pH среды. Ф.Д. Овчаренко показал, что истинная причина различных значений pH суспензий глинистых минералов заключается не в количестве окислов, входящих в состав кристаллической решетки того или иного материала, а в природе поглощения иона и наличии в суспензии растворимых солей, причем

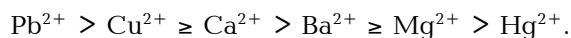
свойства глин и поведение их в водной среде в значительной степени зависят от несовершенств и дефектов кристаллической решетки глинистых минералов. В поверхностных свойствах глинистых минералов их кристаллическая структура играет более важную роль, чем природа катионов в обменных центрах. В частности, в явлениях коагуляционного структурообразования в глинистых растворах большое значение имеют несовершенства и дефекты кристаллической структуры, наиболее важное из которых — нестехиометрическое замещение ионов в кристаллической решетке. Это вызывает избыток или недостаток одного из компонентов по отношению к стехиометрической форме минералов, а также неравномерное распределение зарядов на поверхности кристаллов.

К.К. Гедройц установил, что обменная способность катионов тем выше, чем больше их валентность, а в пределах ионов одной валентности она тем выше, чем больше атомный вес. Таким образом, по способности вхождения в поглощающий комплекс катионы можно расположить в следующий ряд:



Это объясняется тем, что с увеличением объема иона возрастает его поляризуемость, которая позволяет иону ближе подойти к электрически заряженной поверхности глины, а с увеличением радиуса иона уменьшается степень его гидратации, что способствует вхождению его в адсорбционный слой поглощающего комплекса.

Исследованиями И.Н. Антипова-Каратаева установлен ряд поглощения катионов из водных растворов:



Ионный обмен относится к обменной адсорбции, так как поглощение какого-либо иона обязательно сопровождается вытеснением из адсорбента одноименно заряженного иона в эквивалентных количествах.

В области буровых растворов изучение ионного обмена имеет важное значение для выяснения специфического влияния обменных ионов на вязкость, тиксотропию, стабильность и другие свойства. Примером может служить практическое использование некоторых солей (например, Na_2CO_3 , фосфатов, CaCl_2 и др.) для регулирования pH, снижения растворимости ионов-коагуляторов, изменения гидрофильности глинистых частиц и т.д. Влияние ионного обмена на поверх-

ностные свойства глинистых минералов и его роль при регулировании многих технологических процессов, связанных с использованием глин в бурении нефтяных и газовых скважин и в других отраслях промышленности, показаны в исследованиях Н.Н. Круглицкого и др.

КОАГУЛЯЦИЯ И СТАБИЛИЗАЦИЯ

Коагуляция представляет собой процесс укрупнения (соединения, слипания, слияния) частиц дисперсной фазы в коллоидных и грубодисперсных системах, происходящий под влиянием внешних воздействий.

Глинистые буровые и цементные растворы могут коагулировать под влиянием различных факторов: добавления электролитов, изменения температуры, изменения содержания твердой фазы и т.д. Из них наибольшее значение имеет коагуляция электролитами.

Чтобы вызвать коагуляцию, концентрация электролитов в системе должна быть достаточной для сжатия двойного электрического слоя и понижения энергетического барьера, препятствующего слипанию частиц при их столкновении. Для начала коагуляции существуют некоторые значения минимальной концентрации электролитов, получивших название порога коагуляции, который выражается обычно в миллимолях на литр (ммоль/л).

Коагулирующее действие ионов тем сильнее, чем больше валентность иона-коагулятора (правило Шульца — Гарди). Коагулирующая сила ионов одинаковой валентности возрастает с увеличением радиуса ионов.

Коагулирующее действие органических ионов по сравнению с действием соответствующих им по валентности неорганических ионов проявляется намного сильнее, что объясняется высокой адсорбционной способностью и большей поляризуемостью этих ионов.

Современная теория коагуляции разработана Б.В. Дерягиным и Л.Д. Ландау. Согласно этой теории, коагулирующее действие электролитов заключается не столько в непосредственном уменьшении сил отталкивания между частицами путем снижения ζ -потенциала, сколько в том, что изменение строения двойного слоя и сжатие его диффузной части, вызванное добавкой электролита-коагулятора, влечет за собой понижение механической прочности (расклинивающего действия) сольватных (гидратных) оболочек диффузных ионов.

Таким образом, по этой теории коагуляция при сближении частиц происходит в том случае, когда молекулярные силы сцепления, некомпенсированные в поверхностных слоях и выражающиеся наличием поверхностного натяжения, превышают расклинивающее давление дисперсионной среды в зазоре между частицами.

Б.В. Дерягин и Л.Д. Ландау показали, что величина порога коагуляции γ определяется следующим уравнением:

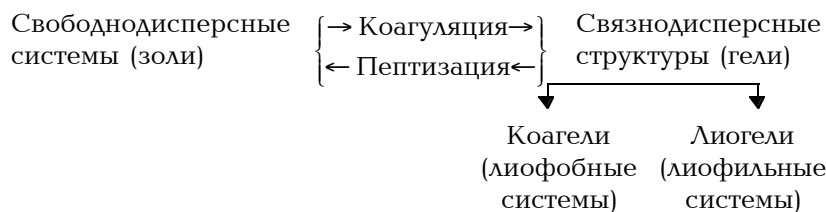
$$\gamma = C \frac{\varepsilon^3 (KT)^5}{A^2 e^6 z^6},$$

где C — константа, зависящая от асимметрии электролита (отношение знака зарядов катиона и аниона); ε — диэлектрическая постоянная; e — заряд электрона; T — температура; z — валентность катиона; A — константа ван-дер-ваальсового притяжения.

Из этого соотношения следует, что значения порогов коагуляции ионов разной валентности (одно-, двух-, трех-, четырехвалентных) относятся как $1 : (1/2)^6 : (1/3)^6 : (1/4)^6$, или как $1 : 0,016 : 0,0013 : 0,00024$.

Следует различать два вида коагуляции: а) скрытая, или гидрофильная, коагуляция, которая приводит к сцеплению частиц по концам и ребрам, т.е. к образованию структурированной системы; б) явная, или гидрофобная, коагуляция, при которой происходит выпадение твердой фазы в виде хлопьевидного или плотного осадка.

Пептизация — разукрупнение частиц, происходящее под влиянием химических реагентов, — процесс, обратный коагуляции. Коагуляция и пептизация как процесс обратимого образования золя и геля по схеме П.А. Ребиндера иллюстрируется следующим образом.



Устойчивость грубодисперсных и коллоидных систем к действию электролитов достигается с помощью определенных высокомолекулярных веществ — полимеров (коллоидов).

Механизм защитного действия сводится к образованию вокруг частицы адсорбционной оболочки из высокомолекулярного вещества. Стабилизирующее действие этого слоя объясняется созданием достаточно высокого ζ -потенциала и сольватацией частиц, что препятствует их сближению и слипанию.

§ 3. ГЛИНИСТЫЕ МИНЕРАЛЫ КАК ДИСПЕРСНАЯ ФАЗА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Глинистые минералы относятся к группе силикатов с псевдогексагональным расположением оснований кремнекислородных тетраэдров, соединенных с алюмокислородными октаэдрами.

Два структурных элемента (рис. 2.7 и 2.8) являются основой строения большинства глинистых минералов. Первый —

толщиной 5,06 Å состоит из двух плотно упакованных слоев атомов кислорода или гидроксидов, между которыми в октаэдрической координации расположены атомы алюминия, находящиеся на одинаковом расстоянии от соседних шести атомов кислорода или гидроксидов. Атомы алюминия могут заменяться атомами железа или магния, что приводит к изменению свойств минерала. Алюмокислородные слои имеют состав $\text{Al}_2(\text{OH})_6$.

Второй структурный элемент толщиной 4,93 Å построен из кремнекислородных тетраэдров, расположенных в форме бесконечно повторяющейся гексагональной сетки, образующей слои состава $\text{Si}_4\text{O}_6(\text{OH})_4$. В тетраэдре атом кремния равноудален от четырех атомов кислорода или гидроксидов.

Способ сочленения структурных элементов и их количество в элементарной ячейке определяют кристаллический тип глинистых минералов. Минералы первого типа состоят из соединения слоев кремнекислородных тетраэдров и алюмокислородных октаэдров в соотношении 1:1 (каолинит, галлуазит); минералы второго типа состоят из тех же элементов в соотношении 2:1 (гидрослюда, монтмориллонит). Наряду с вышеописанными существуют глинистые минералы ленточно-слоистого строения (пальгорскит, аттапульгит). Они подобны амфиболам. Основные структурные элементы этих минералов построены из кремниевых тетраэдров, расположенных в

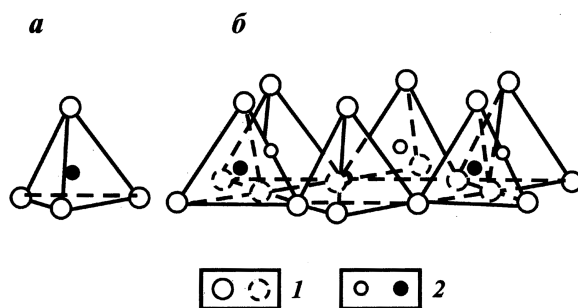


Рис. 2.7. Схематическое изображение октаэдра (⊕) и октаэдрической сетки структуры (·):
1 – гидроксилы; 2 – алюминий, магний и т.д.

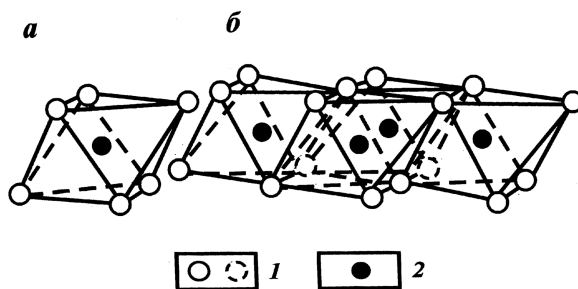


Рис. 2.8. Схематическое изображение кремнекислородного тетраэдра (⊕) и сетки кремнекислородных тетраэдров, расположенных по гексагональному закону (·):
1 – атомы кислорода; 2 – атомы кремния

форме бесконечной двойной цепи состава Si_4O_{11} ; поперечный размер цепи $11,5 \text{ \AA}$.

Структуры реальных глинистых минералов значительно отличаются от рассмотренных выше идеальных моделей. При этом несовершенства глинистых минералов определяются следующими признаками: 1) изменчивостью химического состава; 2) способностью к послойному полиморфизму как между элементарными ячейками одного структурного типа, так и ячейками различных типов; 3) неупорядоченностью в смещениях тетраэдрических и октаэдрических сеток структурного слоя или в относительных смещениях смежных слоев; 4) нестехиометрическим замещением катионов в тетраэдрических положениях; 5) смещением или внедрением катио-

нов в междоузлия; б) боковыми дислокациями, искажением анионной кислородной сетки и т.д.

Кристаллохимические методы анализа (рентгенография, электронография, инфракрасная спектроскопия, термография, химический анализ) позволяют определить имеющиеся несовершенства кристаллических решеток глинистых минералов.

В буровой практике не применяются мономинеральные глины, однако исследование таких систем позволяет более глубоко и научно обоснованно подходить к подбору сырья для создания буровых растворов с заданными свойствами.

Основная активная часть поверхности минералов структурного типа 1:1 — краевые участки кристаллов в местах разрывов связей $\text{Si}-\text{O}-\text{Si}$ и $\text{OH}-\text{Al}^{\text{IV}}-\text{OH}$ при недосыщении краевых атомов кислорода или гидроксила соответственно кремнием и алюминием. Для минералов со структурой типа 2:1 активной частью поверхности являются боковые разорванные связи и внешние безопинакоидные грани с исключительно слабым отрицательным зарядом. Активность поверхности минералов группы палыгорскит — сепиолит связана в основном с наличием разорванных связей на ребрах и торцовых частях кристаллов, поскольку эти минералы не образуют сплошных двумерных кислородных слоев, соединяющихся посредством молекулярных сил.

Наиболее существенная особенность глинистых минералов — их способность образовывать водные дисперсии, обладающие коагуляционной структурой и, следовательно, структурно-механическими свойствами. Особенности строения таких коагуляционно-тиксотропных структур зависят от кристаллического строения глинистых минералов и определяются их важнейшими коллоидно-химическими свойствами.

О НАБУХАНИИ ГЛИН И ВЫБУРИВАЕМЫХ ПОРОД. КОНТРАКЦИЯ

В основе явления набухания лежит действие адсорбционных, осмотических и капиллярных сил.

Набухание веществ изучается по массовому количеству поглощенной жидкости, увеличению объема исходного вещества, количеству теплоты, выделенному при набухании, и другими методами.

А.И. Рабинерсон в числе основных факторов структурообразования суспензий отмечает набухание коллоидных час-

тиц. Чем ниже валентность поглощенного глиной катиона и чем больше его гидратация, тем ниже те концентрации суспензий, при которых наступает тиксотропное загустевание.

Э.Г. Кистер величиной всасывания – набухания характеризовал лиофильность глин.

Ф.Д. Овчаренко показал связь набухания с гидрофильностью глин: набухание зависит от природы глины, дисперсионной среды и ее полярности.

К.Ф. Жигац, И.Б. Адель и В.А. Городнов нашли, что с ростом температуры период и степень набухания глинистых пород уменьшаются, а скорость набухания возрастает. Устойчивость стенок скважины, зависящая от степени набухания и скорости процесса, с повышением температуры уменьшается, так как в этих условиях степень набухания глин снижается менее интенсивно, чем возрастает скорость процесса. При набухании увеличивается объем вещества по сравнению с исходным и растет давление.

Если данные опытов по набуханию представить графически и на оси ординат отложить значение p/m (где p – давление набухания в мм, отмечаемое по манометру, и m – масса глины в г), а на оси абсцисс – τ (время, в течение которого происходит смачивание и набухание глины, в с), то зависимость $p/m = f(\tau)$ выразится кривой, сходной с изотермой адсорбции. Уравнение изотермы адсорбции имеет вид

$$x/m = \alpha C^\beta,$$

где x – количество адсорбированного вещества в состоянии равновесия, г; m – количество адсорбируемого вещества, г; C – равновесная концентрация адсорбированного вещества; α и β – постоянные, определяемые опытным путем.

Принимая во внимание, что при набухании действуют адсорбционные силы, уравнение изотермы набухания можно выразить

$$p/m = K\tau^n.$$

Сопоставив процессы адсорбции и набухания и сравнив уравнения изотермы адсорбции и изотермы набухания, можно получить физический смысл констант K и n . Константа α является величиной, характеризующей размеры поверхности адсорбента; β – константа, характеризующая взаимодействие адсорбента и адсорбата.

Аналогично этому в уравнении изотермы набухания константа K характеризует размеры поверхности или общую

пористость вещества через величину капиллярного всасывания воды испытуемым веществом. Константа Π по аналогии с константой β отражает взаимодействие набухающего вещества (глины) с дисперсионной средой (водой); в нашем случае K является величиной, характеризующей гидратацию глины. Значения констант K и Π можно определить графически, логарифмируя уравнение изотермы набухания и строя график $p/m = f(\tau)$ по экспериментальным данным. Чем больше значения K и Π , тем выше качество глины.

При поглощении глиной воды или водного раствора электролитов развиваемое давление складывается из давления воздуха, вытесненного из капилляров, и давления, вызываемого увеличением объема глины в результате гидратации (сольватации).

Сорбционные процессы обуславливают явление контракции, т.е. изменение абсолютного объема системы твердое вещество — жидкость, которое наблюдается в глинистых и цементных растворах.

Явление контракции в системе глина — вода определяется свойствами адсорбционно-связанной воды, которая удерживается молекулярными силами на поверхности глинистых частиц и обладает повышенной плотностью. Согласно данным различных исследователей, плотность связанной воды колеблется в пределах $1,3-2,4 \text{ г/см}^3$. Количество связанной воды зависит от типа глины, ее удельной поверхности и т.д. Для связанной воды характерна пониженная растворяющая способность, вплоть до полного исчезновения этого свойства.

Уменьшение суммарного объема системы вследствие перехода свободной воды в связанную в ряде случаев имеет ощутимую величину. В табл. 2.2 представлены данные по уменьшению суммарного объема ΔV при соединении воды и 100 г глины.

Таблица 2.2

Уменьшение суммарного объема системы глина–вода

Глина	Количество воды, связанной 1 г глины, %	ΔV , см ³
Жабинский бентонит	23,86	5,51
Часовьярская монотермитная	5,42	1,25
Глуховецкий каолин	2,09	0,40
Примечание. Плотность связанной воды принята $1,3 \text{ г/см}^3$.		

Явление контракции покоящегося столба глинистого бурового раствора и наличие значительных величин статического напряжения сдвига может, по-видимому, служить причиной ряда осложнений, в том числе и газопроявлений.

Наиболее сильно контракция проявляется в системе цемент — вода и зависит от природы вяжущего, водоцементного отношения, температуры и давления, количества и качества наполнителей и др. Основной причиной ее следует считать процессы гидратации, но при этом большое значение имеют поверхностные явления. Разберем явление контракции на примере.

Если в мерную колбу с притертой пробкой поместить некоторое количество приготовленного цементного раствора, а над ним до верхней метки налить воды, то в процессе схватывания и твердения вода поглощается. Однако прогрессирующее уменьшение объема системы практически не сопровождается сокращением внешнего объема твердеющего цементного теста. Опыты показывают, что объем может даже увеличиваться, что вызывает растрескивание стеклянных сосудов, в которых твердеет залитый цементный раствор. Эксперименты показывают, что цементный раствор вследствие контракционного эффекта поглощает до 8 % воды от массы цемента.

Контракция цементного раствора и камня в скважине способствует обезвоживанию глинистого бурового раствора и корки, что может быть одной из причин газопроявлений и межпластовых перетоков.

Если в результате контракционного эффекта образуются поры или трещины, то при увеличении объема твердой фазы без увеличения внешних размеров системы поры, ранее занятые водой, заполняются твердым веществом. Прочность и плотность цементного камня при этом повышаются.

Эти процессы играют существенную роль при формировании цементного камня.

Важное значение имеют происходящие при гидратации цемента процессы, связанные с увеличением объема твердой фазы и уменьшением объема жидкой. У некоторых вяжущих минералов объем твердой фазы после полной гидратации более чем в два раза превышает ее объем до гидратации. Особенно велик прирост при образовании гидросульфоалюмината кальция. Его объем составляет более 220 % объема исходных твердых веществ (C_3A + гипс).

§ 4. ГИДРАТАЦИОННОЕ ТВЕРДЕНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

В результате смешения тонкоизмельченных минералов цементного клинкера с водой возникают реакции гидратации и электролитической диссоциации, характеризующиеся химическими и физико-химическими процессами, в конечном счете приводящими к образованию прочного камневидного тела.

Механизм гидратационного твердения чрезвычайно сложен. Его исследованию посвящено множество работ. Однако, несмотря на почти вековое изучение, до настоящего времени отсутствуют исчерпывающее и единое толкование процессов, протекающих при гидратационном твердении вяжущих материалов.

Широкую известность в начальный период развития химии цементов получили две противоположные теории схватывания и твердения: кристаллизационная и коллоидно-химическая.

Автор первой из них, Ле-Шателье, еще в 1882 г. предложил считать твердение вяжущих следствием растворения исходного безводного материала и образования кристаллов из пересыщенного по отношению к продуктам гидратации раствора. По коллоидно-химической теории, разработанной в 1893 г. Михаэлисом, признавалось образование гидратов в гелеобразной форме. При этом предполагалось, что гидратация происходит не в растворе, а топохимически — присоединением воды поверхностями частиц цементного клинкера. Процесс нарастания прочности Ле-Шателье объяснил срастанием и переплетением кристаллов, Михаэлис — уплотнением геля в результате отсоса воды, расходуемой на гидратацию внутренних слоев цементных зерен.

Углубление знаний о строении и свойствах веществ позволило установить, что коллоидные частицы геля вяжущего представляют собой элементарные кристаллики, высокая дисперсность и гидрофильность которых, обуславливая поверхностные явления в системе, оказывают определенное влияние на ход образования цементного камня. Собственно процесс твердения путем кристаллизации новообразований проходит через коллоидно-химическую стадию структурообразования в суспензии вяжущего.

Значительный вклад в изучение процесса твердения вяжущих веществ внесли труды академика А.А. Байкова. Согласно разработанной им теории, схватывание и твердение

цемента (как и любого вяжущего вещества) протекает в три периода.

1. Растворение весьма малой части вяжущего (щелочей, алюминатов), химически прореагировавшей с водой, до полного насыщения жидкой фазы продуктами реакции. В то же время осуществляется гидратация силикатов на поверхности твердой фазы с переходом в раствор гидроокиси кальция.

2. Коллоидация, при которой высокая степень раздробленности частиц, не имеющих возможности растворяться в пересыщенной среде, приводит к образованию трехмерной структуры — геля.

3. Твердение — переход из коллоидно-дисперсного в более устойчивое кристаллическое состояние. Перекристаллизация коллоидных частиц в кристаллический сросток сопровождается нарастанием механической прочности.

Достаточно глубоко охарактеризовав физико-химические процессы, протекающие в период растворения и кристаллизации, А.А. Байков не представил исчерпывающего объяснения стадии коллоидации. Указав, что этот период твердения определяется непосредственным образованием продуктов реакции в твердом состоянии без промежуточного растворения исходного вещества, он не разъяснил процесса получения и накопления дисперсных частиц.

Последующие работы П.А. Ребиндера и его сотрудников существенно развили представление о механизме схватывания и твердения вяжущих веществ. П.А. Ребиндером была разработана теория кристаллизационного структурообразования, основные положения которой сформулированы следующим образом. В конечном счете процесс гидратации вяжущего и развитие структуры твердения сводится к растворению в воде первичной твердой дисперсной фазы вяжущего вещества с образованием раствора, пересыщенного по отношению к кристаллам гидратных новообразований, и к выкристаллизовыванию из этого раствора новой фазы кристаллического гидрата с образованием пространственной структуры твердения, т.е. искусственного камня. Схватывание и твердение представляют собой развивающийся во времени комплекс процессов гидратации, самопроизвольного диспергирования частиц вяжущего (минералов цементного клинкера), образования коагуляционных тиксотропных структур и развития на их основе кристаллизационной структуры гидратных новообразований путем кристаллизации через пересыщенный водный раствор.

Основным и наиболее общим коллоидно-химическим процессом, определяющим ход структурообразования в цементных суспензиях, П.А. Ребиндер признает самопроизвольное диспергирование частиц твердой фазы под влиянием адсорбционного взаимодействия с окружающей жидкой средой, которое приводит к образованию коллоидной фракции вяжущего вещества.

Составляющие цементного клинкера располагаются по их способности к самопроизвольному диспергированию в водной среде в следующий ряд: трехкальциевый алюминат, четырехкальциевый алюмоферрит, трехкальциевый, а затем двухкальциевый силикаты. У алюминатов эта способность обуславливается высокой гидрофильностью и слоистым строением решетки (аналогично бентониту-монтмориллониту). У силикатов она выражается в гидролитическом отщеплении извести.

Скорость гидратации клинкерных минералов вполне соответствует их способности к самопроизвольному диспергированию. Быстрее всего реагирует с водой трехкальциевый алюминат. На следующем месте по скорости гидратации располагается четырехкальциевый алюмоферрит. Значительно медленнее гидратируется трехкальциевый силикат. Реакция с двухкальциевым силикатом протекает наименее энергично.

Процесс коллоидообразования завершается развитием коагуляционной структуры, при которой достаточно большое число дисперсных частиц, имеющих вытянутую (анизодиаметрическую) форму, связываются ван-дер-ваальсовыми силами по наименее гидрофильным участкам поверхностей в рыхлые пространственные сетки, пронизывающие весь объем системы.

Таким образом, в настоящее время уже не вызывает сомнения, что процесс гидратации цемента связан с растворимостью минералов клинкера. Однако наряду с этим не исключается возможность и топохимических реакций.

§ 5. КОНТРАКЦИЯ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ

Гидратация цемента приводит к сокращению физического (абсолютного) объема системы цемент — вода в результате образования продуктов гидратации, обладающих меньшим физическим объемом, чем сумма физических объемов исходных веществ. Это явление получило название контракции.

Различают контракцию физическую, химическую и физико-химическую. Последняя встречается наиболее часто.

Впервые наличие контракции при твердении портландцементного камня было замечено Ле-Шателье и впоследствии подробно изучено В.В. Некрасовым. Он сделал вывод, что явление контракции весьма детально отражает характер сложных процессов, протекающих при гидратации и твердении гидравлических вяжущих. Им была также обнаружена тесная связь между изменением контракционного эффекта и механическими свойствами вяжущих как по характеру и относительной скорости их нарастания, так и по влиянию удельной поверхности, наличию наполнителей, добавок, срокам хранения и др.

Основной причиной уменьшения общего объема системы цемент — вода, по В.В. Некрасову, при твердении гидравлических вяжущих является различие плотностей исходных и конечных продуктов, вызванное перестройкой кристаллических решеток исходных минералов клинкера при их гидратации из атомных в молекулярные. Явлению контракции С.Д. Окорочков дал название стяжение объема.

Явление контракции играет очень большую роль в проблеме качественного разобщения пластов нефтяных и газовых скважин. В связи с тем, что минералы портландцементного клинкера, шлакового и других тампонажных цементов образуют при гидратации различные химико-минералогические образования цементного камня, каждому из которых соответствуют присущая ему кристаллическая решетка и определенное изменение удельного объема, величина контракции представляет собой функцию минералогического состава испытуемого цемента и водоцементного отношения.

Контракционный эффект пропорционален глубине гидратации цемента, в связи с чем при изучении этого явления большое внимание следует уделять одной из важнейших особенностей применения тампонажных цементов — перемешиванию растворов при закачивании и транспортировании их в заколонное пространство. Процесс гидратации цемента при этом протекает более интенсивно.

Внешнее проявление эффекта контракции заключается в развитии разряжения на поверхности твердеющего цементного камня, что способствует всасыванию контактирующих с ним воды, нефти, газа.

По В.В. Некрасову, для большинства обычных портландцементов можно с достаточной степенью точности прини-

мать расчетную величину контракции, равную 7–9 мл на 100 г цемента. Для портландцементов типа тампонажных при водоцементном отношении 0,5 контракция к месячному сроку твердения достигает 50–65 % предельной величины, и в дальнейшем рост ее существенно замедляется. Для цементов с повышенным количеством двухкальциевого силиката к месячному сроку твердения цементного камня контракция составляет примерно 30–40 % от предельной, но дальнейшее ее нарастание замедляется менее интенсивно.

В табл. 2.3 приведены значения контракции, развиваемые гидратируемыми цементами различного химико-минералогического состава.

При повышенных температурах и давлениях изучение явления контракции затруднено. При повышенных температурах рекомендуется изучать контрактционный эффект цементов в приборах с дифференциальной системой, позволяющей исключить влияние парциальных давлений воды и воздуха в реакционном сосуде с раствором. При высоких температурах и давлениях контракция и ее изменение могут определяться в автоклаве с твердеющим тампонажным раствором и камнем.

Результаты экспериментальных работ показывают, что контрактционный эффект тем больше для тампонажных смесей, чем выше содержание цемента в смеси.

Согласно приближенному правилу Вант-Гоффа, при повышении температуры на каждые 10 °С скорость химических реакций должна увеличиваться в 2 раза. В действительности контракция с повышением температуры на каждые 10 °С увеличивается меньше. С повышением температуры контракция возрастает, особенно в первой ее стадии. В дальнейшем скорость контракции стабилизируется.

табл. 2.3

Зависимость контракции от состава цементов

Наименование цемента	Добавка, %	Контракция, см ³ на 100 г цемента, в течение времени гидратации, сут					
		3	7	28	90	180	360
Аллитовый	1	3,5	4,4	6,0	6,3	6,7	6,8
Белитовый	1	1,0	1,5	2,7	4,0	5,0	5,4
Алюминатный	0	9,6	11,0	13,0	14,6	13,4	12,1
Алюминатный с CaCl ₂	8	6,4	7,4	8,2	9,6	9,9	10,0
Алюмоферритный	4	5,0	6,9	9,8	11,2	11,7	11,8
Завода "Гигант"	2	3,8	5,4	8,1	8,7	8,6	7,9
Завода "Комсомолец"	1	3,6	5,2	6,7	7,1	7,3	7,4

В связи с тем, что на стенках скважины и обсадной колонны, а также в зацементированных зонах остаются глинистая корка и раствор, они обезвоживаются. Это является причиной возникновения каналов, по которым могут перемещаться флюиды между пластами и вверх, до устья скважины.

О СКОРОСТИ ГИДРАТАЦИИ ЦЕМЕНТА

Скорость гидратации цемента является его важнейшей характеристикой, определяющей скорость твердения раствора и камня, и зависит от минералогического состава, удельной поверхности, количества и качества наполнителей, водоцементного отношения, температуры, давления, наличия замедлителей и др. Способами определения скорости гидратации цементов являются: установление количества химически связанной воды; определение количества прогидратированного цемента оптическим и рентгенографическим исследованиями.

Наибольшей скоростью гидратации обладает трехкальциевый алюминат, замедленная скорость отмечается последовательно у браунмиллерита, трехкальциевого и двухкальциевого силикатов. Кинетика гидратации цементов, при прочих равных условиях, определяется его химико-минералогическим составом.

Скорость гидратации цементов возрастает при увеличении температуры и давления. Повышение водоцементного отношения способствует увеличению скорости гидратации зерен цемента.

ТЕПЛОТА ГИДРАТАЦИИ КЛИНКЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Выделение энергии при схватывании цементных растворов связано с процессами гидролиза и гидратации цемента, но в некоторой степени объясняется поверхностными явлениями.

По количеству выделяемой при твердении теплоты основные минералы располагаются в следующем порядке (по убыванию термического эффекта): $C_3A \rightarrow C_3S \rightarrow C_4AF \rightarrow C_2S$. При этом C_3A и C_3S большую часть теплоты выделяют в первые дни твердения, в дальнейшем процесс выделения теплоты резко замедляется. Для C_4AF и C_2S в первые сроки твердения наблюдается очень малое количество выделяемой теплоты, но в дальнейшем (при нормальных условиях) этот процесс продолжается, и в поздние сроки твердения они выделяют значительные количества теплоты, хотя и меньшие по абсолютной величине, чем C_3A и C_3S . Особенно низким экзотермическим

эффектом для всех сроков характеризуется двухкальциевый силикат.

Таким образом, экзотермический эффект при твердении цементов зависит от их минералогического состава.

Выделение энергии при твердении цемента зависит от минералогического состава, температуры окружающей среды, наличия различных наполнителей (глины, песка, пуццолана и др.) и реагентов, замедляющих или ускоряющих процессы структурообразования и твердения тампонажных растворов.

§ 6. ФИЛЬТРАЦИЯ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Процесс фильтрации, заключающийся в отделении твердых частиц дисперсной системы от дисперсионной среды при ее прохождении через пористую перегородку (фильтр), является одним из основных процессов, сопутствующих бурению скважин.

Скважина и проницаемые породы, слагающие ее стенку, представляют собой сообщающиеся сосуды, разделенные проницаемой перегородкой. Необходимость обеспечения устойчивости стенок скважины и предупреждения проникновения в нее пластовых флюидов обуславливает повышение плотности промывочных жидкостей с целью создания положительного перепада давления со стороны скважины в пласт. Под действием перепада давления происходит отфильтровывание (водоотдача) промывочной жидкости в пласт. Аналогичное явление отмечается и для тампонажных растворов. В результате фильтрации промывочной жидкости на стенках скважины отлагается фильтрационная корка, которая глинизирует стенку скважины, способствуя ее упрочению и предотвращению межпластовых перетоков. Характеристики фильтрационного процесса зависят от того, движутся (динамическая фильтрация) или покоятся (статическая фильтрация) суспензии.

Избыточная водоотдача буровых и тампонажных растворов является причиной не только различных осложнений, но и ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов. В связи с этим управление фильтрационными и коркообразующими свойствами буровых и тампонажных растворов представляет собой важнейшую задачу технологии бурения.

Фильтрация дисперсных систем — только гидродинамический процесс. Физико-химические свойства промывочных

жидкостей и тампонажных растворов как полидисперсных структурированных систем во многом определяют характер их водоотдачи в скважине.

Фильтрация представляет собой гидродинамический процесс движения дисперсной системы через пористую перегородку под действием перепада давления, в результате которого система разделяется на фильтрат и осадок (фильтрационную корку). Движущая сила процесса возрастает прямо пропорционально перепаду давления. Однако это условие выполняется только в том случае, если с повышением перепада давления не происходит увеличение сопротивления пористой перегородки и осадка в результате их сжатия.

Скорость фильтрации прямо пропорциональна разности давлений, возникающих по обеим сторонам фильтровальной перегородки, и обратно пропорциональна сопротивлению, испытываемому жидкостью при ее движении через поры перегородки и слой образовавшегося осадка.

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

В реальных процессах фильтрации, к которым относится фильтрация буровых и тампонажных растворов, наблюдается как закупорка пор, так и образование осадка, что обуславливается разнообразием размеров и формы частиц и пор. В начальный момент времени в поры проникают не только дисперсионная среда, но и тонкодисперсные фракции, коагулируя породы пристенного слоя скважины. При этом начинает возникать осадок из частиц более крупного размера, промежутки между которыми заполняются в дальнейшем меньшими частицами и макромолекулами полимеров-понижителей водоотдачи. В результате закупорки пор и увеличения толщины осадка сопротивление этой перегородки возрастает настолько, что водоотдача практически прекращается.

Исследования показали, что применительно к промысловым жидкостям характер фильтрационных процессов определяют в основном фильтрационная корка и особенности ее структуры.

Структура осадка зависит от гидродинамических и физико-химических факторов. К первым относятся пористость

осадка, размер составляющих его частиц, а также удельная поверхность и степень сферичности этих частиц. Ко вторым, менее изученным, следует отнести степень коагуляции или пептизации твердых частиц суспензии, содержание в ней коллоидных примесей и высокомолекулярных веществ, влияние электрокинетического потенциала, возникающего на границе раздела фаз, наличие на поверхности частиц сольватной оболочки или адсорбированных ПАВ и т.д. По мере увеличения размера твердых частиц повышается относительное влияние гидродинамических факторов, а по мере уменьшения их размера возрастает влияние физико-химических факторов.

Осадки, получаемые в процессе фильтрации, подразделяют на несжимаемые и сжимаемые. В отличие от первых пористость сжимаемых осадков уменьшается, а их гидравлическое сопротивление потоку жидкой фазы возрастает с увеличением перепада давления. Практически несжимаемы осадки из частиц песка, кристаллов карбоната кальция и бикарбоната натрия. К сжимаемым относятся осадки гидратов окисей металлов, а также осадки, состоящие из легко деформируемых агрегатов, которые образуются из первичных мелких кристаллических частиц. Способность твердых частиц или их оболочек (сольватных, из адсорбированных ПАВ) деформироваться под воздействием разности давлений может привести к их сплющиванию и закрыванию пор.

Большое влияние на процесс фильтрации оказывает вязкость дисперсионной среды. Чем меньше вязкость, тем интенсивнее идет процесс фильтрации.

Так как температура оказывает существенное влияние на вязкость жидкостей, то при прочих равных условиях повышение температуры увеличивает скорость фильтрации. Например, если фильтратом является вода, то повышение температуры от 20 до 60 °С увеличивает скорость фильтрации через несжимаемый осадок вдвое.

Разработанные теории фильтрования ограничены вследствие того, что процесс зависит от характера и свойств суспензии. В связи с этим результаты, полученные для одной суспензии, не могут быть использованы для другой. Общие уравнения фильтрации могут применяться для практических целей только после уточнения условий процесса и экспериментального определения параметров этих уравнений. Следует подчеркнуть, что эти параметры отражают природу гидродинамических и физико-химических явлений, происходящих при фильтрации данной суспензии.

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

$$w = \frac{dV}{Sdt} = \frac{\Delta p}{\mu(R_k + R_\phi)},$$

где V — объем фильтрата; S — поверхность фильтрования; μ — вязкость жидкой фазы суспензии; R_k — сопротивление слоя осадка, корки; R_ϕ — сопротивление фильтровальной перегородки.

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

$$R_k = \alpha \frac{V\rho C}{S(1 - mC)},$$

где α — среднее удельное сопротивление осадка; ρ — плотность фильтрата; C — массовая доля частиц в суспензии, не содержащей растворенной твердой фазы; m — отношение масс влажного и сухого осадка.

Величина α в ряде случаев определяется формулой

$$\alpha = \alpha' \Delta p^n,$$

где α' — постоянная, зависящая в значительной степени от размера частиц осадка; n — коэффициент сжимаемости осадка, изменяющийся от 0 (несжимаемый) до 1 (сжимаемый).

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

Рассмотрим в общем виде изменение давления внутри осадка в процессе фильтрации. Если давление на свободную поверхность суспензии равно p_1 , а на свободную поверхность фильтровальной перегородки — нулю, то $\Delta p = p_1$. Это давление передается на поверхность осадка. Часть поверхности каждой частицы в осадке соприкасается с соседними частицами, а остальная часть — с жидкостью. Так как давление p_1 полностью и равномерно передается от одной частицы осадка к другой во всех слоях осадка, то давление, оказываемое на частицу соседними частицами, одинаково для каждого слоя. Статическое давление $p_{ст}$ жидкости, протекающей через поры, уменьшается пропорционально преодоленному сопротивлению от значения p_1 на границе осадка с суспензией до нуля на границе с фильтровальной перегородкой. В связи с

этим можно считать, что деформация частиц сжимаемого осадка тем больше, чем больше величина

$$p = p_1 - p_{ст}$$

характеризующая разницу между давлениями на участках частицы, соприкасающихся с другими частицами и жидкостью. Величина p равна нулю для частиц на границе с суспензией и достигает значения p_1 для частиц на границе с фильтровальной перегородкой.

Изменение давления внутри сжимаемого осадка приводит к изменению пористости. При этом уменьшение пористости осадка, а следовательно, и увеличение его удельного сопротивления происходит в направлении от границы с суспензией к границе с фильтровальной перегородкой. Экспериментально установлено, что градиент статического давления жидкости, а следовательно, и градиент p увеличиваются в направлении к фильтровальной перегородке.

При решении некоторых задач фильтрации дисперсных систем пренебрегают сопротивлением фильтрационной перегородки вследствие его малости по сравнению с сопротивлением осадка. Методика измерения фильтрационных свойств промывочных жидкостей и тампонажных растворов обычно основана на этих предпосылках, что достаточно хорошо соответствует реальному процессу в скважине.

Удельное сопротивление корки (осадка) определяет ее толщину, обводненность пристволенной зоны скважины, а также гидродинамику процесса промывки и цементирования скважины. В связи с этим следует указать на некоторые факторы, влияющие на удельное сопротивление осадка.

Удельное сопротивление осадка быстро увеличивается с уменьшением размера составляющих его частиц. Агрегация частиц в результате добавления в суспензию неорганических солей или высокополимерных синтетических полиэлектролитов уменьшает удельное сопротивление осадка. Наличие двойного электрического слоя на поверхности твердых частиц суспензии также повышает удельное сопротивление осадка. Это связано не только с возможностью пептизации частиц, но и с уменьшением эффективного сечения пор в результате образования неподвижного слоя жидкости у их стенок или обратного электроосмотического потока жидкости (возникновение потенциала протекания).

С уменьшением толщины двойного электрического слоя понижается величина удельного сопротивления, так как это явление способствует агрегации частиц.

Применение поверхностно-активных веществ и электролитов, снижающих значение электрокинетического потенциала до изоэлектрической точки, существенно увеличивает скорость фильтрации. Следовательно, факторы, повышающие электрокинетический потенциал частиц промывочных жидкостей и тампонажных растворов, способствуют снижению их водоотдачи.

Следует отметить, что проницаемость осадка, измеренная по отношению к различным флюидам, различна. Результаты, полученные при исследовании осадка, состоящего из частиц чистого коалинита размерами меньше 10 мкм, показали, что при одинаковой пористости проницаемость этого осадка по отношению к воде и органическим жидкостям (метанол, ацетон, диоксан, циклогексан) значительно меньше его проницаемости по отношению к азоту. При одинаковой пористости проницаемость коалинита уменьшается с увеличением полярности фильтруемой жидкости. Это объясняется большей степенью диспергирования частиц коалинита в суспензиях под действием жидкостей с большей полярностью.

Удельное сопротивление осадка значительно повышается, если на поверхности его частиц адсорбированы макромолекулы веществ, которые способны создать вокруг частицы гелеобразную оболочку. Частицы, окруженные такой оболочкой, наиболее полно закупоривают поры.

В связи с этим накопление даже тонкого слоя осадка практически предотвращает отфильтровывание жидкой фазы из системы. Удельное сопротивление осадка также повышается в том случае, если содержащиеся в нем частицы образуют коагуляционно-тиксотропную структуру. Протекания свободной жидкости через такую структуру практически не происходит.

Следует отметить, что именно высокодисперсность глин и способность их к коагуляционно-тиксотропному структурообразованию обуславливают возможность существования водонепроницаемых горизонтов. Неструктурированные системы (пески) проницаемы независимо от толщины слоя.

В связи с тем, что на фильтрацию суспензий большое влияние оказывают дисперсность частиц, их лиофобность, особенности коагуляционной структуры и другие физико-химические факторы, то водоотдача этих систем является их важнейшей характеристикой.

Изучение устойчивости дисперсных систем методом фильтрационного анализа впервые введено В. Оствальдом. В дальнейшем этот метод получил развитие в работах И.И. Жукова

и его учеников при исследовании влияния электролитов на коагуляцию каолиновых суспензий.

§ 7. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Водоотдача буровых растворов оказывает значительное влияние на технологический цикл бурения и дальнейшую службу скважины.

Такая рыхлая корка, возникшая в статических условиях, затрудняет спускоподъемные операции, способствует прихватам бурильного инструмента. Глинистая корка препятствует качественному проведению цементировочных работ.

Толстая фильтрационная корка отрицательно сказывается на добыче нефти и газа. Однако признано, что на снижение дебита скважины глинистые растворы действуют менее пагубно, чем безглинистые, и еще менее, чем водные растворы коллоидных веществ. При этом наряду с закупориванием пор пласта отрицательное влияние оказывает набухание глинистого материала в продуктивных песчаниках.

Изменение физико-химического состояния буровых растворов и контактирующих с ними горных пород тесно связано с фильтрационными свойствами применяемых растворов. Уменьшение гидратации пород, обуславливающее сохранение их устойчивости, зависит от скорости и глубины проникновения фильтрата. Проницаемость фильтрационной корки бурового раствора с водоотдачей до 15 мл за 30 мин в $10^3 - 10^4$ раз меньше проницаемости продуктивных пластов.

На значение фильтрации и толщину корки большое влияние оказывает циркуляция бурового раствора. В период динамической фильтрации выделяется от 70 до 90 % всего фильтрата, т.е. всегда больше, чем в статических условиях.

Водоотдача и коркообразующие свойства буровых растворов, а также основные факторы, изменяющие этот параметр, достаточно полно описаны в литературе. При этом подтверждаются общие закономерности фильтрации дисперсных систем. Так, проницаемость гелеобразной фильтрационной корки из частиц дисперсной фазы тем меньше, чем выше степень дисперсности твердой фазы и активнее реагент-стабилизатор (УЩР, КМЦ, гипан), уменьшающий свободное пространство между частицами. Коагуляция системы увеличивает водоотдачу. Резко меняется водоотдача с повышением температуры. Повышение температуры ведет к уменьшению

вязкости дисперсионной среды и ускорению ряда химических реакций, следствием которых может быть коагуляция частиц дисперсной фазы. Перепад давления также влияет на водоотдачу. С его увеличением корка сжимается, ее проницаемость уменьшается, особенно при образовании корки из анизодиаметрических глинистых частиц.

Представляет интерес более подробно рассмотреть некоторые особенности фильтрации буровых промывочных жидкостей.

При исследовании буровых растворов обычно пренебрегают сопротивлением фильтра. Тогда мгновенная скорость v фильтрации при постоянной толщине h фильтрующего осадка (корки), известной вязкости среды μ и площади фильтра S характеризуется уравнением

$$\frac{dv}{d\tau} = k_{\text{пр}} S \frac{\Delta p}{\mu h},$$

где $k_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости, зависящий от свойств осадка, $k_{\text{пр}} = 1/\alpha$.

Фильтрация в скважине осуществляется как при движении промывочных жидкостей, так и при их покое. В первом случае на стенке возникает равновесный слой осадка, толщина которого при прочих равных условиях определяется скоростью потока жидкости. В этих условиях применимо уравнение стационарной фильтрации. Тогда при постоянных h_0 и Δp_0 скорость фильтрации

$$\frac{dv}{d\tau} = K_0 = \text{const.}$$

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

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

$$V = \alpha \tau^{1/2},$$

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

Приведенное уравнение позволяет вычислить водоотдачу системы V_2 за любой промежуток времени, если известно ее значение V_1 за любой другой промежуток

$$V_2 = V_1 \sqrt{\tau_2 / \tau_1}.$$

Величина α может быть оценена из уравнения

$$\alpha = \sqrt{2A} = \sqrt{2k'_{\text{пр}} \frac{\Delta p}{\alpha'' C} \frac{1}{\mu} S_0},$$

где $k'_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости; α'' — коэффициент рыхлости осадка, равный отношению высоты к массе осадка; ϵ — концентрация дисперсной фазы в суспензии; μ — вязкость среды; S_0 — площадь фильтра.

Фильтрационный слой следует характеризовать постоянной φ или значениями коэффициентов проницаемости $k'_{\text{пр}}$ и рыхлости α'' :

$$\varphi = \log k'_{\text{пр}} \log \alpha''.$$

Вильямсом и Кенноном для нестационарной фильтрации буровых растворов предложено уравнение

$$\frac{V}{A} = \sqrt{m\tau + C^2} - C,$$

где

$$m = \frac{2\rho^{1-n}}{\mu\nu R'(1-S)}; \quad C = \frac{\rho'(pS)}{\sqrt{R'}\rho^n}; \quad R' = \frac{R}{\rho^n};$$

V — общий объем фильтрата; τ — время; S — площадь фильтра; ν — объем осадка на 1 мл фильтрата; n — коэффициент сжимаемости корки; R — коэффициент сопротивления корки; ρ' — коэффициент сопротивления фильтровальной основы с содержащимся в ней осадком; R' — коэффициент, не зависящий от давления (для сильно фильтрующихся растворов $R' = 10^3$, а для минимальной фильтрации $R' = 10^6$, введение NaCl, Ca(OH)₂ и утяжелителей понижает R' , т.е. увеличивает водоотдачу); m , C , n — коэффициенты, определяемые графически.

Приведенная выше зависимость отражает обусловленность кинетики фильтрации сопротивлением, сжимаемостью и проницаемостью глинистых корок под влиянием химической обработки, инертных добавок и высококоллоидных глин.

Поскольку фильтрация буровых растворов определяется и проницаемостью пород (фильтра), то предпринимались попытки учесть этот фактор. А.А. Линевским установлено, что глинистый раствор проникает в пласт не более чем на

2–4 см, а проведенными позднее исследованиями Скремпа и Кеннона при фильтрации через пески различной крупности установлена зона от 2,5 до 37 мм. При этом утверждается, что основным фильтрационным барьером является часть породы толщиной 6–8 мм, насыщенная проникшим глинистым раствором. Проникновение утяжеленного баритом раствора в тонкозернистый песок при 13,5 МПа Парсонсом совсем не отмечается.

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

В.С. Баранов установил довольно точное совпадение кинетики статической фильтрации с уравнением Рута:

$$(V + V_0)^2 = K(\tau + \tau_0),$$

где V – объем фильтрата, необходимый для образования корки, сопротивление которой равно сопротивлению фильтровальной бумаги; V_0 – объем фильтрата; τ , τ_0 – время фильтрации объемов V и V_0 соответственно (τ_0 – теоретическое значение); K – постоянная.

Исходя из условий лучшей воспроизводимости результатов фильтрации и возможности характеристики образующейся при фильтрации корки, В.С. Баранов применил в качестве фильтрующей основы бумажный фильтр. Установлено также, что с искусственными образцами воспроизводимость получается лучшая, чем с естественными кернами.

В.С. Барановым подтвержден вывод Рута о линейной зависимости изменения удельного сопротивления корки от перепада давления

$$R = R_0 + b\Delta p,$$

где R – удельное сопротивление фильтрационной корки; b – угловой коэффициент; Δp – перепад давления.

Величины R_0 и b определяются характером химической обработки бурового раствора и сжимаемостью фильтрационной корки. Тангенс угла наклона b гораздо больше для корок из растворов с ССБ или СЦЭ и меньше для случая обработки УЩР или пирофосфатом натрия.

При малых значениях R_0 сжимаемость фильтрационной корки определяется в основном тангенсом угла наклона. Установлено, что такая усложненная зависимость определяется

структурой глинистой корки, зависящей от типа применяемого реагента. Корки с УЦР несжимаемы, корки с ССБ имеют повышенные значения критических давлений, корки с СЦЭ имеют весьма высокие критические давления.

Добавки барита упрочняют фильтрационную корку, создавая опасность прихвата, и повышают водоотдачу, что объясняется увеличением содержания несжимаемых инертных частиц по сравнению с пластифицирующими глинистыми агрегатами.

Для растворов, образующих несжимаемые фильтрационные корки, характерна зависимость изменения свойств не от абсолютной величины давления, а от его перепада. Существенные изменения наблюдаются при перепадах давления до 5–6 МПа, а большие значения (10–80 МПа) соответствуют уже условиям гидроразрыва пласта.

Фильтрационные корки обнаруживают значительную прочность, которую обычно оценивают величиной сдвигающего усилия. Прочность корок уменьшается при добавлении в дисперсии нефти и коагулирующих электролитов. Несмотря на повышенную влажность высокую прочность имеют корки из систем, содержащих УЦР. Увеличенным сопротивлением сдвигу характеризуются нижние слои корок, сформированные из растворов, обработанных ССБ. Значение напряжения сдвига корок не зависит от продолжительности фильтрования растворов.

Высокие температуры существенно изменяют водоотдачу промывочных жидкостей. Однако несмотря на важность управления фильтрационными свойствами этих систем с учетом высоких температур в настоящее время весьма ограничено число исследований, посвященных данной проблеме. Это обусловлено отсутствием достаточно надежных серийных приборов для оценки водоотдачи при повышенных температурах. Созданный для этих целей прибор УИВ-2 проходит испытания. С его помощью можно будет измерять статическую водоотдачу при перепаде давления до 5 МПа и температурах до 200 °С.

В России изучению статической фильтрации при высоких температурах положили начало работы В.С. Баранова и Р.И. Шищенко. При высоких температурах значения статической водоотдачи различны. Оптимальной считают водоотдачу, равную 20–30 мл за 30 мин при температуре 200 °С. При обработке КССБ глинистая промывочная жидкость с добавкой 15 % хлористого натрия при температуре 200 °С имеет водоотдачу 13,8 см³. Однако добавки реагентов позво-

ляют регулировать ее величину. Известно применение для бурения скважины с реальной опасностью обводнения промышленной жидкости со статической водоотдачей 0 и 3,2 мл при температуре 120 – 148,9 °С соответственно.

Попытки максимально приблизить условия эксперимента к натурным обусловили создание приборов для определения водоотдачи в динамических условиях и аппаратуры, рассчитанной на высокие давления (50–100 МПа) и температуру (200–300 °С), что, с одной стороны, увеличивало объем информации о свойствах буровых растворов, а с другой — усложняло методику исследования. В.С. Баранов в своих работах обосновал верхний предел перепада давления (5 МПа), который целесообразно использовать в экспериментальных исследованиях.

Водоотдача бурового и цементного растворов в скважине чаще всего происходит через кольматированный пристеночный слой и корку, уже сформированную из этого раствора или предшествовавшего ему. Неудаляемость корки, особенно в начальный период после смены раствора, обуславливает необходимость учета возможных изменений фильтрационных и вообще физико-химических характеристик как корки-предшественницы, так и сменяющего раствора.

С целью получения наиболее общих представлений о данном явлении в б. ВНИИКРнефть была исследована фильтрация различных промысловых жидкостей через корки, предварительно сформированные из других систем. Было выявлено, что водоотдача сменяющей жидкости зависит как от проницаемости обеих корок, так и от коагулирующего (пептизирующего) влияния ее фильтрата на корку жидкости-предшественницы.

Возникновение фильтрационной корки и кольматация пристеночной зоны в процессе фильтрации могут быть причиной осмотических перетоков между скважиной и пластом. При этом направление таких перетоков может не совпадать с направлением фильтрации, так как оно определяется составом жидкостей по обе стороны полупроницаемой перегородки. Наличие таких перетоков может служить причиной различных осложнений.

Попытки учета осмотического давления рассматривались как возможная причина образования каверн. Запатентован способ регулирования свойств буровых растворов при проходке обваливающихся сланцев путем добавления водорастворимых солей для снижения осмотического давления между буровым раствором и пластовой жидкост-

тью. Однако механизм осмоса в скважине еще полностью не раскрыт.

Р.М. Хасаев и Р.А. Халилова экспериментально обнаружили явление осмоса, возникающее между промывочной жидкостью и водой, разделенными микрофильтровальной воронкой. Распространяя результаты опытов на условия в скважине, авторы полагают, что перепад давления в пристволенной зоне можно рассчитать по формуле

$$p = p_1 + p_2 - (p_{\text{осм}} + p_{\text{пл}}),$$

где p_1 , $p_{\text{осм}}$, $p_{\text{пл}}$ — гидростатическое, осмотическое и пластовое давление соответственно; p_2 — потери давления в кольцевом пространстве.

В.Ю. Шеметовым предпринята попытка учесть своеобразие полупроницаемой перегородки, которой являются кольматированный слой и глинистая корка. Структура и состав корки и кольматированного слоя, возможность проникновения через них фильтрата раствора под действием переменного перепада давления и связанное с этим постепенное модифицирование их по направлению потока позволяют считать такую перегородку активной, несовершенной и гетерокапиллярной. Результирующая величина осмотического давления определяется сочетанием и концентрацией электролитов (низкомолекулярных и высокомолекулярных) и водорастворимых веществ по обе стороны такой лабильной перегородки, а также ее полупроницаемостью и активностью по отношению к каждому растворенному веществу в обеих жидкостях.

Следовательно, существование явлений осмоса в скважине позволяет предполагать множество возможных случаев сложных перетоков через корку и кольматированный слой, а также изменения величин и градиентов перепада давления между промывочной и пластовой жидкостями. Проявление этих эффектов может быть различным вдоль ствола скважины и меняться при изменении технологического процесса.

Теория капиллярного осмоса позволяет найти объяснение многим явлениям, а главное, в отличие от первой и второй теорий осмоса (Вант-Гоффа — Фика) учесть, что в результате перемены знака адсорбции может измениться направление осмотического потока (случай аномального осмоса).

Анализ приведенных закономерностей для рассматриваемого случая позволяет сделать ряд обобщений. Так, добавление различных электролитов, применяемых для регулирования

ния технологических свойств промывочных жидкостей, изменяет осмотические свойства не только из-за непосредственного влияния на разность ζ -потенциалов, но и обуславливает увеличение радиуса и числа пор.

Поскольку объемная скорость капиллярного осмоса пропорциональна квадрату, а скорость вязкого течения — четвертой степени радиуса капилляра (закон Пуазейля), то при сочетании узких и широких капилляров возможно преобладание капиллярно-осмотического скольжения над вязким течением (случай аномального осмоса). Возникновение пуазейлевского течения противоположного направления в более широких капиллярах обязано созданию у их концов препятствия (но не перепада гидростатического давления) при развитии осмотического тока соответствующего направления. В скважине существование такого препятствия обеспечивается анизотропностью свойств полупроницаемой перегородки, состоящей из корки и кольматированного слоя. В зависимости от состава промывочной жидкости и пластовой воды, а также свойств глинистой корки могут существовать перетоки из скважины в пласт и из пласта в скважину, обусловленные осмотическими эффектами.

Экспериментальные работы, проведенные В.Ю. Шеметовым, подтвердили существование заметных осмотических перетоков через фильтрационную корку и ее избирательные свойства.

Исследовать и регулировать водоотдачу тампонажных растворов стали сравнительно недавно. Уравнения фильтрации для этих систем аналогичны приведенным выше для буровых растворов.

Тампонажные растворы имеют высокую водоотдачу, что может быть причиной осложнений при креплении скважин.

Для оценки водоотдачи цементных растворов предложены следующие параметры: 1) начальная скорость водоотдачи — отношение объема фильтрата, равного 25 % объема воды затворения, ко времени его выделения; 2) предельная водоотдача — отношение общего объема фильтрата к объему воды затворения (в %); 3) период водоотдачи — общее время процесса отфильтровывания жидкой фазы из цементного раствора.

Скорость водоотдачи зависит от длительности предварительного перемешивания цементного раствора, так как продолжительность и интенсивность перемешивания определяют количество мелких и мельчайших частиц в цементном растворе, которые лучше закупоривают поры фильтра.

Для снижения водоотдачи цементных растворов применяются бентонит, гипан, сульфозифирцеллюлоза, КМЦ, КМОЭЦ и другие вещества. При введении гипана в цементный раствор значительно ускоряется процесс пептизации цементных зерен, растёт суммарная поверхность гидрофильных частиц. Свободная вода, содержащаяся в цементном растворе, интенсивно расходуется на формирование сольватных оболочек вокруг вновь образующихся мельчайших цементных зерен. Характер процесса пептизации зависит от количества введенного гидрофильного ПАВ — гипана. При малой концентрации гипана (около 0,3 %) в цементном растворе в результате пептизации цементных зерен наступает такой момент, когда введенного количества реагента недостаточно для стабилизации всех вновь образующихся частиц. Это приводит к быстрому образованию и упрочнению коагуляционной структуры, процесс пептизации замедляется, а содержащуюся в растворе свободную воду можно удалить в виде фильтрата.

Если введенного количества гипана (более 0,5 %) достаточно для стабилизации всех вновь образованных частиц цемента, то большая часть избыточной воды в растворе почти полностью расходуется на формирование сольватных оболочек. Объем свободной воды резко сокращается, и скорость выделения фильтрата из раствора снижается. Снижению скорости водоотдачи способствуют также уплотнение цементной корки и значительное уменьшение проницаемости ее в результате закрытия мелких пор цепочками молекул гипана.

Глинистая корка существенно замедляет процесс отфильтровывания жидкой фазы из цементного раствора. Так, объем фильтрата, выделившегося через глинистую корку из неподвижного цементного раствора за 30 мин при перепаде давления 2,5 МПа, более чем в 2 раза меньше объема фильтрата, выделившегося из того же раствора через чистую поверхность песчаного фильтрата даже при меньшем перепаде давления. Скорость выделения фильтрата тем меньше, чем больше удельная поверхность твердой фазы при одинаковой консистенции растворов.

Водоотдача цементного раствора, затворенного на эмульсии типа "вода в нефти", практически равна нулю, поэтому его можно использовать для цементирования скважин, где продуктивные пласты особенно восприимчивы к загрязнению и проницаемость коллектора снижается под влиянием небольшого количества фильтрата, поступающего из цементного раствора.

Глава 3

î à á à ä é-ï à å à ó Õ ë ä à Õ é ë ç é Ç ã
Ñ Õ â ë í Ç à ü ê Õ Ä É Õ ç í é Ç-ê Õ É ì ã ü í é ê é Ç
í Õ ï ç é ã é É à ó Õ ë ä à ï ë Ç é â ë í Ç
À ì ê é Ç ã ï è ê é å ã ã Ç é ó ç ã ï
à í Ä å è é ç Ä Ü ç ã ï ê Ä ë í Ç é ê é Ç

§ 1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Электрические свойства буровых и тампонажных растворов исследованы еще недостаточно, что обусловлено, по-видимому, сложным составом этих дисперсий. Однако в промышленности уже широко используют технологические процессы, осуществление которых оказалось возможным только благодаря наличию электрических свойств в дисперсных системах.

СТРОЕНИЕ ДВОЙНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СЛОЯ

Наличие нескомпенсированного заряда на поверхности дисперсных частиц, а также полярность молекул дисперсионной среды и существование в ней ионов растворенных веществ обуславливают возможность возникновения двойного электрического слоя вокруг этих частиц. Наличие у частиц дисперсной фазы электрического заряда впервые было обнаружено в 1808 г. российским ученым Ф.Ф. Рейсом при изучении глинистой пасты.

Возникновение заряда на поверхности дисперсных частиц и сопутствующие этому электрические явления обычно связывают с избирательной адсорбцией одного из ионов электролита, находящегося в дисперсионной среде, либо с ионизацией поверхностных молекул вещества.

Появление нескомпенсированного заряда на поверхности глинистых частиц может быть вызвано различными причинами. Механическое нарушение кристаллической решетки

глинистых частиц по их краям — одна из таких причин. Диспергирование глинистых частиц в процессе бурения или в механических диспергаторах приводит к дальнейшему нарушению связей вокруг краев алюмосиликатных структурных единиц и повышению нескомпенсированности зарядов. Другая причина появления этих зарядов — изоморфное замещение внутри кристаллической решетки глинистых минералов. Среди возможных многочисленных замещений следует отметить замещение Si^{4+} на Al^{3+} в тетраэдрическом слое и взаимное замещение Mg^{2+} , Fe^{3+} и Al^{3+} в октаэдрическом слое.

Возникший заряд структурной ячейки полностью или частично уравнивается адсорбированными катионами. Поскольку в октаэдрических слоях заряды действуют на большие расстояния, чем в тетраэдрах, то с последними катионы связаны наиболее прочными силами.

Заряд частиц может быть различным. К положительно заряженным частицам относятся, например, гидроокиси металлов Fe, Al, Cr, а также основные красители, в том числе и метиленовая голубая, используемая при анализе "коллоидальности" глин. Примерами отрицательно заряженных частиц являются частицы глин, почв, торфа, цемента и шлаков; золи металлов Au, Cu, Cd, Pb; сульфиды металлов As, Sb, Pt, Cu; пентаокись ванадия, кремниевая кислота, кислотные красители, крахмал и др.

В дисперсной системе на границе раздела двух фаз различного химического состава обычно происходит перераспределение электрического заряда, связанное с переходом заряженных частиц (ионов, электронов) из одной среды в другую. В связи с этим возникает заряд на поверхности одной фазы и равный ему, но противоположный по знаку заряд в другой фазе. Это приводит к появлению двойного электрического слоя на границе раздела фаз.

Глинистые частицы в сухом виде электронейтральны, так как анионы алюмосиликатного ядра полностью компенсируются положительными ионами. В водной среде, для которой характерна большая диэлектрическая постоянная, связь катионов с алюмосиликатным ядром ослабевает, и они легко диссоциируют от поверхности частиц, в результате чего и образуется двойной электрический слой.

На рис. 3.1 схематически показано образование двойного слоя на примере золя двуокиси кремния. При взаимодействии с водой молекулы, находящиеся на поверхности, гидратируются и образуют кремнекислоту, которая диссоциирует по уравнению

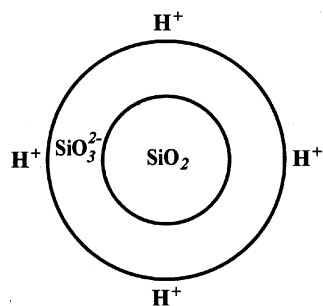


Рис. 3.1. Схема образования двойного электрического слоя золя двуокиси кремния

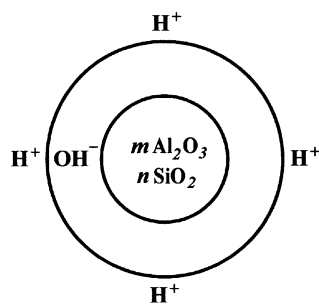


Рис. 3.2. Схема образования двойного электрического слоя вокруг глинистой частицы

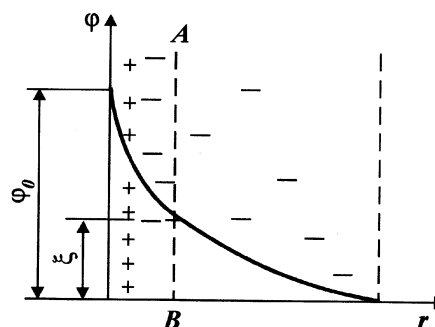


Ионы SiO_3^{2-} (потенциалопределяющие) обуславливают отрицательный заряд поверхности (поверхностный заряд), а катионы H^+ (противоионы) переходят в раствор, образуя второй слой двойного электрического слоя.

Строение двойного электрического слоя глинистой частицы схематически показано на рис. 3.2. Гидроксильные ионы на поверхности частицы обуславливают ее отрицательный заряд. Ионы водорода составляют положительную обкладку двойного электрического слоя. При этом, по-видимому, возможны и явления, рассмотренные выше для двуокиси кремния. Наличие в поверхностном слое глинистых частиц тех или иных ионов, которые способны образовывать сольваты, обуславливает ряд свойств глин и глинистых дисперсий (вязкость, набухание, ионный обмен и т.д.).

В настоящее время строение двойного электрического слоя достаточно изучено. Первой и наиболее простой теорией строения этого слоя была теория Гельмгольца—Перрена, согласно которой двойной слой рассматривается как плоский конденсатор с расстоянием δ между обкладками. Потенциал в таком слое падает очень круто. Величина поверхностного заряда, как это следует из известной формулы для плоского конденсатора, прямо пропорциональна диэлектрической проницаемости среды ϵ , находящейся между прокладками, и разности потенциалов ϕ_0 между дисперсной фазой и раствором. На рис. 3.3 дана схема такого двойного электрического слоя, где отрицательный заряд имеет твердая поверхность. Следует отметить, что общий скачок потенциала в таком слое является в то же время и скачком потенциала между

Рис. 3.3. Схема двойного электрического слоя и падения потенциала по Гуи — Чэпмену



твердой фазой и раствором, т.е. носит чисто термодинамический характер.

Теория Гельмгольца — Перрена не объясняет многих явлений в дисперсных системах и теперь имеет только исторический характер. Основным ее недостатком является малая, приближающаяся к молекулярным размерам, толщина двойного слоя. Это, в частности, не позволяет объяснить электрокинетические явления, которые связаны с перемещением твердой и жидкой фаз относительно друг друга.

Согласно теории Гуи — Чэпмена, противоионы не могут быть сосредоточены только у межфазной поверхности, а должны быть также рассеяны и в жидкой фазе на некотором расстоянии от границы раздела. Структура двойного электрического поля определяется совместным воздействием на противоионы электрического поля заряженной поверхности твердой частицы и теплового движения. Электрическое поле притягивает противоионы к границе фаз, а тепловое движение рассеивает их в объеме жидкой фазы. С увеличением расстояния от фазовой границы сила электрического поля ослабевает, в связи с чем концентрация противоионов падает и становится равной их концентрации в объеме жидкой фазы. Следует отметить, что концентрация ионов того же знака, что и адсорбированные поверхностью ионы (потенциалоопределяющие), уменьшается с приближением к границе раздела фаз. Таким образом, теория Гуи — Чэпмена объясняет возникновение диффузного слоя противоионов, находящегося в динамическом равновесии. Для такого двойного электрического слоя характерен постепенный переход от потенциала одной фазы до потенциала другой.

Теория Гуи — Чэпмена позволяет объяснить не только электрокинетические явления, но и различие электрокинетического и термодинамического потенциалов. Плоскость

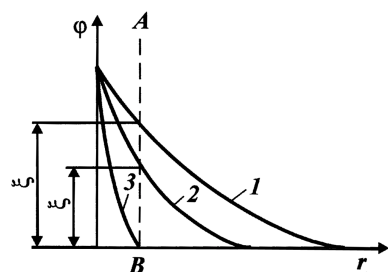


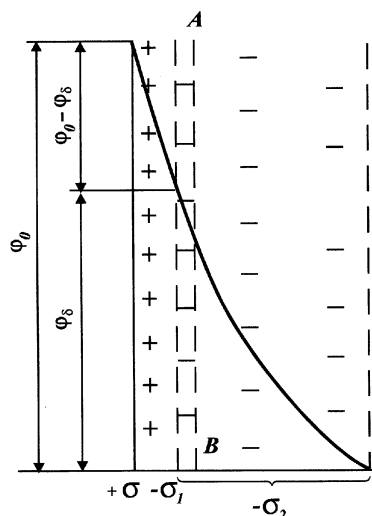
Рис. 3.4. Влияние введения возрастающих количеств индифферентного электролита на величину электрокинетического потенциала (количество электролита увеличивается от кривой 1 к кривой 3)

скольжения AB при относительном перемещении твердой и жидкой фаз лежит внутри двойного электрического слоя, где потенциал отличен от потенциала другой фазы. Этот потенциал (ζ -потенциал), называемый электрокинетическим и соответствующий заряду σ части диффузного слоя, является частью всего потенциала и определяет электрокинетические свойства дисперсных систем.

Различие между электрокинетическим и термодинамическим потенциалами наиболее отчетливо проявляется при добавлении в систему индифферентных электролитов. С увеличением концентрации электролита толщина диффузного слоя уменьшается в связи с тем, что для компенсации потенциалопределяющих ионов требуется всегда одно и то же эквивалентное количество ионов противоположного знака (рис. 3.4). Сжатие двойного электрического слоя обуславливает изменение распределения в нем потенциала, а следовательно, изменение и величины ζ -потенциала. В пределе диффузный слой может сжаться до моноионного слоя и превратиться тем самым в слой Гельмгольца—Перрена. В этом случае плоскость скольжения находится на большем расстоянии, чем толщина двойного слоя, и ζ -потенциал становится равным нулю. Термодинамический потенциал при добавлении электролита практически не меняется.

Наряду с достоинствами теория Гуи—Чэпмена имеет и ряд недостатков. С ее помощью невозможно выявить причины расхождения экспериментально и теоретически найденных значений емкости двойного электрического слоя. Трудно объяснить явления перемены знака электрокинетического потенциала при введении в систему электролита с многовалентным ионом, заряд которого противоположен по знаку заряду дисперсной фазы, а также причину различного влияния ионов одинаковой валентности на двойной электрический слой.

Рис. 3.5. Схема двойного электрического слоя по Штерну



Эти и другие затруднения в значительной мере преодолены теорией Штерна, предложенной в 1924 г. и являющейся развитием двух предыдущих теорий.

Согласно теории Штерна о строении двойного электрического слоя, необходимо учитывать следующие факторы: 1) реальные ионы имеют определенные объемы, и их центры находятся на расстояниях, не менее ионных радиусов от поверхности раздела фаз; 2) на малом расстоянии взаимодействие ионов с твердой фазой обусловлено действием не только электрического поля, но и молекулярных (адсорбционных) сил. Схематическое строение двойного электрического слоя по Штерну представлено на рис. 3.5.

По теории Штерна первый слой или несколько первых слоев противоионов притягиваются к стенке под действием электрического поля и адсорбционных сил (гельмгольцевский или штерновский слой). Остальные противоионы, компенсирующие заряд потенциалопределяющих ионов, образуют диффузную часть двойного слоя (слой Гуи).

Полное падение потенциала складывается из падения потенциала φ_δ в диффузной части двойного слоя и разности потенциалов $\varphi_0 - \varphi_\delta$ между обкладками конденсатора (φ_0 — разность потенциалов между дисперсной фазой и дисперсионной средой). Поскольку расстояние границы скольжения АВ от поверхности раздела фаз может несколько превышать величину δ , то потенциал φ_δ на границе слоя Гельмгольца и слоя Гуи не всегда равен ζ -потенциалу.

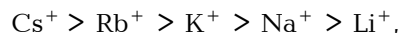
При введении электролитов в систему согласно теории Гуи – Чэпмена слой Гуи сжимается, а ζ -потенциал падает.

Распределение противоионов в двойном электрическом слое, по теории Штерна, в значительной степени зависит от их природы. При наличии противоионов различной валентности диффузный слой тем тоньше, а электрокинетический потенциал тем меньше, чем выше валентность иона. При наличии противоионов одинаковой валентности толщина двойного электрического слоя определяется специфической адсорбционной способностью ионов, обусловленной их поляризуемостью и гидратацией (или истинным радиусом ионов). Чем больше поляризуемость иона, тем меньше толщина двойного электрического слоя, так как при этом возникают дополнительные адсорбционные силы между твердой фазой и наведенным диполем. Кроме того, ион может ближе подойти к поверхности.

Гидратация ионов уменьшается с увеличением их истинного радиуса. В связи с этим уменьшение гидратации способствует сжатию двойного электрического слоя.

Исследования Енни и Рейтемейера отрицательно заряженных частиц водной суспензии глины, содержащей одно- и двухвалентные противоионы, показали, что в соответствии с теорией способность уменьшать электрокинетический потенциал возрастает в ряду одновалентных ионов от Li^+ к Cs^+ , а в ряду двухвалентных — от Mg^{2+} к Ba^{2+} .

Поляризуемость анионов обычно выше, чем катионов, что обусловлено большим размером первых и, следовательно, их деформируемостью. В связи с этим чаще всего на поверхности твердой фазы возникает отрицательный заряд. Одновалентные катионы и анионы по способности к поляризации располагаются в ряды:



Теория Штерна объясняет и явление перезарядки поверхности твердой фазы при введении в систему многовалентных ионов, поскольку учитывает их большую адсорбируемость, связанную с поляризуемостью.

ЭЛЕКТРОКИНЕТИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ В ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМАХ И СТРОЕНИЕ МИЦЕЛЛЫ

Явления, связанные с передвижением частиц или жидкости под воздействием разности потенциалов, или, наоборот, воз-

никновение разности потенциалов при передвижении частиц или жидкости, получили название электрокинетических явлений.

Перенос частиц в электрическом поле называется электрофорезом или катафорезом. Скорость такого переноса тем выше, чем больше приложенная разность потенциалов и диэлектрическая проницаемость среды, и тем меньше, чем выше вязкость среды.

Перемещение жидкости под действием электрического поля названо электроосмосом или электроэндоосмосом. При этом, как показал Видеман в 1852 г., количество жидкости, прошедшей через капилляры пористой диафрагмы, пропорционально силе тока и при постоянной силе тока не зависит от площади сечения или толщины диафрагмы.

Потенциал седиментации (эффект Дорна) обнаруживается при оседании частиц в жидкости, если в нее поместить два электрода на разной глубине. Это явление обратное электрофорезу.

Потенциал протекания (эффект Квинке) возникает при протекании жидкости через пористую перегородку, спереди и сзади которой помещены электроды.

Возникновение электрокинетических явлений связано с наличием противоположных зарядов на поверхности твердой фазы и в жидкости. При действии электрического поля на частицы, несущие двойной электрический слой, происходят явления, напоминающие электролиз. Частица с частью диффузного слоя, противоионы которого только частично компенсируют ее заряд, движется к одному электроду, а остальные противоионы — к другому электроду, имеющему противоположный им заряд. Плоскости скольжения внутри жидкой фазы соответствует электрокинетический потенциал, который и определяет электрокинетические явления.

Наиболее полно изучены явления электрофореза и электроосмоса, поскольку измерение электрофоретической подвижности или скорости электроосмотического переноса позволяет наиболее просто вычислить весьма важную характеристику дисперсных систем — ζ -потенциал. Так, известное уравнение Смолуховского связывает скорость электрофоретического переноса v с величиной ζ -потенциала:

$$v = \frac{\varepsilon \zeta H}{4\pi\eta},$$

где ε — диэлектрическая проницаемость среды; η — вязкость жидкости; H — градиент потенциала.

Способность коллоидно-дисперсных систем обычно сравнивают по величине электрофоретической подвижности

$$v_0 = v/H.$$

Указанная формула применима и для расчетов электроосмоса.

При выводе формулы Смолуховского сделаны некоторые упрощения и не вполне обоснованные допущения, что приводит к некоторому несоответствию величин, определенных экспериментально и теоретически. В частности, теорией не предусмотрено, что вследствие повышенной концентрации ионов в двойном электрическом слое значения ϵ и η могут быть иными, чем в дисперсионной среде. Кроме того, согласно выводам Б.В. Дерягина, вязкость жидкости у твердой поверхности может быть увеличена. Следует также учитывать, что ϵ и η являются макроконстантами вещества, и использование их для характеристики явлений в слоях молекулярной толщины является не вполне строгим. Однако даже при этих недостатках оценка электрокинетического потенциала весьма существенна при исследовании дисперсных систем.

Приведем ряд значений ζ -потенциала (мВ) для различных дисперсий.

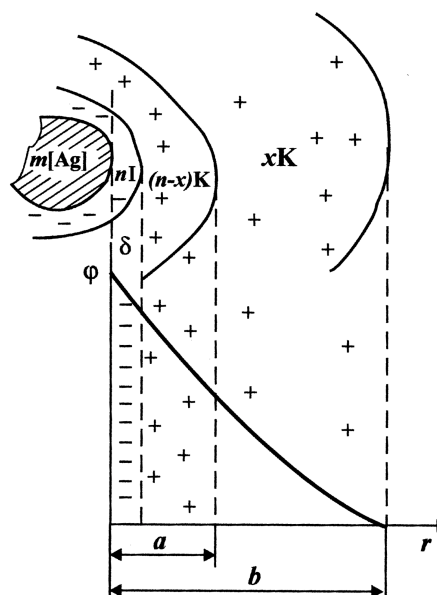
Суспензия глины	— 49
Суспензия кварца	— 44
Золь золота	— 32
Золь гидроокиси железа	+ 52

Исследования электрокинетических явлений показали, что частицы дисперсной фазы в дисперсной системе представляют собой часть сложных образований, названных мицеллами. Мицеллой называется наименьшее количество коллоидного вещества, способного к самостоятельному существованию. Мицелла, теорию строения которой разрабатывали Дюкло, Фаянс и другие ученые, состоит из ядра кристаллической структуры или аморфного строения и окружающего его двойного электрического слоя из сольватированных ионов, а также диффузной части слоя противоионов.

На рис. 3.6 схематически приведено строение простейшей мицеллы на примере золя AgI в межмицеллярной жидкости — растворе KI .

Внутри мицеллы находится кристаллик, состоящий из молекул AgI (агрегат). На его поверхности в слое толщиной δ располагаются достраивающие его ионы (потенциалобразующие), которые придают ему заряд. Агрегат с потенциалопределяющими ионами составляет ядро мицеллы. Вблизи яд-

Рис. 3.6. Схематическое изображение мицеллы



ра, в адсорбционном слое толщиной a , находится часть катионов, прочно связанных с ним электростатическими и адсорбционными силами. Ядро вместе с частью прочно связанных с ним катионов называют коллоидной частицей. В отличие от мицеллы, являющейся в целом электронейтральной, частица несет электрический заряд. Диффузный слой мицеллы толщиной b составляют катионы, которые находятся ближе к периферийной части. Граница между диффузным слоем и собственно коллоидной частицей, по которой происходит разрыв мицеллы, является границей скольжения. Скачок потенциала на этой границе называют электрокинетическим потенциалом, который меньше, чем полный скачок потенциала ϕ . Анализируя строение мицеллы, кроме того, выделяют противоионный слой, состоящий из связанного и диффузного слоев противоионов, а также ионогенный комплекс (двойной электрический слой), состоящий из противоионного и ионного слоев.

Строение мицеллы, у которой ионогенная часть образуется с помощью электролита, отличающегося по химической природе от вещества дисперсионной среды, на примере золя AgI в слабом растворе KI можно выразить следующей формулой:

$$\{m[\text{AgI}]n\text{I}^-(n-x)\text{K}^+\}x\text{K}^+,$$

где $m[\text{AgI}]$ — количество молекул AgI , содержащихся в агрегате мицеллы; $n\text{I}^-$ — количество потенциалопределяющих ионов; $(n-x)\text{K}^+$ — количество противоионов в непосредственной близости от ядра; $x\text{K}^+$ — количество противоионов в диффузном слое; $m \gg n$.

Форму мицеллы можно считать сферической только в статическом смысле. Более правильно приписать ей форму бесформенного облака. Строение мицеллы, образованной глинистой частицей, по аналогии можно представить формулой

$$\{[m\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot n\text{SiO}_2]q\text{OH}^-(q-x)\text{H}^+\}x\text{H}^+.$$

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ВЕЛИЧИНУ ЭЛЕКТРОКИНЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА

Величина электрокинетического потенциала характеризует устойчивость коллоидных систем и, в частности, глинистых суспензий. В связи с этим представляет интерес рассмотреть влияние на его величину различных факторов.

Влияние индифферентных и неиндифферентных электролитов. Индифферентные электролиты не имеют ионов, способных достраивать кристаллическую решетку коллоидной частицы. Введение таких электролитов наиболее часто используется на практике для коагуляции коллоидных систем. Механизм этого явления связан с увеличением концентрации катионов и сжатием двойного электрического слоя. При этом электрокинетический потенциал уменьшается, а термодинамический практически не изменяется.

С увеличением концентрации электролита, один из ионов которого одинаков с противоионами диффузного слоя, ζ -потенциал понижается за счет сжатия диффузного слоя Гуи, пока не станет равным нулю, что соответствует изоэлектрическому состоянию системы.

При добавлении электролита, не содержащего общего иона с электролитом-стабилизатором, происходит обмен противоиона коллоидной системы на эквивалентное количество соответствующего по знаку иона вводимого электролита. Равновесие при обмене смещается в сторону иона с более высокой валентностью.

Многовалентные ионы с зарядом, противоположным заряду поверхности твердой фазы, вследствие сильных электрических взаимодействий, обусловленных их валентностью, а также из-за большей адсорбируемости, связанной с поляри-

зуюмостью этих ионов, могут втягиваться в гельмгольцевский слой. В результате этого возможна не только нейтрализация, но и перезарядка твердой поверхности. При этом φ_0 -потенциал остается неизменным, так как чужеродные ионы не способны достраивать кристаллическую решетку твердой фазы, а ζ -потенциал меняет знак. Увеличение концентрации электролита приводит к сжатию диффузного слоя и снижению электрокинетического потенциала.

Перезарядка может быть осуществлена не только многовалентными ионами (ионы тория, алюминия), но и с помощью одновалентных ионов, обладающих большим адсорбционным потенциалом (ионы многих алкалоидов и основных красителей). Это обусловлено тем, что такие крупные ионы способны не только поляризоваться, но являются также постоянными диполями.

Перезарядка частиц, и в частности глинистых, несущих отрицательный заряд, может быть осуществлена при помощи ионов Al^{3+} и Th^{4+} , а также одновалентных органических катионов с высоким адсорбционным потенциалом.

С увеличением концентрации неиндифферентного электролита, один из ионов которого способен достраивать кристаллическую решетку частиц дисперсной фазы, электрокинетический потенциал, обеспечивающий устойчивость коллоидной системы, вначале возрастает, а потом снижается. Это обусловлено тем, что при малых концентрациях электролита происходит достраивание кристаллической решетки, вызванное поверхностным действием иона, а при больших концентрациях, по мере завершения достройки кристаллической решетки диффузный слой начинает сжиматься.

При введении неиндифферентного электролита возможна перезарядка коллоидных частиц, которая отличается от рассмотренного выше случая тем, что здесь изменяется не только ζ -потенциал, но и φ_0 -потенциал.

Влияние pH среды. Величина электрокинетического потенциала существенно зависит от pH среды. Это объясняется тем, что водородные ионы вследствие малого радиуса, а гидроксидные ионы из-за большого дипольного момента, способны адсорбироваться на поверхности, изменяя ее потенциал.

Влияние содержания твердой фазы. Разбавление или концентрирование дисперсных систем изменяет величину электрокинетического потенциала, что, в частности, необходимо учитывать при сопоставлении свойств различных глинистых суспензий. При разбавлении ζ -потенциал должен, с одной

стороны, увеличиваться вследствие уменьшения концентрации противоионов в растворе и утолщения двойного электрического слоя, а с другой — уменьшаться в результате десорбции потенциалообразующих ионов с поверхности твердой фазы. Изменение электрокинетического потенциала определяется суммарным воздействием этих факторов. При концентрировании системы протекают противоположные процессы.

Влияние температуры. С повышением температуры возрастает интенсивность теплового движения противоионов и увеличивается толщина двойного электрического слоя, что вызывает рост ζ -потенциала. Однако при этом может возрастать десорбция потенциалоопределяющих ионов, обуславливающая падение ϕ_0 -потенциала и ζ -потенциала. В связи с этим, как и в предыдущем случае, ζ -потенциал для различных систем с повышением температуры может изменяться по-разному.

Влияние природы дисперсионной среды. Исследования показали, что величина электрокинетического потенциала возрастает с увеличением полярности жидкой фазы.

Несмотря на то что изучение электрокинетического потенциала таких систем, как буровые и тампонажные растворы, имеет большое теоретическое и практическое значение, исследований в данном направлении практически не проводилось. Однако даже немногие проведенные работы позволяют более глубоко проанализировать механизм воздействия различных факторов на эти системы:

- увеличение ζ -потенциала глинистых частиц приводит к понижению водоотдачи суспензии;

- с увеличением концентрации щелочи в суспензии значение ζ -потенциала вначале растет, а затем падает, что хорошо согласуется с изменением технологических параметров;

- добавка в глинистый буровой раствор фенолформальдегидной смолы, которая способствует понижению водоотдачи и повышению вязкости этой системы, приводит к повышению ζ -потенциала;

- увеличение ζ -потенциала при обработке суспензии сунилом хорошо объясняется адсорбционными свойствами реагента;

- обработка суспензии УЦР наряду с улучшением качества системы привела к увеличению ζ -потенциала глинистых частиц до 13,9 мВ;

- изменение ζ -потенциала при добавлении NaCl и термостатировании позволило оценить солестойкость и термостойкость этих реагентов.

Наличие электрических свойств в дисперсных системах обусловило возможность применения электрического тока в нефтепромысловой практике. При бурении скважин действие постоянного электрического тока может быть использовано для регулирования структурно-механических свойств буровых растворов, обогащения и улучшения качества глин, укрепления стенок скважин, освобождения прихваченного инструмента и других целей.

§ 2. РЕАГЕНТЫ И ДОБАВКИ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ ПРОМЫВочНЫХ РАСТВОРОВ

Для обеспечения необходимых свойств буровые растворы обрабатывают химическими реагентами. Различают первоначальную обработку бурового раствора, когда его готовят к началу бурения, и дополнительную обработку для поддержания или изменения свойств раствора в процессе проводки ствола скважины.

Обогащение бурового раствора твердой фазой происходит в основном при разбуливании глинистых пород, легко диспергирующихся и переходящих в раствор. Такое перенасыщение мелкодисперсными частицами приводит к росту вязкости и предельного статического напряжения сдвига.

Минерализация бурового раствора возникает как за счет проявлений пластовых вод, так и вследствие проходки каменных солей, ангидритов, гипсов. Она может вызвать изменение как структурно-механических, так и фильтрационных показателей.

В связи с ростом глубин бурения забойные температуры и давления достигли больших величин и в значительной степени стали влиять на качество буровых систем.

Высокие температуры и давления приводят к повышению водоотдачи и снижению вязкости раствора. Предельное статическое напряжение сдвига (СНС) при этом, как правило, повышается. Однако иногда с ростом температур СНС может и снижаться.

Обработка химическими реагентами проводится для обеспечения тех или иных качественных показателей, но основное ее назначение — стабилизация бурового раствора как дисперсной системы либо изменение структурно-механических свойств этой системы. Эти две задачи взаимосвязаны.

Под стабилизацией бурового раствора понимается приведение его в устойчивое состояние. Сущность процесса стабилизации — предотвращение укрупнения (агрегирования) твердой фазы за счет гидрофильности частиц, адсорбционной защитной пленки и соответствующего заряда оболочек.

Образование гидратных оболочек и увеличение их размеров при обработке бурового раствора химическими реагентами приводит к уменьшению содержания свободной воды и соответственно к увеличению количества связанной воды.

Адсорбционные защитные пленки на поверхности частиц являются структурно-механическим барьером, препятствующим их агрегированию. Такие пленки, как правило, отличаются высокой гидрофильностью.

Процесс стабилизации обычно сопровождается пептизацией раствора, т.е. разьединением агрегатов частичек твердой фазы на более мелкие, что повышает плотность и прочность фильтрационной корки. Оба эти фактора — стабилизация и пептизация бурового раствора — обеспечивают снижение водоотдачи.

Повышение количества связанной воды, увеличение числа дисперсных частиц в твердой фазе несколько повышают вязкость и СНС.

Регулирование структурно-механических свойств промывочных жидкостей может быть направлено как на повышение их вязкости и предельного статического напряжения сдвига, так и на уменьшение этих показателей.

При обработке химическими реагентами для стабилизации буровых растворов избыточное количество реагентов может быть причиной чрезмерного увеличения толщины гидратных оболочек, что вследствие резкого уменьшения сил взаимного притяжения приводит к падению прочности структуры и ее нарушению, т.е. к коагуляции. Неправильная рецептура ввода реагентов для регулирования структурно-механических свойств буровых растворов также может привести к коагуляции.

Реагенты, применяемые для обработки буровых растворов, по характеру действия и назначению можно разделить на две группы: электролиты и защитные высокомолекулярные вещества. Кроме того, для регулирования свойств буровых растворов используются добавки, которые делятся на следующие группы: поверхностно-активные вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе с газом и нефтью; пеногасители; утяжелители и смазочные добавки.

ЭЛЕКТРОЛИТЫ

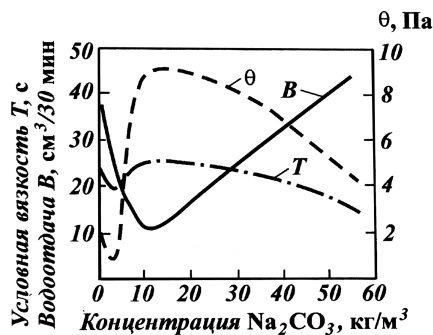
Действие электролитов на буровые растворы связано с состоянием ионных оболочек, окружающих частицы твердой фазы. Толщина этих оболочек и их заряд зависят от концентрации ионов в жидкой фазе и от свойств этих ионов.

Эффект обработки электролитами определяется концентрацией добавляемых в раствор ионов и их свойствами — в первую очередь, валентностью. Наибольшее значение имеют катионы, хотя свойства анионов также сказываются на показателях буровых растворов.

Рассмотрим на примере кальцинированной соды влияние концентрации электролита на свойства глинистой суспензии. При увеличении концентрации Na_2CO_3 до $3-5 \text{ кг/м}^3$ предельное статическое напряжение сдвига и вязкость убывают до некоторого минимума (рис. 3.7). Это объясняется увеличением сил отталкивания, затрудняющих слипание частиц и способствующих дальнейшему их распаду на более мелкие частицы. Уменьшение размера частиц и увеличение толщины гидратационного слоя обеспечивают повышение плотности фильтрационной корки, значительное снижение водоотдачи и улучшение стабильности бурового раствора. Область, в которой повышение концентрации реагента приводит к уменьшению вязкости, предельного статического напряжения сдвига и водоотдачи, называют областью стабилизации.

При дальнейшем добавлении электролита заряд и гидратация частиц начинают уменьшаться, в результате чего возрастают возможности слипания частиц друг с другом. Вначале слипание происходит преимущественно по граням и углам частиц. При этом усиливаются тиксотропные свойства бурового раствора, повышаются вязкость и предельное стати-

Рис. 3.7. Зависимость предельного статического напряжения сдвига θ , водоотдачи B и условной вязкости T от концентрации Na_2CO_3



ческое напряжение сдвига. Этот интервал изменения концентрации электролита называется областью структурообразования.

Наконец, при больших концентрациях электролита заряд ионного облака приближается к нулю, так как свободные отрицательные заряды поверхностей частиц глины полностью насыщаются катионами из раствора; соответственно уменьшается гидратация частиц. При этом частицы глины слипаются друг с другом в любых положениях и образуют крупные агрегаты, оседающие в растворе. Эта область высоких концентраций электролита называется областью коагуляции.

Для двух- и более валентных катионов область стабилизации отсутствует, и сравнительно небольшие концентрации электролитов вызывают коагуляцию системы.

При обработке буровых растворов электролитами происходит обмен катионов, находящихся на поверхности частиц глины и в дисперсионной среде.

Если при этом катионы, повышающие стабильность дисперсной системы промывочной жидкости (например, Na^+ , Li^+), замещают у поверхности частиц глины катионы, ухудшающие стабильность системы (H^+ , Ca^{2+} , Al^{3+}), то происходит стабилизация раствора. В противном случае происходят структурообразование и коагуляция.

Влияние анионов на свойства буровых растворов проявляется следующим образом. Например, они могут связывать катионы H^+ и повышать pH раствора, способствуя его стабилизации. Они могут связывать ионы Ca^{2+} и удалять их из раствора. Так, анион CO_3^{2-} с Ca^{2+} образует труднорастворимое соединение — мел CaCO_3 .

На практике различное действие анионов легко заметить. Так, если NaOH и Na_2CO_3 дают ярко выраженную область стабилизации, то NaCl вызывает только структурообразование и коагуляцию.

Из электролитов для обработки буровых растворов чаще всего применяют кальцинированную и каустическую соду, жидкое стекло, поваренную соль, известь, цемент и фосфаты.

Кальцинированная сода (углекислый натрий) Na_2CO_3 — белый, мелкокристаллический порошок плотностью $2,5 \text{ г/см}^3$, доставляется на буровые в бумажных многослойных мешках массой до 50 кг. Кальцинированная сода плохо растворяется в холодной воде. С повышением температуры ее растворимость увеличивается. Na_2CO_3 — один из наиболее употребляемых реагентов. Этот реагент дает возможность получить

пригодные для бурения промывочные жидкости из глин, которые без химической обработки не могут быть использованы. Такие кальциевые глины при обработке кальцинированной содой переходят в хорошо набухаемые и легко диспергируемые натриевые.

Кальцинированная сода — одно из основных средств для смягчения жесткой воды (содержащей большое количество ионов кальция и магния). Она применяется для связывания ионов кальция в растворах, содержащих гипс, ангидрит, цемент.

Каустическая сода (едкий натр, каустик) NaOH поступает на буровые в твердом виде в железных барабанах по 100–200 кг либо в виде тяжелой густой синеватого, иногда желтоватого цвета жидкости.

Как твердая, так и жидкая каустическая сода сильно впитывает пары воды, имеющиеся в воздухе. Поэтому ее всегда надо держать закрытой. Каустическая сода действует на показатели буровых растворов подобно кальцинированной. Однако она не обладает способностью удалять из растворов кальций.

Каустическая сода значительно дороже кальцинированной и как самостоятельный реагент применяется мало. При бурении на естественных карбонатных растворах она служит для диспергации карбонатного шлама и перевода его в твердую фазу бурового раствора. Каустическая сода широко применяется как составная часть многих реагентов — защитных коллоидов.

Плотность твердой каустической соды 2,02 г/см³. Поэтому при получении ее в жидком виде, определив плотность раствора, нетрудно подсчитать концентрацию.

Жидкое стекло (силикат натрия или калия). Общая химическая формула щелочных силикатов имеет вид $R_2O \cdot nSiO_2$, где R_2O может быть Na_2O или K_2O ; n — число молекул кремнезема.

В бурении применяется силикат натрия, водный раствор которого представляет собой вязкую жидкость от светло-желтого до желто-коричневого и серого цвета. Плотность жидкого стекла составляет 1,3–1,8 г/см³. Жидкое стекло следует хранить в закрытых емкостях, так как на воздухе оно разлагается с выделением нерастворимого осадка — аморфного кремнезема.

При добавлении жидкого стекла к буровым растворам в количестве до 3–5 % по массовой доле от объема его вяз-

кость и предельное статическое напряжение сдвига значительно повышаются.

Жидкое стекло способствует росту pH системы, добавки его могут привести к росту значения pH до 12 и выше. Силикат натрия применяют при борьбе с поглощениями как для повышения вязкости, так и в качестве составной части быстросхватывающихся паст для закупоривания трещин и каверн.

Кроме того, на основе жидкого стекла готовят специальные силикатные буровые растворы. Силикатные растворы из жидкого стекла, воды, соли и бентонитовой глины применяют для предупреждения набухания и гидратации склонных к обвалам глинистых сланцев.

Поваренная соль (хлористый натрий) NaCl может быть использована для повышения структурно-механических свойств буровых растворов, обработанных защитными коллоидами, в частности, углещелочным реагентом. Для повышения СНС поваренная соль применяется также при бурении на карбонатно-глинистых суспензиях.

Насыщенные растворы соли используются при проходке пластов каменной соли, в которых вода или пресный буровой раствор, растворяя стенки скважины, образует каверны, а также в отложениях, представленных набухающими глинами.

Известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$ используется для специальных целей обработки буровых растворов как реагент-структурообразователь.

Добавление извести в количестве 3–5 % к объему раствора значительно повышает его вязкость. Хорошие результаты получают при обработке известью буровых растворов, потерявших восприимчивость к химическим реагентам. Известь применяют также для получения кальциевых растворов (совместно с каустической содой, танинами или лигносульфонатами).

Цемент. Действие цемента на промывочные жидкости подобно влиянию извести; оно также связано с образованием ионов кальция. Цемент можно применять для повышения показателей вязкости и предельного напряжения сдвига. Случайное, не регламентированное попадание цемента в буровые растворы, так же как и извести, приводит к нежелательным результатам: значительно увеличивается водоотдача, растет толщина фильтрационной корки. Поэтому указанные электролиты должны использоваться весьма осторожно и только после тщательной лабораторной проверки.

Углекислый барий BaCO_3 представляет собой белый или

светло-серый тяжелый порошок. Применяется для удаления из буровых растворов ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} . С этими ионами он образует практически нерастворимый осадок BaSO_4 и CaCO_3 .

Фосфаты. Различные соли фосфатной кислоты — гексаметафосфат натрия $(\text{NaPO}_3)_6$, тетрафосфат натрия $\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$, пирофосфат натрия $\text{Na}_4\text{P}_2\text{O}_7$ — применяются в качестве понизителей вязкости и предельного напряжения сдвига. Эти реагенты используются и для удаления ионов кальция. Фосфаты не обеспечивают длительного воздействия, они не термостойки и при температурах 80–100 °С теряют активность.

ЗАЩИТНЫЕ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫЕ ВЕЩЕСТВА (КОЛЛОИДЫ)

Реагенты этой группы распадаются в воде на крупные молекулы, которые покрывают частички глины (адсорбируются на них) и создают вокруг последних защитные слои. При этом повышаются гидрофильность глинистых частиц и агрегативная устойчивость системы. Макромолекулы таких реагентов, а также слои, образуемые ими на элементарных кристалликах глины, способствуют увеличению плотности фильтрационных корок, в результате чего снижается водоотдача буровых растворов.

Адсорбируясь на гранях и ребрах глинистых частиц, высокомолекулярные соединения в большинстве случаев уменьшают их сцепление друг с другом, снижая вязкость и предельное статическое напряжение сдвига системы.

В качестве таких защитных высокомолекулярных веществ применяются углещелочной реагент (УЩР), торфощелочной реагент (ТЩР), сульфит-спиртовая барда (ССБ), конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), окисленный и замещенный лигносульфонат (окзил), окисленные гидролизные лигнины (нитролигнин и хлорлигнин), сульфированный нитролигнин (сунил), полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), пековый реагент (пекор), сульфитно-корьевого реагент (сулькор), синтан-5, крахмал, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), сульфозфирцеллюлоза (СЭЦ), гидролизованный полиакрилонитрил (гипан, К-4), метакриловый сополимер (метас), гидролизованный полиакриламид (РС-2) и др.

Углещелочной реагент (УЩР) является одним из самых эффективных, дешевых и доступных. УЩР, как и подобный ему реагент ТЩР, был разработан В.С. Барановым и нашел наиболее широкое распространение. Получают его воздейст-

вием каустической соды NaOH на бурый уголь. При этом содержащиеся в буром угле гуминовые кислоты, не растворимые в воде, растворяются в каустической соде.

Содержание гуминовых кислот в бурых углях и торфе может значительно колебаться; в буром угле оно может изменяться от долей процента до 100 % органической массы. По техническим условиям содержание гуминовых кислот в буром угле должно быть не менее 35 %. При воздействии каустической соды на бурый уголь или торф образуются натриевые соли гуминовых кислот.

Для получения качественного УЩР очень важно обеспечить максимальное извлечение из бурого угля гуминовых кислот. На основании научных исследований и практических рекомендаций выработаны следующие оптимальные соотношения его компонентов: бурого угля 10–15 %, сухой каустической соды 2–5 % (по массе к объему реагента). Наиболее эффективным считается УЩР, содержащий 13 % бурого угля и 2 % каустической соды. Запись состава реагента ведется упрощенно, например УЩР-13-2.

На буровых углещелочной реагент приготавливают в глиномешалках. При этом необходимо учитывать влажность бурого угля, которая может достигать 20–50 %. Реагент хорошего качества должен содержать 4–5 % гуминовых веществ.

Адсорбируясь на поверхности твердой фазы, натриевые соли гуминовых кислот улучшают взаимосвязь глинистых частичек с дисперсионной средой — водой, создавая прочные гидратные оболочки, препятствующие сближению, слипанию частичек и предупреждающие коагуляцию. В то же время эти вещества способствуют дальнейшему диспергированию более крупных частичек твердой фазы, т.е. являются пептизаторами.

При оптимальных добавках УЩР значительно снижается водоотдача и улучшаются структурно-механические свойства буровых растворов. При высоких концентрациях УЩР гидратные оболочки частичек твердой фазы могут намного увеличиваться, что приводит к относительно большому удалению частиц друг от друга и уменьшению сил притяжения между ними. При этом может произойти разрушение структуры, резкое падение СНС и значительное увеличение водоотдачи.

Чтобы повысить восприимчивость переобогащенных УЩР буровых растворов к дальнейшей обработке, в них вводят добавки высококачественных глин. В подобных случаях хорошие результаты дает известкование (обработка известью, NaOH и ССБ).

Наряду с большими достоинствами УЩР имеет и некоторые недостатки, основной из которых — значительная чувствительность обработанных им буровых растворов к действию агрессивных ионов. При повышенной минерализации среды может резко возрасти водоотдача и даже произойти выпадение твердой дисперсной фазы. Кроме того, как показали исследования, растворы, обработанные УЩР, способствуют повышению липкости корок на стенке скважины и частиц выбуренной породы.

Следует отметить, что в последние годы наряду с поставками бурого угля и отдельно каустической соды для приготовления УЩР на буровых освоено приготовление сухого углещелочного реагента, который поступает к потребителю в виде порошка, упакованного в бумажные мешки.

Торфощелочной реагент (ТЩР), как уже указывалось выше, подобен УЩР. Главное отличие ТЩР в том, что он, а также обработанные им буровые растворы имеют большую вязкость. Оптимальное соотношение компонентов ТЩР следующее: 10 % торфа и 2 % каустической соды. Торфощелочной реагент менее активен, чем УЩР.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) — отход производства целлюлозы при сульфитном способе варки. По внешнему виду это густая темно-бурая жидкость. В зависимости от степени выпаривания ССБ может быть жидкой или твердой. Реагент для использования его в литейном производстве, куда в основном он и направляется, должен иметь плотность 1,28 г/см³, что соответствует содержанию в нем 50 % сухих веществ.

Действие ССБ на буровые растворы обусловлено наличием в ней лигносульфоновых кислот. Лигносульфоновые кислоты растворяются в воде и без добавления щелочи, но так как ССБ обычно имеет кислую реакцию ($\text{pH} = 5 \div 6$), то при изготовлении реагентов на буровых в нее необходимо добавлять щелочь.

В состав щелочного реагента входит обычно от 20 до 40 % ССБ (в расчете на сухое вещество) и 3–5 % сухого едкого натра по массе от объема реагента. Приготавливая реагент из ССБ, можно применять не каустическую соду, а кальцинированную, что не только экономично, но и улучшает качество реагента за счет уменьшения концентрации ионов кальция.

Сульфит-спиртовая барда на буровые растворы действует иначе, чем УЩР и ТЩР. При обработке ССБ буровых растворов, приготовленных на пресной воде, значительное сни-

жение водоотдачи происходит только при добавлении больших количеств реагента.

С повышением минерализации эффективность ССБ возрастает, поэтому иногда специально готовят буровые растворы, обработанные ССБ (без щелочи), с добавлением 15–20 % поваренной соли по массе от объема (сульфит-солевые растворы). Для приготовления таких буровых растворов применяются некачественные, мало набухающие глины. Добавка ССБ, помимо снижения водоотдачи, уменьшает вязкость и статическое напряжение сдвига. Основной недостаток этого реагента — способность вспенивать буровые растворы.

Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ) — реагент, разработанный В.С. Барановым, является продуктом конденсации сульфит-спиртовой барды (ССБ) с формальдегидом и фенолом в кислой среде, с последующей нейтрализацией каустиком до $\text{pH} = 6 \div 7$. Она поступает на буровые в порошкообразном или жидком виде. КССБ довольно активно снижает водоотдачу буровых растворов, приготовленных как на пресной, так и на минерализованной воде. Растворы, обработанные этим реагентом, устойчивы против воздействия цемента, электролитов, а также при высоких температурах (до 200 °С) и давлениях (до 80 МПа). Они имеют пониженную липкость, и при их фильтрации отлагаются тонкие плотные корки.

Реагент выпускается трех марок: КССБ-1 — для улучшения качества обычных буровых и известковых растворов, приготовленных на пресной воде, при содержании в них солей до 10 %; КССБ-2 — для обработки растворов, содержащих более 10 % солей, а также известковых и высококальциевых; КССБ-4 — для улучшения качества буровых растворов, как пресных, так и высокоминерализованных при температурах выше 130 °С.

Окисленный и замещенный лигносульфонат (окзил) представляет собой продукт окисления сульфит-спиртовой барды хромпиком в кислой среде. Буровым предприятиям окзил поставляется в виде темно-коричневой жидкости плотностью 1,12–1,14 г/см³ с содержанием сухого вещества 25 % ($\text{pH} = 3 \div 5$) или в виде сыпучего однородного порошка зеленовато-коричневого цвета.

Окзил является высокоактивным понизителем вязкости и предельного статического напряжения сдвига, он устойчив в широком диапазоне температур (20–200 °С) и при бурении в глинах, гипсах, адгидритах, аргиллитах. Эффективно работает в ингибированных, известковых, гипсовых, хлоркальцие-

вых растворах. Основное условие успешного применения указанного продукта — поддержание pH бурового раствора не ниже 8,5—9. При меньшей щелочности его действие проявляется недостаточно.

В пресных и слабоминерализованных буровых растворах окзил эффективно снижает водоотдачу. Он хорошо сочетается со всеми известными реагентами (УЩР, КМЦ, крахмалом, КССБ, гипаном, метасом и др.).

Для обработки промывочных жидкостей окзил применяется в виде водных растворов 2,5-, 5- и 10 %-ной концентрации. Соотношение окзила и каустика обычно колеблется от 1 : 0,1 до 1 : 0,3 (в расчете на воздушно-сухое вещество).

Окисленный лигнин — реагент, получаемый окислением гидролизного лигнина азотной кислотой (нитролигнин) или хлором (хлорлигнин), который представляет собой сыпучую желтовато-коричневую массу (типа опилок), растворимую в щелочной среде. Окисленный лигнин используется в качестве понизителя вязкости и напряжения сдвига и применяется в виде 5 %-ного водного раствора при соотношении с каустиком от 1 : 0,2 до 1 : 0,5.

Сульфинированный нитролигнин (сунил) получают путем сульфирования нитролигнина солями сернистой кислоты в нейтральной среде. Выпускается в жидком и пастообразном виде. Хорошо растворим в воде. Сунил является эффективным понизителем вязкости и статического напряжения сдвига, применяется в виде 10 %-ного водного раствора, pH которого составляет 7. Сунил используется без добавок каустической соды. Обработанные им буровые растворы могут иметь pH, близкий к 7.

Лесохимический полифенольный реагент (ПФЛХ) является продуктом формальдегидной конденсации полифенолов растворимых смол термоллиза древесины. Готовый продукт представляет собой твердое вещество темно-коричневого цвета, полностью растворяющееся в воде и водных растворах щелочей. ПФЛХ используется в качестве понизителя вязкости и СНС. Для обработки буровых растворов он применяется в виде водных или водно-щелочных растворов 5—10 %-ной концентрации. Соотношение ПФЛХ и щелочи варьируется от 1 : 0,1 до 1 : 0,5.

Пековый реагент (пекор) представляет собой фенолоксильный продукт взаимодействия натриевых солей с раствором оксиметансульфоната натрия. В качестве исходного сырья для его производства применяются отходы смолопереработки — древесно-смоляные пеки. Поставляется в виде твердого про-

дукта коричневого цвета влажностью 10–20 %. Реагент растворим в воде и растворах щелочей. Используется в качестве понизителя вязкости и напряжения сдвига растворов.

Сульфитно-корьевого реагент (сулькор) — сульфированный щелочной экстракт одубины или коры хвойных деревьев — представляет собой темно-коричневое твердое вещество, хорошо растворимое в воде и щелочных растворах. Применяется в виде 5–10 %-ного раствора в соотношении со щелочью от 1 : 0,1 до 1 : 0,3. Из практических данных можно заключить, что этот реагент в большей степени, чем все вышеуказанные таниновые продукты, снижает водоотдачу. Как понизитель вязкости и предельного статического напряжения сдвига он также весьма эффективен.

Синтан-5, получаемый в результате конденсации фенолов с формальдегидом, представляет собой твердое коричневое вещество, растворимое в воде. Его применяют в виде 5–10 %-ных растворов. Синтан-5 используется в качестве понизителя вязкости и напряжения сдвига. Часто его добавляют в растворы вместе с каустической содой; оптимальное соотношение составляет от 1 : 0,1 до 1 : 0,3.

Квебрахо. Экстракт квебрахо широко применяется в зарубежной практике. Его готовят из древесины дерева квебрахо. Процесс получения экстракта состоит в экстрагировании танина горячей водой из дробленой древесины квебрахо. Полученный экстракт выпаривают и превращают в порошок темно-красного цвета, к которому во избежание слеживания на влажном воздухе в плотную массу добавляют порошок бентонита или мела. Общим признаком для всех танинсодержащих продуктов является наличие в их составе фенольного ароматического ядра. В воде они растворяются, образуя коллоидные частицы.

За рубежом и в России различные таниновые продукты используются, главным образом, в качестве понизителей вязкости и статического напряжения сдвига. Водоотдачу они снижают незначительно.

Хроматы применяются для разжижения загустевających под воздействием высоких температур и давлений промывочных жидкостей. Вводятся в очень малых количествах (0,01–0,05 %) в сочетании с реагентами УЦР, ССБ, ПФЛХ, нитролигнином, гипаном и др. Используются как бихроматы калия, натрия, так и монохроматы ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, Na_2CrO_4 , K_2CrO_4). Представляют собой желтые и оранжевые порошки.

Обработка хроматами оказалась весьма эффективной. Впервые такая обработка у нас была внедрена на скважинах

Северного Кавказа при температурах 160–220 °С, в результате чего была решена проблема регулирования свойств буровых растворов в горячих скважинах. Однако соединения хрома признаны вредными.

Крахмал — смесь полисахаридов, имеющих общую формулу $(C_6H_{10}O_5)_n$, содержится в большинстве растений. Для обработки промывочных жидкостей могут использоваться различные виды крахмала: картофельный, кукурузный, рисовый, пшеничный и др. Крахмал применяется в виде щелочного клейстера. Количество щелочи в нем определяется опытным путем. В среднем требуется 1–1,5 % каустической соды (на сухое вещество). В сильноминерализованных водах добавки щелочи повышаются до 2–4 %. Крахмальный реагент готовится с максимальной концентрацией в нем сухого продукта 8–10 %, позволяющей сохранить текучесть раствора.

Крахмальный реагент целесообразно применять для снижения водоотдачи при проходке сильнозасоленных пород (по существу при любой минерализации). Растворы крахмала подвергаются бактериальному разложению (ферментации), поэтому длительное хранение их до использования не рекомендуется. В последнее время начинает применяться модифицированный крахмал, химически и термически обработанный, хорошо растворимый в воде и не требующий добавок щелочи. Крахмал не термостоек. Его не рекомендуется применять при забойных температурах выше 100 °С. Он хорошо совместим с другими реагентами. Особенно эффективно комбинирование его с КМЦ.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) — растворяющееся в воде волокнистое вещество желтоватого цвета — представляет собой натриевую соль целлюлозогликолевой кислоты. КМЦ получают действием на щелочную целлюлозу монохлоруксусной кислоты или ее натриевой соли. Плотность сухой КМЦ составляет 1,7 г/см³. Она растворяется в количестве до 10 %, затем растворимость ее ухудшается.

В качестве реагента понизителя водоотдачи КМЦ весьма активна. В некоторых случаях она снижает и СНС. При введении КМЦ вязкость раствора не уменьшается; нередко при добавках КМЦ его вязкость даже возрастает. Применяется главным образом при повышенной минерализации (в количестве 0,5–1 % сухого вещества) в тех случаях, когда УЩР уже не может стабилизировать буровые растворы.

В зависимости от условий бурения для обработки буровых растворов используются различные марки КМЦ, отличающиеся друг от друга степенью полимеризации. С увеличением

молярной массы реагента возрастает его эффективность как понизителя водоотдачи.

Из группы реагентов КМЦ наиболее эффективен КМЦ-600, который отличается более высокой степенью полимеризации (600 ± 30) и вязкостью ($16 - 17$ мПа · с).

Сульфозфирцеллюлоза (СЭЦ) — белый или желтоватый продукт, представляющий собой натриевую соль кислого сернокислого эфира целлюлозы. При нейтрализации избытка кислоты щелочью образуется сульфат натрия, количество которого в техническом продукте достигает 45 %. СЭЦ, как в форме кислоты, так и в форме солей различных металлов, хорошо растворима в холодной воде. Преимуществом СЭЦ по сравнению с КМЦ является высокая устойчивость к действию агрессивных солей двух- и трехвалентных металлов.

Гидролизированный полиакрилонитрил (гипан) — продукт гидролиза полиакрилонитрила, разработан Э.Г. Кистером и Д.Е. Злотником, выпускается в виде 10–15 %-ного водного раствора и представляет собой вязкую жидкость желтого цвета. Гипан используется как понизитель водоотдачи. Он весьма эффективен (наибольшая эффективность отмечается в высокотемпературных условиях — при 140–200 °С), обеспечивает устойчивую низкую водоотдачу при большой солености, особенно в сочетании с другими защитными реагентами (ССБ, КМЦ, крахмалом).

В слабоминерализованных средах при высоких забойных температурах скважин Ставрополя и Кубани он широко используется совместно с УЩР. В Пермской области при хлорнатриевой агрессии гипан применяется в сочетании с ССБ.

Расход этого реагента для обработки пресных буровых растворов весьма невелик: 0,2–0,5 % (в пересчете на сухое вещество). В зависимости от забойной температуры оптимальные добавки гипана, необходимые для снижения водоотдачи минерализованных и слабоминерализованных буровых растворах, колеблются в пределах от 0,50–0,75 % (при 100–140 °С) и от 0,75 до 2,0 % (при 140–200 °С). Различают две модификации реагента: гипан-1 и гипан 0,7.

Реагент К-4 — продукт неполного гидролиза полиакрилонитрила с едким натром при соотношении компонентов 2,5 : 1. Реагент выпускается в виде 10 %-ного водного раствора.

Метакриловый сополимер (метас) является сополимером метакриловой кислоты и метакриламида. Выпускается в виде порошка или гранул белого или желтовато-серого цвета с влажностью до 40 %. Метас снижает водоотдачу буровых

растворов, содержащих любое количество хлористого натрия. Этот реагент эффективен как при низких, так и при высоких температурах (до 250 °С). В зависимости от свойств глины и ее концентрации, содержания соли, величины pH, забойной температуры и других факторов добавки метаса для получения необходимой водоотдачи колеблются от 0,2 до 2 %.

Для обработки буровых растворов метас применяется в виде водощелочных растворов 7–10 %-ной концентрации. Соотношения этого реагента и каустика должны быть 1 : 0,35; 1 : 0,45 (из расчета на сухое вещество).

Гидролизированный полиакриламид (РС-2) получают при гидролизе полиакриламида (ПАА) со щелочью в присутствии триполифосфата. ПАА представляет собой раствор 8 %-ной концентрации. Гидролиз полиакриламида можно производить на буровой — в глиномешалке. К 600 г ПАА добавляют 60 кг щелочи, 60 кг триполифосфата натрия и доливают воду — до 4 м³. Смесь перемешивают до получения однородного раствора.

Реагент РС-2 содержит 1,5–2,0 % сухого вещества. Наиболее перспективно его применение для стабилизации буровых растворов с низким содержанием твердой фазы.

ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА

Одним из методов интенсификации отдачи продуктивных пластов является вскрытие их с использованием буровых растворов с добавками поверхностно-активных веществ, т.е. веществ, понижающих поверхностное натяжение на границах жидкость — газ, жидкость — жидкость. Поверхностно-активные вещества по химическому соединению разделяются на три группы:

1) неионогенные, к которым относятся спирты, слабодиссоциирующие карбоновые кислоты и амины, продукты конденсации полимеризованной окиси этилена, желатина, белковые вещества, полисахариды;

2) анионоактивные, диссоциирующие в водной среде на поверхностно-активные анионы и инактивные катионы (ионы водорода или металлов). Это — мыла, сульфокислоты, эфиры серной кислоты и их соли;

3) катионоактивные, молекулы которых диссоциируют на ионы, из которых поверхностно-активным является катион. К таким ПАВ относятся органические азотсодержащие основания и их соли — соли алкил- и акриламинов четырехзамещенных аммониевых оснований.

В качестве добавок к буровым растворам для вскрытия продуктивных пластов наибольшее применение получили водорастворимые ПАВ ионогенного типа (анионоактивные) — сульфонол, сульфонатриевые соли (СНС) — и неионогенные — ОП-10, УФЭ₈.

Некоторые исследователи указывают на более эффективное действие неионогенных поверхностно-активных веществ (ОП-10) по сравнению с анионоактивными (сульфонол, СНС), так как последние высаливаются в минерализованных средах.

Количество вводимых ПАВ определяется их способностью снижать поверхностное натяжение и адсорбцией на твердой фазе буровых растворов.

При обработках ПАВ меньше всего расходуется сульфонола (0,1–0,5 %); сульфонатриевые соли применяются в больших количествах (1–2 %); УФЭ₈ и ОП-10 занимают промежуточное положение между ними. Добавки ПАВ могут привести к образованию пены, для гашения которой используются специальные вещества — пеногасители.

ПЕНОГАСИТЕЛИ

Химическая обработка буровых растворов сульфит-спиртовой бардой, конденсированной сульфит-спиртовой бардой, оксизолом, окисленным лигнином, пекором, сулькором и некоторыми другими подобными реагентами приводит к вспениванию системы. Интенсивность образования пены и ее стойкость зависят от свойств растворов, состава вводимых добавок и геолого-технических условий проводки скважины.

Для предупреждения и ликвидации вспенивания в буровой практике применяются специальные вещества — пеногасители. В некоторых случаях принимаются меры механического разрушения пены при помощи различных дегазаторов.

В настоящее время наиболее широко распространены следующие пеногасители: сивушное масло, соапсток, костный жир, флотомасло, кальциевый мылонафт, полиметилсилоксановые жидкости (ПМС), синтетические жирные кислоты (СЖК), окисленный петролатум, нейтрализованный черный контакт (НЧК), резиновая или полиэтиленовая крошка в соляровом масле (РС и ПЭС).

Высокоэффективен пеногаситель РС на основе резины СКС-30 АРМ 15. Хорошие результаты получены при использовании смеси окисленного петролатума с графитом в соляровом масле.

УТЯЖЕЛИТЕЛИ

Из обычных глин не удается получить буровые растворы плотностью выше $1,3 \text{ г/см}^3$ ввиду сильного повышения вязкости. Дальнейшее повышение плотности может быть произведено только путем добавления к этой системе утяжелителей — тонко размолотых порошков тяжелых минералов. В качестве утяжелителей чаще всего применяют барит, гематит и магнетит.

Барит BaSO_4 представляет собой тонкий белый или сероватый порошок. Лучшим считается беловский барит, плотность которого равна $4,1 - 4,2 \text{ г/см}^3$. Преимуществами барита являются малое содержание растворимых солей (электролитов), повышающих вязкость буровых растворов, и сравнительно небольшая твердость его зерен. Твердость зерен утяжелителя определяет износ деталей буровых насосов и турбобуров, а также бурильных труб и долот.

Гематит Fe_2O_3 представляет собой красно-бурый порошок плотностью $4,3 - 4,6 \text{ г/см}^3$. Преимуществом гематита является высокая плотность, позволяющая получать высокую плотность промывочных жидкостей; недостатком — значительная твердость зерен, обуславливающая сильный износ деталей бурового оборудования и инструмента.

Магнетит Fe_3O_4 применяется реже, чем барит и гематит. Он представляет собой черный порошок с металлическим блеском плотностью $4,2 - 4,4 \text{ г/см}^3$, имеет те же достоинства и недостатки, что и гематит.

Концентрат колошниковой пыли начали применять сравнительно недавно в связи с недостатком барита и гематита. Его получают путем переработки отходов металлургических заводов. Состоит в основном из окислов железа Fe_2O_3 и Fe_3O_4 с примесью металлического железа. Плотность концентрата $4,00 - 4,50 \text{ г/см}^3$.

СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ

Для улучшения смазочных свойств буровых растворов с целью предупреждения прихватов бурового инструмента широко применяются добавки нефти и графита. В зависимости от геолого-технических условий могут вводиться различные количества указанных веществ. Добавки нефти для разных районов колеблются в пределах от 5 до 15 %, причем такая обработка проводится с расчетом получения стойких эмульсий. Графит вводится в количестве 1–2 % по массе к объему

буровых растворов. Графит снижает вязкость и статическое напряжение сдвига раствора. Добавки нефти, наоборот, приводят к росту этих показателей, а также к уменьшению плотности.

Резкое улучшение смазочных свойств буровых растворов, главным образом для повышения стойкости опор долот, достигается применением специальных активных добавок, образующих на поверхностях трения смазочные слои, устойчивые к действию температур и давлений.

В последнее время широко применяется смазочная добавка к буровым растворам СМАД-1, которая представляет собой смесь окисленного петролатума (кислотное число не ниже 40) с дизельным топливом в соотношении 0,4 : 0,6.

§ 3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЕЙСТВИЯ РЕАГЕНТОВ

КЛАССИФИКАЦИЯ И МЕХАНИЗМ ДЕЙСТВИЯ РЕАГЕНТОВ-РЕГУЛЯТОРОВ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Понижители вязкости и предельного (статического и динамического) напряжения сдвига. В настоящее время известно большое число реагентов, служащих для уменьшения вязкости и предельного (статического и динамического) напряжения сдвига буровых растворов. Многие из этих веществ применяются также для повышения подвижности — пластификации тампонажных цементных растворов.

Реагенты, используемые для снижения вязкости и предельного напряжения сдвига, по химическому составу можно распределить на четыре группы (табл. 3.1).

Повышение подвижности буровых растворов добавками рассматриваемых реагентов достигается снижением пластической вязкости и предельного напряжения сдвига. Механизм указанного процесса сводится к следующему.

Глинистые минералы в воде в виде пластинчатых чешуйчатых частиц под действием ненасыщенных валентных связей (на обломанных краях) и сил, проявляющихся в результате диссоциаций обменных катионов на их поверхностях, сцепляются друг с другом. При этом образуется структурированная система, разрушение которой требует приложения определенного усилия.

Таблица 3.1.

Номер группы	Наименование группы	Реагенты
I	Гуматы	Угщелочной реагент (УЩР), окисленный гуматный реагент (ОГР), сульфированный нитрогуматный реагент (СНГР) и др.
II	Производные лигнина	Активированные гидролизные лигнины: нитролигнин, хлорлигнин, сульфированный нитролигнин (сунил), лигнин, окисленный перекисью водорода (лиоксид), и др. Лигносультфонаты: лигносультфонат кальция, феррохромлигносультфонат (ФХЛС), хромлигносультфонат (окзил), конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), сульфит-спиртовая барда (ССБ) и др.
III	Природные таниновые продукты и синтаны	Экстракт квебрахо, каштановый экстракт, полифенолы лесохимические (ПФЛХ), вункартан, пековый реагент (пекор), сульфитно-коревой реагент (сулькор), синтан-5 и др.
IV	Комплексные фосфаты	Гексаметифосфат натрия, пифосфат, тринатрий-фосфат и др.

В результате взаимодействия молекул (макромолекул) реагента с ионами и атомами на углах и ребрах глинистых частиц проявляющиеся здесь свободные валентности полностью или частично компенсируются. Силы сцепления частиц друг с другом ослабевают, прочность структурированной системы уменьшается и соответственно снижается предельное напряжение сдвига. Хемосорбция реагента на кристалликах глины также способствует стабилизации системы, разукрупнению агрегатов.

Д.В. Хан пришел к выводу, что в процессе взаимодействия глинистых минералов с гуминовыми веществами принимают участие химические, физико-химические и физические силы, а прочность органоминеральных соединений в значительной

мере определяется не только природой взаимодействующих компонентов, но и формами их связи.

Изучение существующих в настоящее время представлений и анализ строения понизителей вязкостей и предельного напряжения сдвига позволили установить общее в характере взаимодействия реагентов с минералами глины: все разжижители обладают способностью к хемосорбции на глинистых частицах; образующиеся при этом поверхностные соединения отличаются достаточной прочностью и гидрофильностью.

Характерным признаком понизителей вязкости и предельного напряжения сдвига промывочных жидкостей является наличие в составе их молекул ионогенных групп (карбоксилатов, энольных гидроксидов, сульфоновых, оксимных и др.) и структурных единиц, склонных к координационным связям (спиртового гидроксидов, карбонильных, тиоэфирных, аминных групп). Разжижающее действие рассматриваемых веществ определяется способностью их молекул (или ионов) сочетаться двумя или несколькими связями с реакционноспособными атомами глинистой частицы, образуя при этом циклические соединения. Критерием эффективности таких реагентов служат энергия и число связей, образующихся в процессе взаимодействия с активными центрами кристаллической решетки глинистого минерала.

Разжижающее действие зависит не только от наличия и благоприятного расположения функциональных групп и структурных элементов в молекуле, но и от размера и конфигурации последней.

С ростом глубины бурения при проводке скважин возникают трудности, связанные с загустеванием глинистых растворов из-за высоких забойных температур и давлений. Использование разжижителей (углекислотного реагента, сульфит-спиртовой барды, окисленного гидролизного лигнина и др.) уже не обеспечивает эффективного и достаточно длительного снижения вязкости и предельного напряжения сдвига. Решение проблемы повышения подвижности буровых растворов для высокотемпературных условий Северного Кавказа было достигнуто применением известных разжижителей (УЩР, ССБ, нитролigniна) в сочетании с малыми добавками солей хрома.

Добавки реагентов-полимеров понизителей водоотдачи (КМЦ, крахмала, гидролизованного полиакрилонитрила и полиакриламида), с большой молекулярной массой в обычных условиях повышают показатели структурно-механических

свойств промывочных жидкостей. Однако в горячих скважинах при высокой минерализации среды эти вещества снижают предельное напряжение сдвига.

Указанное действие КМЦ, крахмала, полиакрилатов на структурно-механические свойства буровых растворов в горячих скважинах отчасти объясняется термической деструкцией их молекул с образованием молекул меньшего размера.

Реагенты-разжижители, сочетаясь с атомами кристаллической решетки, могут сохранять свободные функциональные группы (ОН, СООН, СООНa, SO₃Na), за счет которых и соответствующих элементов молекулы (СО, NH, NH₂) связывается определенное количество воды из жидкой фазы бурового раствора. Образующиеся вокруг глинистых частиц гидратные оболочки препятствуют сцеплению кристалликов друг с другом и снижают трение между ними.

Вода в адсорбционных слоях отличается упорядоченным — компактным расположением молекул, имеет повышенные плотность и вязкость. В зависимости от числа водородных связей и геометрических условий координации вокруг полярных групп реагента может располагаться различное число молекул воды.

Пространственные ограничения в строении молекул препятствуют полной гидратации полярных групп некоторых веществ, например, у соединений ароматического ряда, в основном содержащих фенольные гидроксиды (А.Г. Пасынский).

Полярная группа или звено полимера.....	—ОН	—СООН	>СО	>NH	>CONH	—NH ₂	—CONH (в белке)
Число гидратации в молекулах на группу.....	3	4	2	2	2	2—3	1

Глюкозный остаток (в крахмале) равен 3.

Таким образом, действие реагента как понизителя вязкости и предельного напряжения сдвига бурового раствора зависит и от его гидрофильности, т.е. топографии, толщины и прочности слоя связанной воды, удерживаемой полярными группами или звеньями активной добавки, в свою очередь, адсорбированной на поверхности глинистого минерала.

Понизители водоотдачи. К понизителям водоотдачи буровых растворов относятся реагенты, распределяющиеся на две группы полимеров, значительно отличающиеся по своей природе и строению:

I. Производные полисахаридов: крахмал, эфиры целлюлозы — карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ); сульфозефиры целлюлозы (СЭЦ), эстансульфонат целлюлозы (ЭСЦ), карбоксиметилоксиэтилцеллюлоза (КМОЭЦ) и др.

II. Продукты на основе полиакрилатов: гидролизированный полиакрилонитрил (гипан 07, К-4), гидролизированный полиакриламид (РС-2), сополимер метакриловой кислоты с метакриламидом (метас) и др.

К числу активных добавок, предназначенных для уменьшения фильтрации, относят и некоторые реагенты, представленные ранее как понизители вязкости и предельного напряжения сдвига (УЩР, КССБ, сулькор, квебрахо).

Резкую границу между реагентами разжижителями и понизителями водоотдачи провести трудно. Многие из используемых для регулирования показателей свойств буровых растворов добавок, наряду с уменьшением вязкости и предельного напряжения сдвига, также обеспечивают снижение фильтрации жидкой фазы буровых растворов. Однако с возрастанием способности реагента уменьшать водоотдачу снижается действие его как разжижителя. Например, один из наиболее эффективных понизителей водоотдачи — КМЦ только в определенных концентрациях и весьма незначительно уменьшает предельное напряжение сдвига пресных буровых растворов. И, наоборот, с возрастанием активности реагента как разжижителя снижается его способность уменьшать фильтрацию. Примером таких добавок могут служить ПФЛХ, пекор и фосфаты, которые практически не влияют на водоотдачу.

Анализ характера действия регуляторов структурно-механических и фильтрационных свойств буровых растворов позволяет заключить, что с увеличением размера молекулы возрастает эффективность вещества как понизителя водоотдачи. Это подтверждается исследованиями влияния на фильтрационные свойства глинистых суспензий различных фракций гуматного реагента, отличающихся молекулярной массой. При содержании в добавках указанного вещества молекул большей величины они значительно эффективнее снижают водоотдачу. Наоборот, фракции реагента, представленные меньшими размерами молекул, интенсивно разжижают глинистые суспензии, мало влияя на величину фильтрации.

Действие понизителя водоотдачи в первую очередь определяется способностью к обеспечению повышения прочности и плотности (герметичности) фильтрационной корки, образующейся на стенках скважины. Структура корки зависит от

различных факторов: состава твердой фазы и дисперсионной среды, характера их взаимодействия с вводимыми активными добавками, условий окружающей среды (минерализации, температуры, давления) и др.

Интенсивность снижения фильтрации жидкой фазы буровых растворов также обуславливается физико-химическими свойствами образующейся структурированной системы — способностью последней удерживать воду в адсорбционных пленках и ячейках структуры.

В конечном счете скорость и водоотдача в основном определяются следующими факторами: степенью дисперсности глинистых частиц, их минералогическим составом и формой; гидрофильностью и агрегативной устойчивостью системы; свойствами дисперсионной среды, в частности ее вязкостью; размером и строением молекул реагента и концентрацией его в растворе.

Понижители водоотдачи, образуя вокруг кристалликов глины вязкие структурированные слои, обладающие довольно высокой упругостью, механической прочностью и гидрофильностью, повышают плотность упаковки дисперсных частиц в фильтрационной корке. Кроме того, они способствуют увеличению содержания связанной воды в буровых растворах.

Однако, по-видимому, большое влияние на эффективность уменьшения фильтрации оказывают макромолекулы полимера, не связанные с дисперсными частицами и способные плотно закупоривать капиллярные каналы в теле глинистой корки.

КМЦ слабо удерживается на кристалликах глины, поэтому при движении бурового раствора молекулы этого реагента могут удаляться с поверхности дисперсных частиц и переходить в водную среду. Слабая адсорбционная способность реагентов на основе полисахаридов и полиакрилатов объясняется тем, что эти полимеры, в отличие от рассмотренных выше веществ ароматического ряда, не образуют прочных циклических соединений с активными центрами кристаллической решетки глинистых минералов. Чаще всего они удерживаются на поверхности последних за счет не образующих циклов ионных и относительно слабых водородных и ван-дер-ваальсовых сил связи.

При рассмотрении механизма снижения фильтрации необходимо учитывать, что реагенты-полимеры, к которым в первую очередь относятся крахмал и КМЦ, в водной среде набухают и значительно увеличиваются в размере за счет им-

мобилизованной воды. При этом даже весьма малые их добавки приводят к изменению свойств бурового раствора вследствие возникновения в последней достаточно жестких и крупных образований. Так, удлиненные фибриллярные надмолекулярные структуры КМЦ, благодаря насыщению водой, достигают поперечного размера 50–200 мкм, а продольного — до 1000 мкм. В водных растворах даже при сильном разбавлении, когда молекулы КМЦ уже не всегда могут быть обнаружены визуально, их присутствие устанавливается опытным путем по замедлению фильтрации.

С повышением температур реологические и фильтрационные показатели буровых растворов претерпевают значительные изменения. Пластическая (структурная) вязкость необработанных буровых растворов, а также содержащих добавки различных реагентов, уменьшается. Причина этого — снижение вязкости дисперсионной среды, уменьшение степени гидратации, интенсификация броуновского движения и т.д. Качественные изменения предельного (динамического и статического) напряжения сдвига неодинаковы и зависят от степени дисперсности глинистых частиц, их физико-химического состава, концентрации твердой фазы, минерализации среды, свойств взятых для обработки реагентов и пр.

С повышением температуры вследствие десорбции активных добавок, снижения вязкости дисперсионной среды и развития коагуляционных процессов фильтрация жидкой фазы буровых растворов возрастает. К повышению водоотдачи также приводит снижение эффективности химических обработок, обусловленное ухудшением свойств реагентов вследствие их термодеструкции, возрастающих каталитической активности глин и агрессивного влияния минерализованной среды.

Буровые растворы после выдерживания при высоких температуре и давлении свои первоначальные показатели, как правило, уже не восстанавливают.

КРИТЕРИЙ ТЕРМОСТОЙКОСТИ ПОЛИМЕРОВ-СТАБИЛИЗАТОРОВ

Влияние забойной температуры на структурно-механические и фильтрационные показатели химически обработанного бурового раствора связано с изменением свойств дисперсной фазы, дисперсионной среды и реагента. Одним из основных способов сохранения требуемого качества системы является обеспечение термостойкости вещества, используемого в качестве стабилизатора.

К коагуляционным процессам в системе бурового раствора могут приводить не только процессы термического разложения реагента, но и конформационные превращения его макромолекул. Такое изменение формы макромолекул, не сопровождающееся разрывом химической связи, существенно влияет на способность вещества обеспечивать снижение водоотдачи.

В зависимости от строения полимера его главная цепь может принимать различные конформации. Для некоторых веществ форма макромолекулы изменяется от линейной (нитеобразной) до глобулярной (свернутой в клубок).

Основными факторами, определяющими гибкость макромолекулы, являются величина потенциального барьера вращения, молекулярная масса вещества, размер заместителей, частота пространственной сетки. Конформационным превращениям препятствуют силы внутри- и межмолекулярного взаимодействия, поперечные химические связи в цепи полимера, наличие больших по размерам и массе заместителей. Изменение формы макромолекул реагента в промывочной жидкости может происходить под воздействием температуры, минерализации среды и величины pH.

Высокой способностью к конформационным превращениям отличаются активные добавки на основе полисахаридов (крахмал, КМЦ) и акриловых полимеров (гипан, К-4, полиакриламид ПАА). Макромолекулы К-4, ПАА, ПАА-1 и Са-ПАА при $\text{pH} = 3,4$ переходят от одной конформации к другой. При $\text{pH} = 4$ макромолекулы препаратов выпрямляются и таким образом способствуют образованию структуры в растворе полимера (К.С. Ахмедов). При $\text{pH} = 3,5$ макромолекулы гипана сворачиваются в клубок, образуя глобулярную структуру.

Коагуляционные процессы в системе промывочной жидкости в высокотемпературной скважине в значительной степени обуславливаются как термическим разложением реагента-полимера, так и конформационными превращениями его макромолекул.

Деструкция стабилизатора вызывает необратимые изменения показателей системы, в частности, величины фильтрации. О термическом разрушении реагента свидетельствует высокое значение водоотдачи охлажденного до комнатной температуры бурового раствора. Деструкция стабилизатора зачастую сопровождается явной коагуляцией системы.

Конформация макромолекул вызывает повышение величины фильтрации только в период воздействия высокой тем-

пературы. К такому обратимому повышению водоотдачи при прогреве также приводит изменение некоторых физико-химических свойств системы, в частности, уменьшение вязкости дисперсионной среды.

При забойной температуре величина фильтрации, как правило, достигает больших значений, чем замеренная у охлажденного после прогрева бурового раствора. Последующее восстановление свойств системы не исключает осложнений, связанных с увеличением водоотдачи непосредственно в стволе скважины. Если к указанному добавить, что обратимые изменения (в частности, конформация макромолекул реагента) наступают при температуре, значительно более низкой, чем температура деструкции, то становится очевидной необходимость оценки стабилизирующих свойств активной добавки по ее способности обеспечить требуемую величину фильтрации при забойной температуре.

В качестве критерия эффективности реагента в гидротермальных условиях скважины может служить показатель термостойкости $K_{\text{терм}}$, равный отношению значения водоотдачи раствора при температуре V_t к величине фильтрации после прогрева $V_{\text{прог}}$:

$$K_{\text{терм}} = V_t / V_{\text{прог}}.$$

При температуре, вызывающей значительный рост водоотдачи вследствие деструкции и разрыва цепи макромолекулы, $K_{\text{терм}}$ уменьшается.

Из данных табл. 3.2 видно, что для КМЦ-500 с повышением температуры от 150 до 180 °С показатель термостойкости снижается от 6 до 2,6; а при температуре 200 °С, когда размер осколков макромолекулы, по-видимому, приближается к размеру звена, он становится равным 1,1.

Полученные результаты соответствуют представлениям физикохимии полимеров, согласно которым для цепей, имеющих одинаковые термодинамические сегменты, наибольшие конформационные изменения происходят с макромолекулами большего линейного размера.

Как правило (см. табл. 3.2), метас обеспечивает меньшие значения $K_{\text{терм}}$, чем КМЦ-500, что объясняется более высокой стойкостью макромолекулы этого полиакрилового реагента к конформационным изменениям.

Большая жесткость главной цепи макромолекулы метаса обусловлена образованием водородных связей между карбоксильными и остаточными амидными группами. Об этом свидетельствует прекращение щелочного гидролиза полиакрила-

Таблица 3.2

**Результаты определения показателя термостойкости ($K_{\text{терм}}$)
буровых растворов, обработанных КМЦ-500 и метасом**

Температура, °С	КМЦ-500			Метас		
	Водоотдача, см ³		$K_{\text{терм}}$	Водоотдача, см ³		$K_{\text{терм}}$
	после прогрева	при температуре		после прогрева	при температуре	
80	4	20	5	7	9	1,3
100	4	27	6,8	7	10	1,4
120	4,4	30	6,8	8	12	1,4
130	5	34	6,8	9	13	1,4
150	7	42	6,0	10	14	1,4
180	20	51	2,6	10	18	1,8
200	70	87	1,1	11	24	2,2

Примечания. 1. Замеры водоотдачи при температуре производились на приборе, где осуществлялось постоянное перемешивание растворов и поддерживался постоянный перепад давления. 2. Под водоотдачей после прогрева понималась величина фильтрации проб, выдерживаемых в течение 6 ч при заданной температуре, а затем охлажденных до 20 °С.

мида после того, как прореагирует 70 % амидных групп, т.е. тогда, когда каждая остаточная амидная группа окажется заключенной между двумя карбоксильными.

§ 4. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕАГЕНТОВ УСТОЙЧИВОСТИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ЗАБОЙНЫХ ТЕМПЕРАТУР И МИНЕРАЛИЗАЦИИ

С увеличением глубины скважин и распространением буровых работ на площадях, в разрезах которых залегают пласты высокоминерализованных вод и толщи хемогенных пород, все большее значение придается вопросу термостойкости буровых растворов. Наряду с разработкой теоретических представлений о механизме процессов, происходящих в системе вода — глина — утяжелитель — реагент в условиях высоких забойных температур и минерализации, значительное место в работах отечественных и зарубежных исследователей уделяется выяснению термо- и солестойкости используемых в буровой практике регуляторов свойств буровых растворов. При этом пытаются классифицировать реагенты в зависимости от предела устойчивости их в различных гидротермальных условиях скважин.

Все используемые в буровой практике регуляторы свойств буровых растворов по устойчивости в условиях высокой забойной температуры разделяются на пять классов, соответст-

Таблица 3.3

Классификация реагентов-регуляторов свойств буровых растворов в зависимости от их устойчивости при различной забойной температуры

Тип реагента	Температурный предел устойчивости, °С				
	100	130	160	190	200
Разжижители	Фосфаты	Природные таниновые продукты	Окисленные лигнины, ССБ	Гуматы, КССБ ¹	Гуматы ¹ в сочетании с хроматами, ФХЛС, оксидом, ОССБ
Понижители водоотдачи	—	Крахмал, эфиры целлюлозы со степенью полимеризации 300	Эфиры целлюлозы со степенью полимеризации 500 и более	Эфиры целлюлозы со степенью полимеризации 500 с антиокислителями (ФЭС, ОГР, СНГР)	Продукты на основе полиакрилатов, фурилово-волачный реагент
¹ Могут также использоваться в качестве понизителей водоотдачи.					

Таблица 3.4

Классификация реагентов-регуляторов свойств буровых растворов в зависимости от их устойчивости в условиях минерализации

Реагенты	Содержание хлористого натрия, %			Содержание хлористого натрия более 10 % и до 0,2 % ионов Ca ²⁺ и Mg ²⁺
	< 3	3 – 10	> 10	
Разжижители	Фосфаты, природные таниновые продукты, нитролигнин, хлорлигнин, гуматы ¹	Синтаны, сунил*	Лигносультфонаты, СНГР ¹	Лигносультфонаты ¹
Понижители водоотдачи	—		Крахмал, производные целлюлозы (КМЦ, СЭЦ и др.); полиакрилаты (гипан, метас, К-4)	Сульфо- и оксипроизводные целлюлозы, сульфированные полиакрилаты
¹ Могут также использоваться в качестве понизителей водоотдачи.				

бойной температуры разделяются на пять классов, соответственно термостойких до температур 100, 130, 160, 190 и 220 °С (табл. 3.3).

Термостойкость реагента может быть повышена при определенном сочетании его с другим веществом. Так, устойчивость против высоких забойных температур УЦР, ССБ и нитролигнина возрастает при комбинировании их с добавками хроматов. Увеличение термостойкости эфиров целлюлозы достигается совмещением их с ФЭС, ОГР и СНГР. Термодеструкция полимера несколько сдерживается повышением pH раствора.

Используемые для обработки буровых растворов разжижители и понизители водоотдачи по устойчивости и воздействию агрессивных ионов К.Ф. Паулс распределяет на четыре группы.

Известна несколько иная классификация (табл. 3.4): в группу ограниченно солейстойких реагентов введены синтанты (ПФАХ, синтан-5 и др.), лигносульфонаты (ССБ и КССБ) отнесены к солейстойким добавкам, а из числа веществ, устойчивых в растворах и содержащих более 10 % NaCl и 0,2 % ионов Ca^{2+} и Mo^{2+} , исключен сунил.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ И ПОЛИАКРИЛАТОВ

Для повышения устойчивости КМЦ в высокотемпературных и сильноминерализованных условиях этот реагент сочетают со специальными добавками — ингибиторами термоокислительной деструкции.

В качестве антиокислителей синтетических полимеров чаще всего применяют продукты типа фенолов и аминов. Объяснение действия ингибиторов термоокислительной деструкции основывается на представлении о дезактивизации кинетических цепей путем подсоединения к макрорадикалам подвижного водорода от молекул антиоксиданта либо свободного радикала-акцептора. По-видимому, процесс предохранения стабилизатора от деструкции в гидротермальных условиях скважины может идти и по иному пути. Добавка легкоокисляемого вещества, принимающего на себя атаку кислорода, способствует сохранению активности понизителя водоотдачи.

Сотрудниками ГАНГ в качестве антиокислителей КМЦ было предложено использовать фенолы эстонских сланцев (ФЭС) и синтезированные на их основе сульфотелированные новолаки.

В ТФВНИИнефти и б. КФВНИИнефти разработаны рецептуры повышения термостойкости эфиров целлюлозы при сочетании их с окисленным гуматным реагентом (ОГР) или с сульфированным нитрогуматным реагентом (СНГР).

Из известных в буровой практике ингибиторов термоокислительной деструкции наиболее эффективен СНГР, отличающийся высокой устойчивостью как против забойных температур, так и против агрессии поливалентных катионов. Добавка 2–4 % этого реагента позволяет использовать высоковязкую КМЦ для стабилизации насыщенной хлористым натрием промывочной жидкости, содержащей 1 % гипса при температуре 180 °С.

В табл. 3.5 приведены данные сопоставления действия ФЭС и СНГР в качестве ингибитора термоокислительной деструкции КМЦ-500.

Исследованиями ГАНГ было показано, что эффективность защиты КМЦ от разрушения повышается при добавке ФЭС к исходным продуктам в процессе заводского синтеза. Полученный таким образом реагент, названный карбофеном, проходил промышленные испытания на высокотемпературных скважинах Ставрополя. Перспективным является создание на основе эфиров целлюлозы реагента, имеющего повышенную по сравнению с высоковязкой КМЦ устойчивость к высокоминерализованным условиям, в частности, к агрессии поливалентных катионов.

При синтезе реагентов-регуляторов свойств буровых растворов с целью обеспечения их растворимости и повышения активности принимаются меры к накоплению в макромолекуле соответствующих полярных заместителей (гидроксильных, карбоксильных, нитро- и аминосульфогрупп).

Получение веществ с заданными свойствами обеспечивается окислением, нитрованием, сульфированием, хлорированием исходного продукта, чаще всего представляющего собой сырье природного происхождения, содержащее гуматы, лигнин, полисахариды.

В последнее время разработаны понизители водоотдачи промывочных жидкостей на основе акриловых полимеров, растворимость и реакционная способность которых достигается обработкой щелочью, приводящей к образованию в составе макромолекул полиакрилонитрила и полиакриламида карбоксильных групп.

Разработка термостойких реагентов осложняется необходимостью удовлетворения разнообразных, часто даже

Таблица 3.5

Сопоставление характера действия ФЭС и СНГР в качестве ингибиторов термоокислительной деструкции КМЦ (2,5 %)

Температура, °С	При добавках 2 % ФЭС					При добавках 4 % СНГР				
	После нагрева в течение 6 ч				Водоотдача в процессе прогрева, см ³ , при Δр = 5 МПа	После нагрева в течение 6 ч				Водоотдача в процессе прогрева, см ³ , при Δр = 5 МПа
	Вязкость Т _{100°} с	Водоотдача, см ³	СНС _{1/10°} Па	рН		Вязкость Т _{100°} с	Водоотдача, см ³	СНС _{1/10°} Па	рН	
25	70	3	0/0	10	3	40	6	0,6/3,3	8–7	6
100	65	3	0/0	10	10	42	5	1,8/4,2	8–7	9
150	50	3	0/0	10	40	21	3	3,1/5,1	8–6	15
180	42	3,5	0/0	10	80	19	5	4,8/6,0	8–6	24
200	28	4	0/0	10		14	6	5,6/6,9	8–6	—

необходимость в сокращении продолжительности пребывания цемента в жидком состоянии. Требуется ускорить схватывание и твердение тампонажного материала добавками соответствующих реагентов.

С целью обеспечения полноты вытеснения из кольцевого затрубного пространства бурового раствора тампонажным продавкой его производится при турбулентном режиме течения.

С ростом глубины скважин, уменьшением их диаметров и повышением подъема цементного раствора за обсадными колоннами повышается гидродинамическое давление в затрубном пространстве, на величину которого большое влияние оказывает скорость движения восходящего потока. Значительное увеличение скорости, связанное с необходимостью обеспечения турбулентного режима течения, ограничивается опасностью гидроразрыва пластов и ухода цементного раствора в образующиеся трещины. Поэтому теперь принимаются меры для турбулизации потока повышением подвижности цементных суспензий, обработкой их реагентами-разжижителями, снижающими пластическую вязкость и предельное напряжение сдвига.

Используемые в буровой практике тампонажные растворы отличаются высоким содержанием воды. При движении вверх по затрубному пространству они отфильтровывают жидкую фазу в слагающие ствол скважины проницаемые породы. Потеря воды вызывает уменьшение подвижности, неравномерное загустевание и схватывание тампонажных растворов, в результате чего цемент не поднимается на расчетную высоту.

Для снижения фильтрации цементные суспензии обрабатывают веществами, которые повышают вязкость дисперсионной среды, увеличивают содержание связанной воды и обеспечивают непроницаемость образующейся на стенках скважины корки.

Реагенты-регуляторы свойств тампонажных растворов (ускорители и замедлители схватывания, разжижители и понизители водоотдачи) по составу и строению молекул принадлежат к различным группам веществ. Подавляющее большинство из них применяется и при химической обработке промысловых буровых растворов.

Для сокращения сроков схватывания или времени загустевания растворов из тампонажного цемента применяют реагенты-ускорители, для увеличения — реагенты-замедлители. В качестве ускорителей сроков схватывания применяют в

большинстве случаев хлорид кальция CaCl_2 (2–3 % от массы цемента); для этих же целей используют хлорид алюминия AlCl_3 (до 10 %) и небольшие дозировки хлорида натрия NaCl (до 2–3 %). Введение больших количеств NaCl замедляет структурообразование в цементных растворах. Эти же реагенты служат для ускорения сроков схватывания цементных растворов при цементировании скважин в зонах вечной мерзлоты.

Реагенты-ускорители (как и реагенты-замедлители) предварительно растворяют в воде, после чего этой водой затворяют цемент. Полученный цементный раствор закачивают в скважину. Принципиально возможно введение реагентов в цемент при помоле или смешении его с наполнителями. Однако этот путь сложен, может быть осуществлен в специальных условиях, гарантия получения раствора с одинаковыми свойствами в процессе его изготовления из всей партии цемента не может быть обеспечена. Поэтому обычно прибегают к первому способу. Учитывая, что он осуществляется в промышленных условиях, необходимо обеспечить полное соответствие свойств рецептур цементных растворов, полученных в лабораторных и промышленных условиях.

В связи с повышением забойных температур и давлений и ускорением сроков схватывания цементных растворов необходимо изыскивать реагенты-замедлители. Хотя в настоящее время известно несколько десятков замедлителей сроков схватывания растворов (борная кислота, крахмал, сернокислородное железо, сахар, декстрин, синтан и др.), практическое применение имеют немногие: лигносульфонаты кальция, сульфит-спиртовая барда, сульфит-дрожжевая бражка, карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза (КМГЭЦ) и МЛЗ (в США), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), технический винный камень, а также виннокаменная кислота (ВК), гипан, лесохимические полифенолы и др. Кроме того, в США применяют окисленную целлюлозу, таннат натрия, декстрин, пирогалловую кислоту и др.

ССБ отличается непостоянством замедляющих свойств и не на все цементы действует одинаково. Более эффективно она воздействует на цементы Карадагского завода, менее активно — на цементы Новороссийского завода. ССБ должна отвечать техническим условиям на приготовление, приемку и хранение; 50 %-ная концентрация ССБ соответствует плотности 1,26–1,28 г/см³.

Цементные растворы из лежалого цемента легче обрабатываются сульфит-спиртовой бардой по сравнению с раство-

рами из цемента свежего помола. В раствор рекомендуется вводить не более 1,5 % ССБ от массы цемента, но в большинстве случаев уже 0,5 % приводит к пенообразованию.

Время действия и устойчивость адсорбционных слоев и суммарный эффект замедления ПАВ следует определять непосредственно на цементных растворах путем установления сроков схватывания, вязкости и других свойств.

Во всех случаях при исследованиях и промышленном применении замедлитель растворяют в воде, которой затем затворяют цемент. Степень воздействия замедлителей на цемент зависит от многих факторов: срока и условий хранения цемента, его химико-минералогического состава, свойств самого замедлителя и т.п. Поэтому рецептуру необходимо подбирать только с теми цементами, водой и замедлителем, которые будут использованы для цементирования незадолго до операции. Если один раз подобранный состав раствора дает приемлемое время начала схватывания, то по истечении некоторого времени хранения цемента сроки схватывания, как правило, удлиняются.

С увеличением дозировки ССБ сроки схватывания цементных растворов замедляются. При повышении температуры и давления требуется увеличение расхода ССБ, так как ускоряются адсорбционные процессы, быстрее происходят гидролиз и гидратация цемента.

При использовании ССБ цементные растворы разжижаются, поэтому ее широко применяют для снижения водоцементного отношения и повышения плотности и даже ускорения сроков схватывания цементного раствора (при малых водоцементных отношениях). Вместе с тем при добавках ССБ цементные растворы сильно вспениваются, что создает затруднения при цементировочных работах. Иногда в приемном чане агрегата образуется такое количество пены, что невозможно продолжать операцию — насосы засасывают воздух, а подсчет объема закачиваемой жидкости становится затруднительным. В качестве пеногасителя целесообразно применять нейтрализованный черный контакт (НЧК), небольшие количества которого (0,1–0,3 %) снижают эффект пенообразования, не влияя на сроки схватывания. Хорошим пеногасителем является кальциевая соль нафтенных кислот (0,1–0,2 %).

Замедляющими свойствами при температурах примерно до 130 °С и высоких давлениях обладает КМЦ. Она не вспенивает растворы, стабильна, очень активна и, воздействуя на цемент, замедляет сроки схватывания раствора в соответствии

со взятым количеством. Для применения КМЦ приготавливают 5–10 %-ный водный раствор при температуре 60–80 °С. Перемешивание (лучше гидравлическим путем) ускоряет процесс растворения КМЦ.

Приготовление раствора КМЦ на буровой (особенно в зимнее время) несколько затруднено из-за отсутствия специальных бань. Поэтому его целесообразно растворять в воде заранее и доставлять на буровую в виде раствора.

Раствор КМЦ — стойкий коллоидный раствор, не теряющий со временем замедляющих свойств. Уже при добавке 7–10 % КМЦ раствор представляет весьма вязкую массу. Причина такого резкого повышения вязкости раствора при незначительных дозировках КМЦ объясняется строением карбоксиметилцеллюлозы, которая, как известно, относится к высокомолекулярным соединениям. Их молекулы вытянуты в длинные цепочки, образующие в растворе пространственные структурные решетки, в петлях которых находится захваченная (иммобилизованная) вода. Естественно, такая система сильно загущена, но несколько теряет стабильность при перемешивании. Поэтому с увеличением дозировки КМЦ более 0,3–0,5 % заметно снижается подвижность цементных и цементно-песчаных растворов.

Опыты показали, что для получения цементных растворов с приемлемыми сроками схватывания рабочими являются дозировки до 1,0 % КМЦ (от массы цемента). Структурные сетки, образующиеся в цементном растворе при обработке его КМЦ, разрушаются, и тем интенсивнее, чем больше скорость перемешивания или движения раствора. Вода высвобождается, раствор разжижается. Молекулярные цепи ориентируются вдоль потока. При остановках процесса прокачивания раствора в зависимости от температурных условий структурная сетка может возникнуть вновь, поэтому для возобновления процесса приходится создавать более высокие давления.

С ростом температуры вязкость цементных растворов, обработанных КМЦ, несколько уменьшается (имеется в виду вязкость, вызванная обработкой КМЦ), что объясняется повышением интенсивности молекулярного движения и затруднением образования структур. Возможность образования структурной сетки может быть уменьшена введением ССБ.

При температуре 22 °С введение 0,3 % КМЦ настолько эффективно замедляет сроки схватывания цементного раствора, что он не твердеет в течение более чем 2 сут. При

температуре 75 °С добавка 0,5 % КМЦ позволяет получить растворы со сроками схватывания около 7–9 ч.

При температуре 120–130 °С начинается деструкция КМЦ, и выше температуры 140 °С она не пригодна к использованию.

КМЦ способствует некоторому снижению механической прочности камня.

Более эффективно КМЦ замедляет сроки схватывания растворов из лежалого цемента. Растворы из свежемолотого цемента иногда довольно трудно поддаются обработке КМЦ. На некоторые марки цемента она не оказывает эффективного воздействия уже при температуре 110–120 °С.

Исследования показали, что при температуре, близкой к 170 °С, и давлении около 60 МПа КМЦ, ССБ, крахмал и другие высокомолекулярные органические замедлители разлагаются.

В качестве замедлителя сроков схватывания цементных растворов предложены также лесохимические полифенолы (ПФЛХ). При анализе эффекта воздействия как замедлителя отмечено непостоянное тормозящее действие; добавки реагента до 0,3 % при температуре 75 °С действуют замедляюще; при больших дозировках (до 1 %) конец схватывания затягивается, тогда как начало схватывания ускоряется. При более высокой температуре замедляющее действие ПФЛХ значительно падает.

Применяется также комбинированный замедлитель сроков схватывания цементных растворов. Он состоит из смеси гипана, КМЦ или ССБ с хромпиком (бихромата натрия $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$), количество которых подбирают исходя из конкретных условий применительно к выбранным вяжущим и наполнителям. Гипан представляет собой сополимер полиакрилата натрия, полиакриламида и полиакрилонитрила.

Раздельное введение гипана и хромпика мало отражается на сроках схватывания тампонажных растворов. Подобная совместная дозировка этих реагентов приводит к резкому увеличению сроков схватывания растворов и способствует их разжижению. Хромпик повышает замедляющие свойства гипана, КМЦ и ССБ при высоких температурах и давлениях. Соотношение гипана (КМЦ или ССБ) и хромпика обычно берется равным 2 : 1.

Наиболее распространенные дозировки, применяемые при обработке цементных растворов при температурах 110–140 °С и давлениях 30–50 МПа, следующие: 0,4–0,6 % гипана и 0,2–0,3 % хромпика.

В филиале СевкавНИИПИнефти разработан новый замедлитель (Л-6) сроков схватывания для цементных растворов в условиях действия температур до 170 °С. Он получен гидролизным путем из пентозанов, содержащихся в кукурузных кочерыжках (в количестве 27–29 % в пересчете на сухое вещество) и отходах пищевой промышленности. Этот замедлитель представляет собой сложную смесь различных кислот и оксикислот (щавелевой, триоксиглутаровой, ксинолоновой и др.), а также их солей. Добавка 1,5–2 % замедлителя Л-6 от массы цемента при температуре 170 °С и давлении до 70 МПа позволяет обеспечить начало схватывания раствора до 2 ч. На многие показатели твердеющего цементного раствора и образующегося из него камня действие реагента аналогично действию ВКК, хотя его стоимость в несколько раз ниже.

В СевкавНИИПИнефти разработан замедлитель сроков схватывания тампонажных растворов, для изготовления которого использовались отходы переработки винограда, яблок, алычи. Там же была разработана новая технология производства замедлителя сроков схватывания тампонажных растворов на основе винных дрожжей (ВД). Технология приготовления замедлителя заключается в том, что в воде растворяют едкий натр и добавляют ВД. После перемешивания в течение 2–3 ч образуется устойчивый раствор без осадка. Приготовленный реагент способен пластифицировать тампонажные растворы и снижать их водоотдачу.

Лабораторные исследования показывают, что цементный раствор, содержащий 3 % замедлителя, имеет начало схватывания 7 ч при температуре 130 °С и давлении 60 МПа. Физико-механические свойства камня при этом не ухудшаются.

При температуре 150 °С и выше и значительном давлении устойчивым замедлителем является виннокаменная кислота (ВК) $C_2H_2(OH)_2 \cdot (COOH)_2$, которая сокращает сроки схватывания более эффективно, чем другие распространенные замедлители. Виннокаменная, или диоксиянтарная, кислота — бесцветное твердое вещество без запаха с температурой плавления 170 °С. С повышением температуры ее растворимость в воде возрастает. При температуре 0 °С в 100 г воды растворяется 115 частей, а при 100 °С — 343 части. При долгом нагревании и температуре выше 180 °С кислота разлагается. Виннокаменная кислота встречается в свободном состоянии или в виде солей в различных растениях. Главный источник виннокаменной кислоты — отходы винного производства.

При температуре 90 °С добавка 0,5 % ВК (от массы цемента) замедляет сроки схватывания столь значительно, что через 36 ч раствор остается жидким. При температуре 150 °С и давлении 50 МПа это же количество ВК замедляет начало схватывания до 1 ч 30 мин. Для получения раствора с началом схватывания 1,5–2,0 ч при температуре 170 °С и давлении 60 МПа требуется 1,0–1,3 % ВК. Для виннокаменной кислоты как замедлителя характерна низкая избирательная способность — при большом числе проб цемента получены примерно одинаковые результаты. Начало схватывания цементного раствора с добавкой 1 % виннокаменной кислоты при температуре 200 °С и давлении 70 МПа наступает, как правило, не позже чем через 50 мин.

Увеличение сроков схватывания до 1 ч 30 мин при указанных условиях обеспечивается комбинированным реагентом (ВКБК), состоящим из 1,25 % ВК и 0,25–0,50 % борной кислоты (БК). На подвижность цементных и цементно-песчаных растворов ВК и ВКБК заметного влияния не оказывают. Эти реагенты в отличие от других замедлителей улучшают структуру камня, делают ее мелкозернистой, монолитной и повышают механическую прочность. При температуре 110–120 °С вследствие длительного схватывания цементного раствора прочность камня через 2 сут имеет пониженное значение.

Сильными замедляющими свойствами обладает технический винный камень (ТВК), являющийся отходом пищевой промышленности. Винный камень — кислый виннокислый калий $\text{K}_2\text{C}_4\text{H}_4\text{O}_6$ содержится в соке, коре, листьях растений. Он образуется при брожении вин, накапливается в виде осадка в бродильных чанах, на внутренних стенках бочек в виде твердых корок. Технический винный камень состоит из смеси виннокислого калия, виннокислого кальция и примесей.

ТВК эффективно замедляет сроки схватывания цементных и цементно-песчаных растворов при температуре до 200 °С и давлении до 70 МПа.

Незначительное количество ТВК (до 0,1 %) при температуре меньше 100 °С способствует некоторому ускорению сроков схватывания цементных растворов. ТВК обеспечивает эффективное замедление сроков схватывания цементных растворов во всем диапазоне температур от 100 до 200 °С и при давлении до 100 МПа. Введение 0,25–0,75 % борной кислоты облегчает возможность замедления сроков схватывания как цементных, так и цементно-песчаных растворов. Большие количества ТВК плохо растворимы. Введение ТВК спо-

способствует повышению прочности цементного и цементно-песчаного камней, твердеющих при температуре около 200 °С и давлении до 70 МПа.

Водоотдача тампонажных растворов может быть понижена введением в них бентонитовых порошков (или других минеральных структурообразователей) и химических реагентов: полиоксиэтилена, КМЦ, КМГЭЦ, КССБ, нитролигнина, полиакриламида, окзила, модифицированного крахмала и др.

Пеногашение цементных растворов активно осуществляется окисленным парафином ОКП-50, суспензией полиэтилена, синтетическими жирными кислотами, соапстоксом, окисленным петролатумом, полиамидом, ВМС-12, НИК, НЧНР, си-вушными маслами. Но следует помнить, что введение их в цементные растворы может изменить реологические параметры последних и сроки схватывания.

§ 6. $\tilde{a}\tilde{a}\tilde{A}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{a}\tilde{i}\tilde{a}\tilde{a}\tilde{A}\tilde{n}\tilde{a}\tilde{u}\tilde{e}\tilde{O}\tilde{A}\tilde{E}\tilde{O}\tilde{\zeta}\tilde{i}\tilde{e}\tilde{\zeta}\tilde{-}\tilde{e}\tilde{O}\tilde{E}\tilde{i}\tilde{a}\tilde{u}\tilde{i}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{\zeta}$ $\tilde{e}\tilde{e}\tilde{a}\tilde{e}\tilde{\zeta}\tilde{e}\tilde{i}\tilde{\zeta}\tilde{A}\tilde{i}\tilde{o}\tilde{\zeta}\tilde{A}\tilde{\zeta}\tilde{a}\tilde{u},\tilde{e}\tilde{A}\tilde{a}\tilde{U}\tilde{a}\tilde{U}\tilde{a}\tilde{i}\tilde{O}\tilde{a}\tilde{O}\tilde{a}$ $\tilde{a}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{\zeta}\tilde{a}\tilde{a}\tilde{a}\tilde{i}\tilde{O}\tilde{a}\tilde{O}\tilde{a}\tilde{\zeta}\tilde{e}\tilde{N}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{i}\tilde{N}\tilde{A}\tilde{o}\tilde{a}$ $\tilde{i}\tilde{A}\tilde{a}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{\zeta}\tilde{A}\tilde{U}\tilde{\zeta}\tilde{o}\tilde{i}\tilde{e}\tilde{A}\tilde{e}\tilde{i}\tilde{\zeta}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{\zeta}$

Вещества, используемые для ускорения или замедления сроков схватывания, повышения подвижности и снижения водоотдачи тампонажных растворов, по своему химическому составу могут быть соответственно классифицированы. При этом реагенты, входящие в одну и ту же группу (подобные по природе и строению), как правило, оказывают аналогичное влияние на свойства цементных суспензий.

Реагенты-ускорители схватывания относятся к неорганическим низкомолекулярным соединениям — электролитам. Это — хлориды натрия и кальция, каустик и кальцинированная сода, жидкое стекло. Ускоряющий эффект также обеспечивают добавки хлорида алюминия, сернокислого глинозема, фтористого натрия, хлорида цинка.

Замедлители схватывания — реагенты, образующие вокруг цементных частиц экранирующие пленки и препятствующие процессу гидратационного твердения. Указанного рода активные добавки по химическому строению могут быть разделены на восемь групп:

1. Окси-, аминокарбоновые кислоты (их соли), лимонная, виннокаменная, триоксиглутаровая, глюконовая, гептановая,

этилендиаминтетрауксусная, 2, 4-диоксибензойная, 3, 4, 5-триоксибензойная кислота и др.

2. Сахара — сахароза, глюкоза, калактоза, глюкогоптанат натрия и др.

3. Бораты и фосфаты — борная кислота, бура, гексаметафосфат натрия, пирофосфат, тринатрийфосфат и др.

4. Производные лигнина: а) активированные гидролизные лигнины — нитролигнин, хлорлигнин, сульфированный нитролигнин, лигнин, окисленный перекисью водорода, и др.; б) лигносульфонаты — лигносульфонат кальция, феррохромлигносульфонат, хромлигносульфонат, конденсированная сульфит-спиртовая барда и др.

5. Природные таниновые продукты и синтаны — экстракт квебрахо, каштановый экстракт, сульфитно-коревой реагент, синтан-5, пековый реагент, полифенольный лесохимический реагент, дубитель Д-4 и др.

6. Гуматы — углещелочной, окисленный гуматный и сульфированный нитрогуматный реагенты и др.

7. Производные полисахаридов: а) крахмал, кислый сульфированный крахмал; б) эфиры целлюлозы — карбоксиметилцеллюлоза, сульфозфирцеллюлоза, этансульфонатцеллюлоза, карбоксиметилоксиэтилцеллюлоза, алкилгидроксилалкилцеллюлоза и др.

8. Продукты на основе виниловых-акриловых полимеров: гидролизированный полиакрилонитрил, гидролизированный полиакриламид, сополимер метакриловой кислоты с метакриламидом, поливинилсульфонаты, сульфированный поливинилтолуол, поливинилпирролидон и др.

Помимо реагентов, входящих в число рассмотренных восьми групп, замедляющее действие могут обеспечить поверхностно-активные мылообразные вещества: сульфонол, сульфонатриевые соли, эфиры полиэтиленгликоля и алкилфенолов; некоторые алифатические и ароматические спирты; глицерин, пентаэритрит, гидрохинон, триэтаноламин и т.д. Однако в большинстве случаев их эффективность недостаточна.

К разжижителям тампонажных растворов относятся вещества первых шести групп замедлителей схватывания. Некоторое повышение подвижности цементных суспензий обеспечивают также мылообразные вещества и ряд спиртов, в частности триэтаноламин.

ÉÎ‡,‡ 4

ë í ê ì ä í ì ê é é Å ê Å á é Ç Ä ç à Õ
Ç Ñ à ë è Õ ê ë ç ã ï ë à ë í Õ å Ä ï

Исследование закономерностей и механизма процессов образования и деформирования структурированных систем является предметом новой области знания — физико-химической механики, развиваемой трудами П.А. Ребиндера и его школы. Значительные успехи в исследовании явления структурообразования дисперсных систем достигнуты отечественными учеными — А.В. Думанским, Б.В. Дерягиным, М.П. Воларовичем, Ф.Д. Овчаренко, К.Ф. Жигачем, Н.В. Михайловым, Р.И. Шищенко, Г.В. Куколевым, Н.Н. Круглицким и др.

Способность буровых и тампонажных растворов к структурообразованию — важнейший фактор эффективного осуществления процесса бурения. В связи с этим одной из центральных проблем физикохимии этих дисперсных систем является проблема управления структурно-механическими свойствами.

Дисперсные системы обладают определенными механическими свойствами — вязкостью, пластичностью, эластичностью, упругостью и прочностью, которые определяют способность этих тел сопротивляться деформациям и разрушению под действием внешних сил. Поскольку механические свойства дисперсных систем обуславливаются особенностями внутренней структуры, их называют структурно-механическими свойствами.

Термин *структура* имеет довольно общее значение. В соответствии со взглядами П.А. Ребиндера, под структурой тела следует понимать следующее: 1) строение кристаллической решетки монокристалла; 2) дисперсную структуру поликристаллического твердого тела, представляющего собой сrostок отдельных более или менее беспорядочно расположенных кристалликов различных размеров; 3) пространственные сетки, характерные для твердых тел и образуемые молекулярным сцеплением атомов, ионов, молекул коллоидных и дис-

персных частиц. В понятие структуры твердого тела входит также распределение в нем дефектов, значительно влияющих на его механические свойства.

В связи с этим структура поликристаллического твердого тела (например, цементного камня) должна характеризоваться строением кристаллической решетки каждого зерна — монокристалла (кристаллохимическая структура), размерами зерен, картиной распределения кристалликов по размерам, условиями их взаиморасположения и срастания, а также открытой и закрытой пористостью тела. В кристаллических телах структура может представлять собой правильную пространственную решетку. Коагуляционным структурам, которые свойственны буровым растворам, гелям, студням или стеклообразным телам, присуще более беспорядочное строение каркаса.

В зависимости от внутреннего строения тела могут обладать комплексом механических свойств, промежуточных между свойствами твердого тела и жидкости.

Дисперсные системы, в том числе и с жидкой дисперсионной средой, разделяют на свобододисперсные (золи) и связнодисперсные (гели), резкого перехода между которыми нет.

В свобододисперсных системах в отличие от связнодисперсных частицы дисперсной фазы не взаимодействуют друг с другом и не способны создавать какую-либо пространственную сетку. Для связнодисперсных систем характерно наличие внутренней структуры (например, в случае водных дисперсий глин и цементов). Концентрация твердой фазы в системе, конфигурация частиц и их поверхностные свойства оказывают существенное влияние на эти системы. Обычно для связнодисперсных систем характерна достаточно высокая концентрация, обеспечивающая возникновение непрерывной внутренней сетки из частиц, связанных молекулярными силами.

Чем больше форма частиц полидисперсной системы приближается к шарообразной и чем меньше проявляются силы сцепления благодаря наличию защитных оболочек, тем выше критическая концентрация системы, при которой возникает пространственная структура. В то же время пространственная структура может возникнуть и при очень малой концентрации, если частицы обладают мозаичным строением поверхности и достаточно анизодиаметричны, т.е. имеют форму палочек или пластинок. Неоднородность строения поверхности обеспечивает определенную избирательность при взаимо-

действию частиц, а их конфигурация — возможность при минимальном содержании создать завершённую, т.е. пронизывающую весь объём структурную сетку. Глинистые частицы благодаря своему строению могут обеспечивать заметную структуру при незначительной их концентрации в растворе. Так, 0,01 % бентонита в воде даёт возможность получить связнодисперсную систему.

Согласно теории, развитой П.А. Ребиндером и его школой, твёрдые тела с различными структурно-механическими свойствами могут возникать в первоначальной жидкой среде двумя путями.

1. Путём кристаллизационного или конденсационного структурообразования — образования пространственных структур срастанием множества мелких кристалликов, возникающих из жидкой среды, т.е. из переохлаждённой жидкости или перенасыщенного раствора, либо путём развития сетки химических связей.

Для таких конденсационно-кристаллизационных структур характерна высокая прочность, которая возрастает с уменьшением пористости и размеров частиц. При твердении в них возникают внутренние напряжения, которые релаксируют медленно из-за отсутствия заметной подвижности частиц.

Контакты между элементами конденсационно-кристаллизационных структур возникают в результате образования прочных химических связей, а также при сращивании кристалликов, возникающих в процессе выкристаллизации. Для подобных структур характерны упругохрупкие свойства. Разрушение связей между частицами таких систем происходит необратимо. В бурении скважин часто применяют материалы, имеющие конденсационно-кристаллизационные структуры, например, цементные растворы. Из раздробленного цементного камня после определённой степени гидратации цемента невозможно вновь получить прочный монолит.

2. Путём образования коагуляционных структур, возникновение которых не связано с образованием новой фазы, т.е. с нарушением метастабильных состояний. Такие структуры, являющиеся как бы равновесными, возникают вследствие коагуляционного сцепления частиц дисперсной фазы через тонкие остаточные прослойки вытесняемой при сцеплении жидкой дисперсионной среды, играющей роль гидродинамической смазки.

Структуры таких дисперсных систем можно разделить на возникающие в суспензиях и эмульсиях и возникающие в

коллоидных, малоконцентрированных системах. Первые обусловлены упругостью сольватных оболочек, которые препятствуют взаимодействию частиц и определяют стабильность системы. При достаточно утолщенных гидратных оболочках частицы почти не взаимодействуют (дефлокуляция), и механическая прочность структуры в этом случае мала. Структуры второго типа могут возникать в том случае, когда частицам свойственна большая анизодиаметричность формы (например, при достаточно большом количестве глинистых частиц в единице объема). Частицы твердой фазы, взвешенные в жидкой среде, взаимодействуют ван-дер-ваальсовыми молекулярными силами сцепления по наиболее лиофобным участкам поверхности наименее защищенными сольватными оболочками. Если эти лиофобные участки занимают значительную долю поверхности частиц, то в результате коагуляции возникают сравнительно компактные агрегаты — хлопья, содержащие довольно много твердой фазы по объему (компактная коагуляция). Если лиофобные участки сосредоточены только в отдельных местах, например, по концам и ребрам вытянутых палочкообразных или пластинчатых частиц, то сцепления по таким центрам коагуляции вызывают образование сплошного, но весьма рыхлого каркаса, называемого коагуляционной структурой.

Таким образом, возникновение коагуляционных структур неразрывно связано с явлением коагуляции, которая протекает в дисперсных системах в два этапа — гидрофильный и гидрофобный.

Связь коагуляционных процессов и возникновение пространственных структур целесообразно проследить на суспензии глинистых частиц. При гидрофильной коагуляции концентрация электролита мала, катионы скапливаются на концах и ребрах глинистых частиц и таким образом гидрофобизируют их. Большая часть поверхности остается гидрофильной. Лишенные электрической защиты глинистые частицы контактируют по наиболее активным центрам, образуя в системе пространственную решетку, которая придает ей свойства студня или твердого тела, обладающего прочностью, упругостью и другими подобными качествами.

Структурообразование в дисперсной системе происходит в течение определенного времени. В результате структурообразования система со свойствами псевдозоля приобретает характерные черты геля (лиогея). В состоянии покоя такие гели упрочняются, а попавшая в ячейки вода теряет свою подвижность. Однако перемешивание системы нарушает коагу-

ляционную структуру и возвращает системе свойства жидкости (золя). Это явление, подробно изученное Фрейндлихом, носит название тиксотропии. Восстановление таких коагуляционно-тиксотропных структур в покое обусловлено тем, что образующие их частички связаны между собой ван-дер-ваальсовыми силами через тонкие прослойки жидкой среды. Эти прослойки обеспечивают возможность восстановления контактов в результате благоприятных соударений в броуновском движении.

В результате неправильного выбора момента перемешивания в приборах типа консистометра могут возникнуть условия, когда разрушается каркас, в результате чего прочность камня получается заниженной. Это дает основания предполагать, что прочность цементного камня в заколонном пространстве также понижается, если процесс цементирования (по времени) захватывает кристаллизационный период формирования структуры. Такой случай может быть если сроки схватывания раствора меньше времени, необходимого для процесса цементирования скважины.

Процесс гидратации при перемешивании происходит более интенсивно и ускоренно, но конечная целостность и прочность камня зависят от того, в какой период твердения цементный раствор подвергается перемешиванию. Если перемешивание оканчивается во время индукционного периода, то оно может способствовать ускорению процессов гидролиза и гидратации цемента.

Постоянное длительное перемешивание способствует разрушению структуры. Вследствие увеличения удельной поверхности цементных зерен в растворе усиливается способность перемешиваемой суспензии к структурообразованию, что приводит к упрочению структуры.

Существенное влияние на процесс твердения оказывают температура и давление. При этом прежде всего ускоряется гидратация, изменяется растворимость твердых веществ в жидкой фазе, что влияет на степень и механизм пересыщения. При более высоких температурах изменяется фазовый состав продуктов гидратации цементов, шлаков и других вяжущих материалов.

Повышение температуры интенсивно ускоряет сроки схватывания тампонажных растворов. На рис. 4.1 показана зависимость сроков схватывания от температуры.

Давление также влияет на процесс схватывания, но эффект ускорения схватывания от его действия значительно ниже (рис. 4.2). Повышение давления от атмосферного до

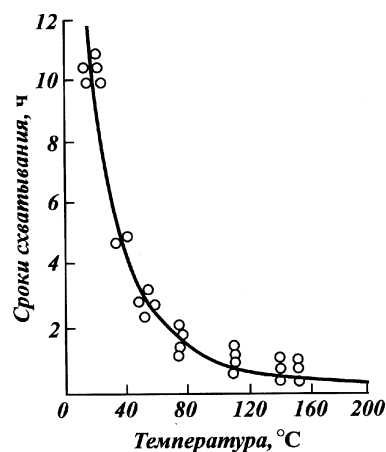


Рис. 4.1. Кривая влияния температуры на сроки схватывания цементных растворов

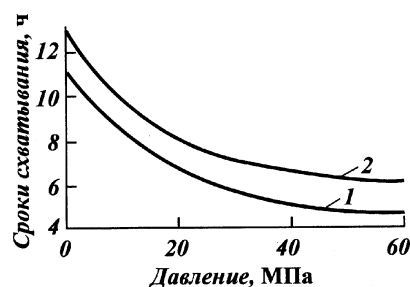


Рис. 4.2. Кривые влияния давления на сроки схватывания цементных растворов:
1 – портландцементный раствор;
2 – шлакоцементный раствор

50–70 МПа сокращает сроки схватывания портландцементного раствора на 30–50 %. Влияние давления на шлаковые растворы несколько меньше.

Повышение температуры и давления одновременно способствует большему сокращению сроков схватывания тампонажных растворов, чем каждый из указанных факторов.

Повышение водоцементного отношения способствует удлинению сроков схватывания всех применяемых тампонажных растворов, однако отчетливое влияние его прослеживается при температурах не выше 75 °C (рис. 4.3). При более высоких температурах повышение водоцементного отношения не оказывает влияния на сроки схватывания.

Чем выше тонкость помола цемента, тем быстрее при прочих равных условиях наступают сроки схватывания раствора. Однако для сохранения первоначальной подвижности тампонажного раствора с увеличением удельной поверхности цементного порошка необходимо повышать количество воды для затворения, что несколько снижает ускоряющий эффект. При температуре 100 °C тонкость помола портландцемента на сроки схватывания не влияет, так как практически все растворы, изготовленные из портландцементов, в этих условиях схватываются за 20–40 мин.

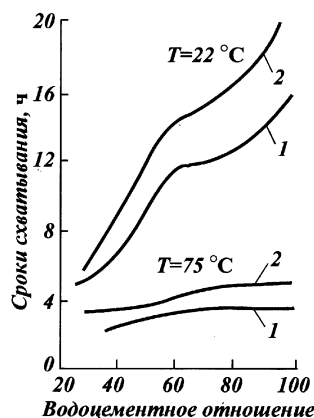


Рис. 4.3. Кривые влияния водоцементного отношения на сроки схватывания цементных растворов: 1 — начало схватывания; 2 — конец схватывания

Существенное влияние на сроки схватывания оказывают перемешивание раствора и его интенсивность. Если перемешивание производилось в течение времени, меньшего, чем время наступления коагуляционного структурообразования (примерно в течение сроков схватывания), то раствор быстро схватывается с последующим интенсивным увеличением ранней прочности. Если перемешивание захватывает процесс образования каркаса цементного камня при достаточной интенсивности и полноте перемешивания, то структура разбивается, дезинтегрирует и масса имеет зернистое строение.

Активность шлаковых растворов возрастает с повышением температуры и давления. Однако большинство основных гранулированных свежемолотых шлаков при затворении водой схватываются даже при комнатных условиях. При температуре 75 °C начало их схватывания составляет 1,5–3,0 ч, что позволяет рекомендовать их к применению в скважинах с повышенной температурой.

§ 1. ÑÖ î é ê ã Ä ñ à ü Ñ à è è Ö è ç õ î ë à ë í Õ à

Деформация любых тел определяется особенностью их внутреннего строения, а также величиной и характером деформирующих сил.

Законы течения и деформации тела являются предметом изучения реологии — особого раздела физико-химической механики. В реологии тесно переплетены идеи и методы гидромеханики и теории упругости. Цель реологии — составить

такую систему уравнений, связывающую напряжения, деформации и скорости деформаций, которые были бы применимы для любых тел. В настоящее время рассмотрены только частные случаи деформации реальных тел.

Любое тело изменяется, деформируется под действием внешних сил. Отношение силы F к площади S ее действия называют напряжением:

$$p = F/S.$$

Напряжение в какой-либо точке данного сечения можно разложить на нормальное σ или p_n (по нормали к сечению) и касательное τ или p_t (по касательной к сечению). Внешним силам противодействуют внутренние силы, которые определяются суммарным действием сил отталкивания и сцепления между отдельными элементами тела.

Деформацией называют смещение частиц тела относительно друг друга. Различные деформации можно разделить на деформации растяжения, сжатия, сдвига, изгиба и кручения. Изменение формы тела под действием внешних сил характеризуется величиной относительной деформации:

$$\varepsilon = \Delta L/L.$$

В случае растяжения или сжатия L обозначает первоначальную длину тела, а ΔL — изменение этой длины. При сдвиге, для которого характерно параллельное смещение всех слоев тела друг относительно друга, ΔL определяет смещение какого-либо слоя, а L — его расстояние от неподвижного слоя.

Если деформация тела исчезает при устранении внешних сил, то тело и деформация называются упругими. Под действием всестороннего равномерного давления любые тела можно рассматривать как идеально упругие.

Если тело после снятия нагрузки не принимает своей первоначальной формы, то это свидетельствует о том, что наряду с упругой деформацией существует и пластическая деформация. Тело называется пластическим, если оно способно без разрушения переносить значительные пластические деформации, намного большие по сравнению с упругими деформациями.

Идеальная пластичность (абсолютная податливость к изменению формы) свойственна идеальным жидкостям, т.е. они начинают течь под действием минимальной касательной силы. Для истинных жидкостей справедлива формула Ньютона

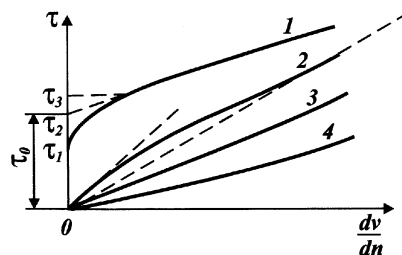


Рис. 4.4. Основные типы реологических кривых

$$\tau = \mu dv/dn,$$

где μ — коэффициент динамической вязкости; dv/dn — градиент скорости по нормали.

Графически уравнение представляет прямую, проходящую через начало координат с угловым коэффициентом, равным μ (рис. 4.4, кривая 3).

Изучение реальных тел показало, что лишь немногие из них удовлетворяют уравнению Ньютона. Поведение любого тела под воздействием внешних сил определяется его внутренней структурой, величиной и скоростью прикладываемых напряжений. Уравнения состояния в реологии связывают кинематическую величину (деформацию) с динамической величиной (напряжением) при помощи параметров, которые являются характеристиками вещества.

Согласно теории Максвелла о периоде релаксации, не существует принципиальных различий между механическими свойствами жидкостей и упругих тел. Под релаксацией понимают самопроизвольное "рассасывание" упругих напряжений при постоянной деформации. Природа этого явления обусловлена непрерывным хаотическим тепловым движением частиц тела, в результате которого рассеивается (переходит в тепло) запасенная при деформировании упругая энергия. Период релаксации определяет время, необходимое для уменьшения упругих напряжений в $\hat{A}$ раз ($\hat{A}$ — основание натуральных логарифмов). Исходя из этой теории, все реальные тела можно расположить в ряд между упруготвердыми и маловязкими жидкостями.

Отношение времени действия силы к периоду релаксации определяет поведение данного тела, как твердого, так и жидкого. При этом любая жидкость может рассматриваться как упругое тело, если время действия силы (время наблюдения) намного меньше периода релаксации. Напротив, твердое тело обнаруживает течение, если время действия силы больше периода релаксации.

Введение дисперсной фазы в ньютоновскую жидкость до определенной величины объемного заполнения увеличивает вязкость, не нарушая линейной зависимости между τ и dv/dn . А. Эйнштейн, разработав теорию вязкости суспензий на примере раствора сахара, нашел, что вязкость суспензии μ' в зависимости от концентрации можно вычислить по формуле

$$\mu' = \mu(1 + \alpha\varphi),$$

где α — постоянный коэффициент, зависящий от формы частиц; φ — отношение объема дисперсной фазы вместе с сольватными оболочками к объему дисперсионной среды.

Однако при достижении определенного объемного заполнения твердой фазы такая линейная зависимость нарушается, что воспринимается как аномалия вязкости, впервые замеченная Т. Гремом. Аномалия вязкости в ряде систем наблюдается уже при ничтожных концентрациях дисперсной фазы (например, при 0,0045 % пятиокси ванадия или 0,01 % бентонита в воде). В зависимости от дисперсной фазы и ее концентрации такие системы, часто называемые пластичными, могут приближаться по своим свойствам к жидким или твердым телам.

Для определения аномальной вязкости η_a пластичных тел Ф.Н. Шведов предложил уравнение

$$\eta_a = E\lambda + \frac{\tau_1}{v},$$

где τ_1 — предельное напряжение сдвига; v — скорость деформации.

Это уравнение справедливо для систем, которые начинают течь тогда, когда внешние силы превышают предел текучести τ_1 , т.е. обладают свойствами как жидкости, так и твердого тела.

Независимо от Ф.Н. Шведова Е. Бингам, исследовав грубые суспензии глин и тонко растертых красок в воде при достаточно высоких скоростях сдвига, предложил следующее уравнение вязкопластичного течения:

$$\frac{dv}{dn} = \frac{1}{\eta_a} (\tau - \tau_2).$$

В этом случае деформация начинается после того, как обшие касательные напряжения τ достигают некоторого предельного значения τ_2 , называемого предельным динамическим напряжением сдвига.

Отклонения от предложенного закона течения при малых скоростях сдвига Бингам объясняет нелинейным характером распределения скоростей по сечению капилляра, а Букингам — пристенным скольжением. Дальнейшие исследования показали, что подобные объяснения не соответствуют действительности.

Оба уравнения одинаковы по смыслу с той разницей, что величина τ_1 является истинным пределом текучести, а величина τ_2 определяет предельное динамическое напряжение сдвига, получаемое экстраполяцией прямолинейной части реологической кривой (кривой консистенции) до оси напряжений (см. рис. 4.4, кривая 1). Гоувинк предложил третий предел текучести τ_3 , соответствующий минимальному напряжению сдвига, при котором функция $\tau = f\left(\frac{dv}{dn}\right)$ становится линейной.

Многие современные авторы используют объединенное уравнение Шведова — Бингама

$$\tau = \tau_0 + \eta \left(\frac{dv}{dn} \right),$$

которое графически представляет собой прямую, отсекающую на оси напряжений отрезок, равный τ_0 — динамическому сопротивлению сдвига, а ее угловой коэффициент определяет постоянную пластическую вязкость η , не зависящую от градиента скорости. Это уравнение для различных случаев независимо друг от друга проинтегрировали многие исследователи.

Переменной характеристикой для пластичных тел является эффективная вязкость $\eta_{эф}$, определяемая как вязкость некоторой истинной жидкости. Если в уравнении Шведова — Бингама разделить обе части на dv/dn , то получим

$$\eta_{эф} = \frac{\tau}{dv/dn} = \frac{\tau_0}{dv/dn} + \eta.$$

При $\tau_0 = 0$ имеем $\eta_{эф} = \eta = \mu$ (или μ').

Для ряда тел с аномальной вязкостью трудно найти предел текучести. Такие тела некоторые авторы называют псевдопластичными (рис. 4.4, кривая 2), так как в определенном интервале напряжений они подчиняются уравнению Шведова — Бингама и характеризуются двумя областями, в которых эффективная вязкость $\eta_{эф.min}$ и $\eta_{эф.max}$ постоянна, причем в области минимальных значений эффективной вязкости может

наблюдаться ньютоновская вязкость. В интервале от $\eta_{\text{эф. min}}$ до $\eta_{\text{эф. max}}$ система течет с постоянной пластической вязкостью η . Рейнер предложил оценивать величину аномалии вязкости псевдопластичных тел отношением $\eta_{\text{эф. max}}/\eta_{\text{эф. min}}$.

К телам, у которых отсутствует предел текучести, относятся и дилатантная жидкость (рис. 4.4, кривая 4). Эффективная вязкость этой жидкости с повышением градиента скорости увеличивается. Особенности поведения дилатантных жидкостей, по мнению Рейнольдса, объясняются тем, что если в покое и при медленном течении минимального объема жидкой фазы достаточно для заполнения пустот между частицами и уменьшения трения, то при больших скоростях сдвига плотная упаковка частиц нарушается и имеющейся жидкости становится недостаточно для смазки трущихся поверхностей.

Рассмотренные выше жидкости, отличающиеся от ньютоновских более сложной зависимостью функции $\tau = f\left(\frac{dv}{dn}\right)$,

принято относить к первому из трех классов разнообразных неньютоновских жидкостей. Этот класс включает жидкости, свойства которых не зависят от времени или продолжительности действия напряжения сдвига. К ним относятся: а) бингамовские пластичные жидкости (суспензии пород); б) псевдопластичные жидкости (растворы полимеров); в) дилатантные жидкости (густая водная суспензия крахмала).

Второй, более сложный, класс неньютоновских систем включает жидкости, свойства которых зависят от продолжительности действия напряжения сдвига. К ним относятся: а) тиксотропные жидкости (большинство буровых промывочных растворов); б) реопектические жидкости (золи окиси ванадия и суспензия гипса в воде), для которых характерно постоянное структурообразование при сдвиге.

Тиксотропные жидкости обладают структурой, разрушение которой является функцией времени (рис. 4.5). При разрушении структуры с постоянной скоростью сдвига напряжение сдвига уменьшается. Если не препятствуют внешние силы, то тиксотропная структура восстанавливается самопроизвольно, т.е. форма кривой течения зависит от времени выдержки системы при каждом значении скорости сдвига. Наибольший интерес представляют кривые течения, полученные при условии достижения равновесной степени разрушения при каждой скорости сдвига.

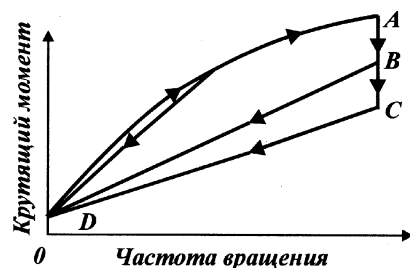


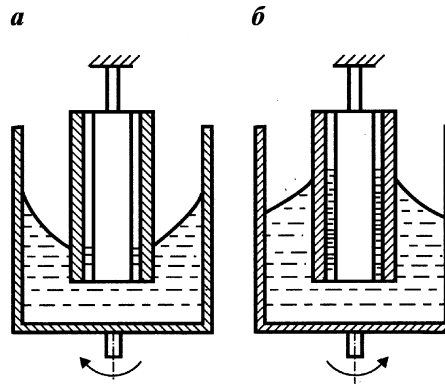
Рис. 4.5. Реологические кривые тиксотропного тела

Г. Грин и Р. Уэлтмэн, исследовав различные суспензии, нашли, что площадь $DABC$ (петля гистерезиса) является показателем степени тиксотропии деформируемой системы. Согласно их данным, восходящая ветвь всегда криволинейна, в то время как нисходящая прямолинейна независимо от того, из какой точки восходящей кривой она берет начало. Однако дальнейшие исследования показали, что криволинейность свойственна в общем случае обеим ветвям. Если скорость сдвига сохраняется постоянной, то напряжение сдвига уменьшается, например, от точки A до точки C . Уменьшение затем скорости сдвига вызывает уменьшение напряжения сдвига по прямой CD . Возможны и промежуточные линии, например, BD . Нисходящую ветвь таких жидкостей при условии ее прямолинейности можно описать уравнением Бингама.

К третьему классу относятся жидкости, которые можно характеризовать некоторыми свойствами твердого тела. Это — вязкоупругие жидкости (смолы, раствор КМЦ), обладающие способностью к упругому восстановлению формы после деформации, которая происходит во время течения. При течении таких жидкостей кроме обычных тангенциальных напряжений возникают перпендикулярные к направлению потока напряжения, вызывающие, например, эффект Вейссенберга. Эти напряжения "стягивают" такую систему к центру и вверх, в результате чего жидкость, преодолевая центробежные силы и силы тяжести, поднимается по стержню (цилиндру), вращающемуся в ней. На рис. 4.6 показано различие свободной поверхности для истинной жидкости (a) и структурированной системы (b) как в каналах неподвижного цилиндра, так и в зазоре ротационного вискозиметра.

Таким образом, промывочная жидкость, обладающая тиксотропией и проявляющая в ряде случаев эффект Вейссенберга, только в первом приближении может быть отнесена к телу Бингама. Уравнением Бингама иногда оказывается целесообразно описать лишь участок реологической кривой.

Рис. 4.6. Нормальное напряжение в жидкости (эффект Вейссенберга)



Один из основных вопросов реологии вязкопластичных тел — определение функции $\tau(\epsilon')$ или зависимости эффективной вязкости от напряжения τ . Различными исследователями предпринимались многочисленные попытки установить реологическую функцию в общем виде и для отдельных типов материалов. Однако до настоящего времени не достигнуто удовлетворительных результатов.

М. Рейнер предложил величину текучести $\varphi = 1/\eta_{эф}$ выразить в виде степенного ряда:

$$\varphi = \varphi_0 + \sum_{i=1}^n a_i \tau^i; \quad \varphi = (\varphi_0 + a_0)|_{\tau=0},$$

где a_0 — подвижность покоя.

Учитывая требуемую на практике точность, можно ограничиваться двумя или тремя членами этого ряда.

Коренной недостаток такого представления функции — отсутствие определенного физического смысла у коэффициентов ряда. Это затрудняет анализ и прогнозирование свойств системы.

Другим способом описания реологических кривых является зависимость вида

$$\epsilon = k\tau^n \text{ или } \varphi = k\tau^{n-1},$$

где k и n — постоянные числа для данного материала.

Эта зависимость, как и степенный ряд, не является физическим законом. Так как размерность величины τ постоянна, то при переходе от одного материала к другому показатель n , а следовательно, и размерность φ (или ϵ) меняются, т.е. сколько материалов, столько и законов течения.

Из этого уравнения следует, что при $\tau = 0$ имеем $\varphi = 0$, т.е. подвижность покоя равна нулю, что противоречит опыту. При $\tau \rightarrow \infty$ имеем $\varphi \rightarrow \infty$, что также лишено смысла, т.е. степенная зависимость, как и уравнение Шведова или Бингама, описывает ограниченный участок реологической кривой.

Реологические кривые дисперсных систем могут включать в общем виде все указанные участки. В принципе можно использовать набор данных функций с указанием границ применимости каждой из них, например, начальный прямолинейный участок аппроксимировать уравнением Шведова, следующий криволинейный участок — степенной функцией, затем линейный участок — уравнением Бингама и, наконец, переход к области предельного разрушения структуры — полиномом n -й степени.

Однако при таком подходе нельзя надеяться установить четкую закономерность для границ между участками. На такой неопределенной основе весьма трудно синтезировать гидравлические закономерности течения дисперсных систем в различных устройствах. А отсутствие физического смысла ряда коэффициентов затрудняет проведение физико-химического анализа исследуемых систем.

Изучение законов деформации привело к созданию ряда теоретических реологических тел, которые моделируют механические свойства реальных тел с помощью пружин, ползунов и поршней. Сложные тела обычно представляют совокупностью ряда простых тел.

Упругое тело изображается пружиной, мгновенно изменяющей свою длину в зависимости от величины приложенного напряжения (рис. 4.7, а); вязкое тело моделируется невесомым поршнем с отверстиями,двигающимися в цилиндре с вязкой жидкостью (рис. 4.7, б). Ползуны (рис. 4.7, в) используют для описания жесткопластичного тела, которое начинает деформироваться тогда, когда внешние напряжения превышают критический предел текучести τ_0 . Параллельное соединение упругого и вязкого элементов позволяет получить модель упруговязкого тела, полное напряжение которого складывается из напряжения, соответствующего упругой деформации, и напряжения, вызванного вязким течением. Последовательное соединение этих элементов представляет собой известное тело Максвелла, скорость деформации которого описывается следующим уравнением:

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{d\varepsilon_1}{dt} + \frac{d\varepsilon_2}{dt} = \frac{1}{E} \frac{dp}{dt} + \frac{p}{\mu},$$

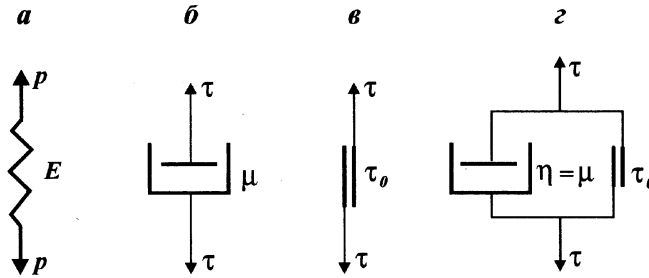


Рис. 4.7. Механические модельные тела

где $d\epsilon_1/dt$ — скорость упругой деформации; $d\epsilon_2/dt$ — скорость вязкой деформации; dp/dt — градиент давления.

При постоянной нагрузке такое тело непрерывно течет. Если тело Максвелла подвергается постоянной деформации $\frac{d\epsilon}{dt} = 0$, то начальное напряжение p_0 в нем ослабляется по закону

$$p(t) = p_0 e^{-\frac{t}{\lambda}}.$$

Особенности течения глинистых растворов в первом приближении можно описать модельным вязкопластическим телом Шведова — Бингама, которое состоит из параллельно соединенных поршня и ползуна (рис. 4.7, г)¹.

Деформационные и релаксационные процессы многих дисперсных систем с достаточной точностью можно проследить при помощи последовательно соединенных моделей Максвелла — Шведова и Кельвина.

Модель Максвелла — Шведова состоит из последовательно связанных пружины с модулем E_1 и поршня, моделирующего наибольшую пластическую вязкость η_1 . Поршень блокирован ползуном, моделирующим предел текучести p_{k1} . Модель Кельвина представлена параллельно соединенными упругими элементами с модулем E_2 и поршнем, моделирующим вязкость упругого последствия η_2 .

Относительная деформация модели Максвелла — Шведова и Кельвина, развивающаяся за время t , при $p = \text{const}$ определяется уравнением

$$\epsilon' = \frac{p}{E_1} + \frac{(p - p_{k1})}{\eta_1} + \frac{p}{E_2} \left[1 - \exp \left(-\frac{E_2}{\eta_2} t \right) \right].$$

¹В специальной литературе, посвященной модельным телам, различают тело Шведова и тело Бингама.

Согласно уравнению относительная суммарная деформация состоит из быстрой эластической $\epsilon_0 = p/E$, медленной эластической $\epsilon_2 = p/E_2$ и пластической деформации

$$\epsilon_1 t = \frac{p - p_{kl}}{\eta_1} t.$$

Для характеристики упругопластично-вязких свойств таких систем достаточно следующих инвариантных констант: $E_1, E_2, \eta_1, \eta_2, p_{kl}$.

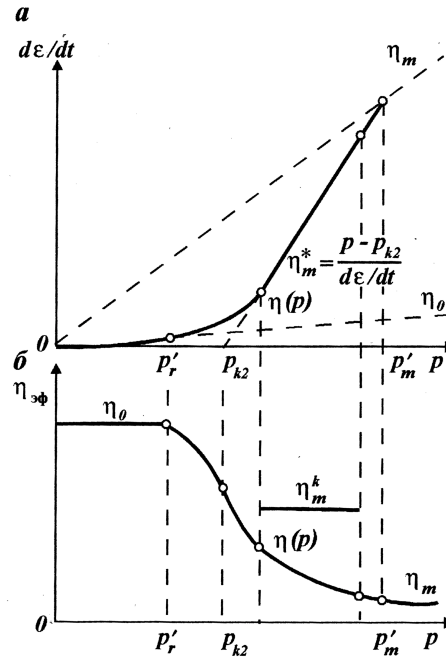
Метод моделей и в настоящее время имеет большое значение для исследования деформационных процессов, но ему свойственны некоторые недостатки: 1) невозможно вскрыть внутреннюю природу, строение реальных тел, объясняющих данный тип деформации при известных напряжениях; 2) отсутствуют количественные соотношения между реальными телами, свойства которых определяются сложным молекулярным взаимодействием и простыми механическими моделями; 3) развитие деформаций в системах с разрушающимися при этом структурами невозможно описать с помощью простых моделей, а создание более сложных моделей практически лишено смысла.

Исследования П.А. Ребиндера и его учеников показали, что более существенным признаком отличия жидкости от твердого тела является отсутствие или наличие пространственной сетки (скелета или структуры со свойственной ей прочностью). Вопрос о наличии пространственной структуры в данном теле решается с помощью измерения механических свойств, например, по картине деформаций сдвига под действием постоянного напряжения, постепенно увеличивающегося от опыта к опыту.

Основной характеристикой структурно-механических свойств дисперсных систем считается их эффективная вязкость. Характер зависимости эффективной вязкости и итогового периода релаксации от напряжения сдвига позволяет разделить все реальные тела на две основные группы без резкой границы между ними: жидко- и твердообразные системы.

В жидкообразных системах, реологическая кривая которых представлена на рис. 4.8, с увеличением напряжения сдвига эффективная вязкость постепенно уменьшается от области ее максимального постоянного значения до области минимального постоянного значения. При напряжениях, изменяющихся от очень малых величин до величины предела

Рис. 4.8. Характерные реологические кривые (а) и зависимость эффективной вязкости от напряжения сдвига (б) для жидкообразных систем



прочности структуры p_r' , тело медленно течет с постоянной максимальной вязкостью η_0 . В тех случаях, когда напряжения превышают величину p_m' , тело течет с постоянной минимальной вязкостью η_m , характерной для предельно разрушенной структуры.

Величина минимальной эффективной вязкости даже при максимальной степени разрушения структуры может быть значительно больше ньютоновской вязкости при той же степени объемного заполнения дисперсной фазы, рассчитанной без учета взаимодействия между ее частицами, так как решетка частично сохраняется при любой скорости сдвига.

В жидкообразных системах с увеличением p не обнаруживается скачкообразного изменения $\eta_{эф}$. Если на кривой течения имеется широкий прямолинейный участок, соответствующий наиболее крутому наклону к оси p , то для практических расчетов целесообразно использовать условный динамический предел текучести p_{k2} и наименьшую пластическую вязкость $\eta_m^* = \frac{p - p_{k2}}{d\epsilon/dt}$ (по Бингаму), которая определяется котан-

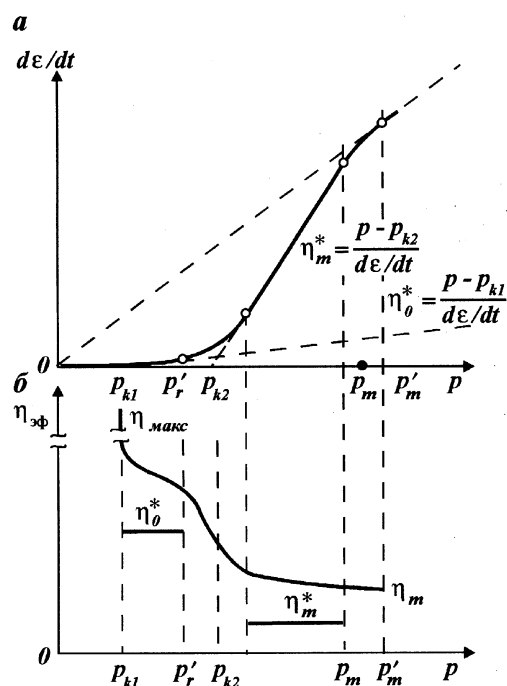


Рис. 4.9. Характерные реологические кривые (а) и зависимость эффективной вязкости от напряжения сдвига (б) для твердообразных систем (истинно или условно пластичных тел)

генсом угла наклона к оси абсцисс ($\operatorname{tg} \alpha = 1/\eta_m^*$). Течение с вязкостью η_0 происходит с практически не разрушенной структурой, которой соответствуют модули E_1 , E_2 и вязкость упругого последействия η_2 . Реологические кривые, соответствующие жидкообразным системам, были экспериментально получены Б.В. Веденевым и Н.В. Михайловым.

Для твердообразных систем характерно резкое падение эффективной вязкости (рис. 4.9), позволяющее определить предел текучести системы p_{k1} . Твердообразные системы можно разделить на истинно пластичные, наибольшая вязкость которых практически бесконечна, и условно пластичные, для которых наибольшую вязкость можно измерить. Таким образом, твердообразные системы отличаются от жидкообразных наличием ярко выраженного истинного или условного нижнего предела текучести.

Истинный предел текучести совпадает с пределом упругости системы и является тем минимальным напряжением сдвига, при котором еще не обнаруживается течения. Условный предел текучести определяется таким касательным напряжением, при котором еще наблюдается течение типа ползучести с практически не разрушенной структурой. Выше него происходит лавинообразное разрушение структуры, что вызывает уменьшение эффективной вязкости на несколько порядков.

Буровые (глинистые) растворы относятся к условно-пластичным телам. Так, на примере 10 %-ной суспензии бентонитовой глины показано, что в области практически не разрушенной структуры такая суспензия течет с ньютоновской вязкостью, достигающей 10^6 Па·с, а при переходе через предел текучести значение вязкости уменьшается до 10^{-2} Па·с.

Для практических расчетов течения вязкопластических тел целесообразно использовать значения пластической вязкости и динамического сопротивления сдвигу (по Шведову или Бингаму), если имеется достаточно широкий участок линейной зависимости касательных напряжений от градиента скорости.

Анализ семейства кривых кинетики развития деформации во времени при $p = \text{const}$ в неразрушенных структурах и особенности реологической кривой течения в области разрушения позволяют для полной характеристики структурно-механических свойств реальных систем использовать следующие независимые константы.

1. *Модули упругости (сдвига) E*: а) модуль быстрой эластической деформации $E_1 = p/(\epsilon_m \epsilon_0)$, развивающейся после наложения напряжения сдвига p и исчезающей после разгрузки со скоростью звука; б) модуль медленной эластической деформации $E_2 = p(\epsilon_m - \epsilon_0)$ или равновесный модуль $E = p/\epsilon_m = E_1 E_2 / (E_1 + E_2)$; $1/E = \frac{1}{E_1} + \frac{1}{E_2}$ и соответствующий

полному развитию высокоэластической деформации. Равновесный модуль E заменяет E_1 и E_2 в тех случаях, когда невозможно строгое разграничение во времени упругой и замедленно развивающейся, т.е. пластической деформации.

2. *Вязкости η* и соответствующие им периоды релаксации $\theta_1 = \eta/E$: а) наибольшая предельная ньютоновская вязкость, т.е. условно-постоянная вязкость практически не разрушенной структуры η_0 ; б) наименьшая постоянная вязкость практически предельно разрушенной структуры η_m — переход-

ными между η_0 и η_m являются значения эффективной, так называемой структурной переменной вязкости, убывающей с ростом напряжения (или градиента скорости) $\eta_0 > \eta_{эф}(p) > \eta_m$; в) наибольшая пластическая вязкость (шведовская) $\eta_0^* = (p - p_{k1})/(d\varepsilon/dt)_{кон}$; г) наименьшая пластическая вязкость (бингамовская) $\eta_m^* = (p - p_{k2})/(d\varepsilon/dt)$; д) вязкость упругого последствия — развития эластической деформации $\eta_2 = \frac{p}{d\varepsilon/dt_1 - d\varepsilon/dt_2}$.

3. *Граничные напряжения p_i* : а) условная граница практически не разрушенной структуры p'_r (граница условно-постоянной вязкости); б) условная граница практически предельно разрушенной структуры p'_m .

4. *Пределы текучести p_k* : а) истинный предел текучести p_k , совпадающий с истинным пределом упругости (предел ползучести); б) условный статический предел текучести p_{k1} .

5. *Прочность структуры*: а) при упругохрупком или эластическом разрыве p'_r ; б) при пластично-вязком разрушении p .

Перечисленные константы, которые могут быть измерены в опыте, позволяют вычислить: максвелловы периоды релаксации $\theta_1 = \eta_0/E$, период упругого последствия (эластичности) $\theta_2 = \eta_2/E_2$, деформируемости $1/E_1$, $1/E_2$, $1/E$, текучести $1/\eta$, подвижности $1/\eta^*$ и пластичности по Воляровичу p_{k1}/η_0^* или p_{k2}/η_m^* .

Эти характеристики позволяют достаточно полно описать структурно-механические свойства систем, обладающих качествами как идеально упругих тел, так и истинно вязких жидкостей. Эти характеристики широко применяются при исследовании упругопластичных твердых тел и структурированных жидкостей. Кроме того, приведенные константы позволяют проследить деформационные процессы в различных телах и выявить их закономерности.

В зависимости от условий деформирования различные неньютоновские жидкости могут проявлять различные свойства. В связи с этим каждый из методов оценки структурно-механических характеристик является ограниченным.

Следует отметить, что метод оценки структурно-механических характеристик дисперсных систем должен соответствовать условиям использования и деформирования на практике, так как только в этом случае выявленный комплекс

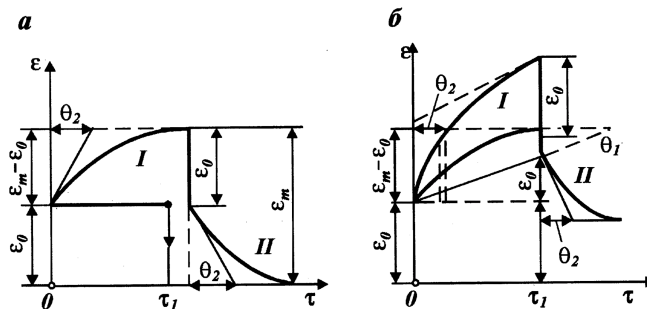


Рис. 4.10. Кинетика развития деформации для твердообразных систем:

$a - p < p_k$; $b - p > p_k$; I — при нагрузке ($p = \text{const}$); II — при разгрузке ($p = 0$)

характеристик наиболее эффективно может быть использован для контроля и управления этими системами.

Исследование кинетики деформаций имеет большое значение для изучения структурно-механических свойств реальных тел. При исследовании дисперсных систем с неразрушенными структурами следует пользоваться методикой $\varepsilon(t)$ при $p = \text{const}$.

На рис. 4.10 приведены два графика, отражающие в общем виде кинетику развития деформации ε твердообразных систем при нагрузке $p = \text{const}$ и разгрузке $p = 0$.

В твердообразных системах развитие деформации во времени зависит от величины приложенного постоянного напряжения. При напряжениях сдвига меньших, чем предел прочности структурной сетки, эти тела с абсолютно жесткими частицами обнаруживают замедленную упругость, аналогичную высокоэластичности, которая обусловлена гибкостью макромолекул каучукоподобных веществ. Это явление связано с изменением взаимной ориентации анизодиаметричных частиц после приложения напряжения сдвига $p < p_k$. При этом различают быструю и медленную эластические деформации, которым соответствуют период истинной релаксации θ_1 и период релаксации упругого последствия θ_2 . Быстрая эластическая деформация связана с поворотом частиц под действием напряжения вокруг коагуляционных контактов, что ведет к уменьшению угла между ними, а медленная вызвана не только поворотом, но и скольжением контакта по поверхности одной из частиц.

В момент времени t_1 возникает быстрая эластическая деформация ϵ_0 , которой соответствует условно-мгновенный модуль упругости $E_1 = p/\epsilon_0$. Затем развивается медленная эластическая деформация $\epsilon_m - \epsilon_0$. При снятии нагрузки (t_2) вначале исчезает деформация ϵ_0 , а затем $\epsilon_m - \epsilon_0$. Следует отметить, что в термодинамическом смысле эта деформация необратима, так как упругое последствие (упругий гистерезис) сопровождается рассеиванием энергии.

Напряжения, превышающие p_{k1} , наряду с упругими деформациями вызывают деформацию течения ϵ_3 с переменной эффективной вязкостью.

Исследование водных суспензий бентонитовых глин позволило выявить три типа кривых напряжение сдвига — деформация, зависящих от характера структурообразования и разрушения структуры: 1) структурообразование с хрупким разрывом; 2) структурообразование с пластичным разрывом; 3) пластичное течение. Обработка суспензии позволяет изменять тип структурообразования.

Механизм развития деформаций твердообразного тела, соответствующий начальному участку реологической кривой, описываемой объединенной моделью Максвелла — Шведова и Кельвина, можно представить следующим образом.

Сдвиговая высокоэластичность коагуляционных структур совершенно жестких анизодиаметричных частиц (палочки, пластинки) дисперсной фазы в отличие от эластомеров с гибкими цепями молекул связана с взаимной ориентацией этих частиц в направлении сдвига. Каждому значению деформации сдвига соответствует определенная степень ориентации. В области практически неразрушенных структур различают два следующих деформационных процесса.

1. Развитие быстрой высокоэластичной деформации с периодом релаксации порядка $10^{-2} - 10^{-3}$ с. Этот процесс связан с поворотом частиц вокруг коагуляционных контактов без скольжения, в результате чего уменьшается угол между осями частиц и повышается степень их ориентации.

2. Развитие медленной высокоэластической деформации с периодом $10^{-2} - 10^{-3}$ с (до 1 ч), что обуславливается не только поворотом вокруг узлов контакта, но и перемещением этих контактов по поверхности одной из частиц в сторону сдвига.

Высокоэластические деформации коагуляционной структуры более чем в 10^3 раз превышают истинно упругие.

При разгрузке вначале исчезает быстрая, а потом и медленная высокоэластическая деформация. Это объясняется энтропийным характером соответствующих величин сдвига-

вых деформаций — самопроизвольным возрастанием энтропии, определяющим изотермическое уменьшение свободной энергии при обратной дезориентации частиц.

Теоретический расчет E_m согласуется с экспериментальными данными (для 10 %-ной суспензии бентонита).

Одновременно с развитием данных деформационных процессов происходит истинно вязкое течение (ползучесть) с периодом релаксации $\theta_1 = \eta_0/E_m$ порядка часов с эффективной вязкостью η_0 порядка 10^2 Па · с, которым вполне можно пренебречь при малых напряжениях сдвига за сравнительно короткие промежутки времени, достаточные для завершения даже медленной высокоэластической деформации.

Экспериментальные работы позволяют оценивать величины p_{k1} и η_1 буровых (глинистых) растворов.

Изучение процессов развития рассмотренных деформаций позволяет наиболее глубоко исследовать механизм возникновения и характер дисперсных структур, так как любая физико-химическая обработка системы, изменяющая условия взаимодействия частиц в узлах и число контактов, проявляется в изменении развития деформационного процесса.

Исследованию физического смысла характеристик вязкопластичных дисперсных систем посвящены работы различных авторов. П.А. Ребиндер считает, что τ_0 и η — константы простейшей математической теории пластичности, позволяющей рассчитывать ряд случаев ламинарного потока. Они определяются физико-химическим состоянием системы.

Прочность в общем случае зависит от задаваемой скорости нагружения (или скорости деформации) и убывает (вследствие релаксации) с уменьшением этой скорости. Это явление удобно проследить при анализе кривых $p(t)$ или $p(\epsilon)$, которые можно построить, используя метод $\dot{\epsilon} = \text{const}$. Этот метод наряду с методом $p = \text{const}$ является одним из основных при исследовании свойств буровых растворов.

Для упругопластично-вязких материалов при очень низких скоростях деформации, когда скорость нарастания напряжения соизмерима со скоростью релаксации, эти кривые (рис. 4.11) отражают монотонный рост p с увеличением t или ϵ . Начальная восходящая ветвь кривых плавно переходит в ветвь, параллельную t или ϵ и соответствующую установившемуся режиму деформации при напряжении $p_{уст}$. Значение $p_{уст}$ определяется скоростью релаксации и скоростью деформации. Для быстро релаксирующих веществ при низких скоростях деформации установившийся режим течения наступает быстро и при низких значениях $p_{уст}$. Вос-

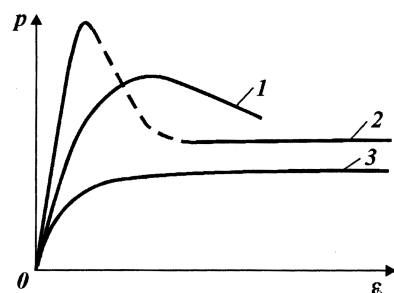


Рис. 4.11. Зависимость p от ϵ при $\dot{\epsilon} = \text{const}$:
1 — пластическое разрушение; 2 — хрупкое разрушение; 3 — пластическое течение

ходящая ветвь кривых обращена вогнутой стороной к оси t (или ϵ).

При повышении скорости деформации монотонные кривые переходят в кривые с максимумом, причем в значительном интервале $\dot{\epsilon}$ максимум достигается при одних и тех же значениях ϵ , и отвечающее максимуму напряжение остается постоянным. Вслед за максимумом кривые напряжения круто падают и переходят в ветви установившегося режима деформации.

Переход через максимум обусловлен, например, разрушением структурного каркаса глинистой суспензии и ориентацией частиц глины в направлении деформирования. Этот процесс изменения структуры дисперсной системы сопровождается более или менее резким снижением сопротивления деформированию. Переход через максимум напряжения, который принято называть пределом сдвиговой прочности, знаменует собой превращение глинистой дисперсии из твердобразного тела в жидкость, способную деформироваться неограниченно долго.

Понятие предела сдвиговой прочности соответствует понятию предельного напряжения сдвига. Однако предел сдвиговой прочности имеет более четкий физический смысл и определяется как особая точка на кривой $p(\dot{\epsilon})$ или $p(t)$, тогда как предельное напряжение сдвига определяется по началу развития необратимых деформаций, что визуально трудно отметить с большой точностью.

В некотором интервале низких скоростей деформации пластичные системы, к которым относятся глинистые промывочные растворы, сохраняют постоянное значение предела сдвиговой прочности, не зависящее от скорости деформирования. Такое постоянное значение напряжения принято именовать пределом текучести p_m , поскольку только после до-

стижения p_m начинается течение, сопровождающееся разрушением структуры.

По-видимому, независимые от скорости сдвига показатели предельного статического напряжения сдвига для тиксотропных систем могут быть получены только случайно, когда изменение прочности структуры за счет тиксотропного упрочнения компенсируется релаксацией напряжения. Процесс разрушения структуры при переходе через предел сдвиговой прочности называется структурной релаксацией напряжения в отличие от истинной релаксации, обусловленной тепловым движением молекул и частиц суспензии. Начиная с некоторых значений $\dot{\epsilon}$, проявляется зависимость предела прочности от $\dot{\epsilon}$, которая усиливается с его ростом. В связи с существованием такой зависимости методика определения p_m для буровых растворов предусматривает частоту вращения наружного цилиндра прибора СНС-2 не выше 0,2 об/мин, при которой предел прочности практически остается постоянным и, следовательно, жесткость динамометра должна незначительно влиять на результаты измерения.

С увеличением $\dot{\epsilon}$ в процесс принудительного разрушения структуры вовлекаются легко деформируемые податливые агрегаты частиц, которые до разрушения претерпевают большие деформации. Это приводит к отклонению начального восходящего участка кривой $p(t)$ или $p(\epsilon)$ от прямой линии в сторону больших деформаций с ростом ϵ .

Следует отметить, что термин *разрушение структуры* в системе при переходе через предел прочности необходимо связывать не просто с разрушением, а с изменением структуры материала, в которое включается также ориентация анизодиаметричных частиц, десольватация, высвобождение жидкой среды, иммобилизованной внутри структурной сетки, и другие механизмы снижения сопротивления деформации. Нисходящая ветвь кривой $p(\epsilon)$ отражает завершение указанного сложного процесса изменения структуры и переход на установившийся режим течения.

Время выхода на установившееся течение может изменяться в широких пределах и достигать нескольких часов в зависимости от природы материала и скорости деформирования. Для ускорения достижения установившихся режимов деформирования буровых растворов рекомендуется их предварительное деформирование при очень высоких скоростях. У высокоструктурированных глинистых суспензий после перехода через предел прочности и снижения напряжения сдвига вновь наблюдается его повышение, затем снова снижение

напряжения и т.д. Это явление имеет общее значение для тиксотропных пластичных систем. Выход на установившийся режим течения обеспечивается в этом случае применением очень жесткого динамометра. Снижение жесткости динамометра и скорости деформации вызывает возрастание амплитуды колебаний напряжения. Колебания напряжения могут быть устранены также предварительным деформированием при более высоких скоростях с доведением до установившегося течения.

Изменения структуры суспензии при переходе через предел прочности могут быть обратимыми (что свидетельствует о наличии тиксотропии) и необратимыми (при механодеструкции частиц твердой фазы). Обратимые и необратимые изменения структуры могут сочетаться. Расчленение их достигается повторным измерением реологических характеристик суспензии после завершения тиксотропного восстановления структуры.

У сильноконцентрированных суспензий анизодиаметричных частиц обратная дезориентация может не достигать полного развития, в результате чего система сохраняет в покое анизотропию в течение длительного времени (так называемая застывшая структура частично ориентированных частиц). Таким образом, для концентрированных суспензий необратимость связана также с ориентационным эффектом (наряду с механодеструкцией).

Анализ кривых $p(t)$ и $p(\epsilon)$ позволяет вычислить ряд параметров, необходимых для построения кривых течения исследуемых материалов.

Метод постоянной деформации ($\epsilon = \text{const}$) используется для измерения самопроизвольного снижения напряжения после прекращения деформирования суспензии. На основании кривой $p = p(t)$ при условии $\epsilon = \text{const}$ определяется скорость релаксации напряжений, которая в общем случае является функцией времени и лишь в простейшем случае максвелловской жидкости — постоянной величиной.

Исследование зависимости напряжения p от скорости деформации $\dot{\epsilon}$ при установившихся режимах течения позволяет определять вязкостные свойства промывочных жидкостей и тампонажных растворов.

В общем случае кривая $p = p(\dot{\epsilon})$ состоит из двух прямолинейных участков, соответствующих верхнему и нижнему режимам ньютоновского течения в области неразрушенных и предельно разрушенных структур, и расположенного между ними криволинейного участка (структурной ветки), описыва-

ющего ньютоновское поведение суспензии. Для буровых растворов структурная ветвь часто может заканчиваться прямолинейным участком, что позволяет использовать при характеристике этого участка реограммы уравнение Шведова — Бингама.

В координатах $\dot{\epsilon} - p$ можно представить зависимость напряжения от скорости сдвига не только для установившихся режимов течения ($\epsilon_{уст}, p_{уст}$), но и для моментов начала течения ($p_m - \dot{\epsilon}$), соответствующих переходу через предел прочности, и для всех промежуточных режимов неустановившегося течения (между p_m и $p_{уст}$).

На основании кривой $p = p(\dot{\epsilon})$, соответствующей установившимся режимам течения, определяются следующие важнейшие реологические характеристики глинистой суспензии: $p_{k1}, \eta_1, p_{k2}, \eta_m^*$.

Обобщенная реологическая характеристика вязкопластичных систем, к которым относятся глинистые суспензии, отличается от характеристики других аномальных жидкостей, не обладающих пластичностью, рядом существенных особенностей: 1) нижний ньютоновский режим течения наблюдается лишь при течении со сверхнизкими скоростями, когда напряжения не превышают предела текучести — нижнего предела прочности (явление ползучести); 2) аномалия вязкости может проявляться при напряжениях ниже предела текучести (но вблизи этого предела), когда разрушение структуры еще не совершается; 3) разрушение структуры после перехода через предел текучести может быть выражено очень резко, что приводит к быстрому и значительному падению эффективной вязкости (иногда на несколько десятичных порядков); 4) в некотором интервале напряжения сдвига на установившихся режимах течения не только отстают от роста $\dot{\epsilon}$ (аномалия вязкости), но могут даже снижаться с ростом $\dot{\epsilon}$ (явление сверханомалии); 5) возможен граничный случай между аномалией и сверханомалией, когда напряжение сдвига остается постоянным в определенном диапазоне значений $\dot{\epsilon}$.

При непрерывном изменении скорости деформации или напряжения сдвига, а также если их измерения осуществляются за короткие отрезки времени, структура суспензии не успевает достичь установившегося, равновесного состояния, что приводит к отклонению фактически построенной кривой течения ($p - \dot{\epsilon}$) от равновесной кривой ($p_{уст} - \epsilon_{уст}$), соответствующей установившимся режимам течения. Между восходящей и нисходящей ветвями кривой течения в области

структурного течения (т.е. течения с меняющейся от одного к другому структурой) образуется петля гистерезиса.

Петля гистерезиса образуется не только из-за недостатка времени пребывания суспензии при каждой данной скорости деформирования, но и также вследствие развития необратимых в условиях течения разрушений структуры. Чтобы выяснить причину образования петли гистерезиса в каждом конкретном случае, необходимо проведение повторных измерений после предоставления материалу длительного "отдыха" (покоя).

Явление тиксотропии во многом усложняет исследование прочностных характеристик дисперсных систем. Измеренные параметры при этом определяются временем пребывания системы в покое или длительностью ее деформирования при постоянной скорости сдвига или обоими этими факторами. Вместе с тем и анализ тиксотропных свойств дисперсных систем предполагает исследование кинетики изменения каких-либо структурно-механических характеристик во времени.

Изучению явления тиксотропии, которое имеет большое значение для буровых растворов, посвящено много работ отечественных и зарубежных авторов, однако еще не выработана общепринятая методика измерения и оценки величины тиксотропности системы.

В промышленности в настоящее время нет строго обоснованного критерия тиксотропии как для условия покоя, так и течения. Для приближенной оценки этой величины используют отношение предельного статического напряжения сдвига после 10 мин выдержки в покое к такому же напряжению после минутного покоя $\theta_{10}/\theta_1 = K_t$. Обладая определенным физическим смыслом, коэффициент тиксотропии K_t не отражает кинетики упрочнения структуры во времени.

Гаррисон, исследовав скорость нарастания предельного статического напряжения сдвига во времени t для бентонитовых растворов, нашел, что это изменение можно определить по формуле

$$\theta_t = \frac{\theta_{\max} K t}{1 - K t},$$

где θ_t — статическое напряжение сдвига в момент времени t ; $\theta_{\max}$ — максимальное статическое напряжение сдвига; K — константа скорости.

Проверка показала, что для упрочняющихся со временем растворов можно использовать эту формулу при подсчете $\theta_{\max}$. Необходимость определения $\theta_{\max}$ вызвана тем, что остановка циркуляции раствора в скважине обычно длится несколько часов. За это время структура успевает приобрести максимальную прочность. В координатах $(t/\theta)t$ экспериментальные точки в основном ложатся на прямую, угловой коэффициент которой равен $1/\theta_{\max}$, а отрезок на оси составляет $1/K\theta_{\max}$. Лучше всего на прямую ложатся точки в интервале $\theta_{10} - \theta_{120}$, так как на их величины мало влияет остаточная структура после перемешивания. Измерение двух характеристик в этом интервале дает возможность определить $\theta_{\max}$. Однако существует большой ряд систем (например, известковые), для которых эта формула не применима, так как прочность структуры в них обычно за первые 10–20 мин достигает максимума, а затем уменьшается. Возможно, это явление связано с синерезисом.

Следует отметить, что расчет $\theta_{\max}$ по данной методике ориентировочен и может быть осуществлен, если измеренные значения предельного статического напряжения сдвига соответствуют криволинейному участку кривой упрочнения.

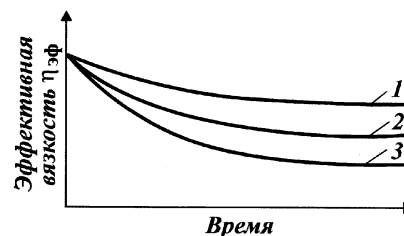
Строгую количественную оценку тиксотропии дал П.А. Ребиндер с сотрудниками, характеризуя ее изменением во времени предельного напряжения сдвига и других упруго-пластических параметров, причем график данной зависимости является кривой тиксотропного превращения структурированной системы.

Большинство авторов пытались исследовать тиксотропию вискозиметрическими методами. На рис. 4.12 показано характерное изменение эффективной вязкости во времени, измеренной на ротационном вискозиметре при различной частоте вращения внешнего цилиндра n .

Таким образом, тиксотропия может стать причиной неинвариантности в зависимости от метода измерения реологиче-

Рис. 4.12. Кривые изменения эффективной вязкости тиксотропного вещества с течением времени при различной частоте вращения внешнего цилиндра ротационного вискозиметра:

1, 2, 3 — частота вращения 100; 300 и 600 об/мин соответственно



ских параметров дисперсных систем. Действительно, при изучении вязкостных свойств структурированных систем оказалось, что форма реологической кривой, полученной для одной и той же системы, зависит от условий эксперимента, выполненного даже на одном вискозиметре, т.е. величины η_m^* и p_{k2} не являлись инвариантными. Это в ряде случаев служит причиной отказа от выдвинутых теорий вязкопластического течения, так как эти теории обосновывают постоянство значений η_m^* и p_k .

В связи с этим некоторые исследователи применяли разные методы определения вязкостных свойств дисперсных систем, выдвигали свои теории механизма течения пластичных тел.

Тиксотропная вязкопластичная дисперсная система может находиться в бесчисленном множестве состояний, каждому из которых соответствует определенное строение структуры системы и одна пара p и $\dot{\epsilon}$. На координатной плоскости $p - \dot{\epsilon}$ каждое состояние системы изображается в виде характеристической точки. Переход из одного состояния системы в другое состоит в изменении (перестройке) структуры системы и проявляется в изменении p и $\dot{\epsilon}$, что графически изображается перемещением характеристической точки.

Состояния, в которых может находиться система, делятся на установившиеся (равновесные) и неуставившиеся (неравновесные). Совокупность установившихся состояний изображается на плоскости $p - \dot{\epsilon}$ в виде непрерывного ряда точек — равновесной кривой течения. Все остальные состояния являются неуставившимися и изображаются совокупностью точек, расположенных по обе стороны от линии равновесных состояний.

Использование точек, соответствующих неравновесным состояниям, без учета фактора времени в принципе позволяет получить неравновесную реологическую кривую любой формы. Измеряя неравновесные реологические параметры для анализа дисперсных систем, необходимо стандартизировать время достижения неравновесного состояния при каждой $\dot{\epsilon}$ (или p).

Состояние покоя дисперсной системы как одна из разновидностей состояний, соответствующее $\dot{\epsilon} = 0$, также может быть установившимся и неуставившимся. Переход покоящейся системы от неуставившихся состояний к установившемуся изображается движением точки по оси p в направлении роста p , что отражает процесс тиксотропности упрочнения структуры в покое.

§ 2. $\frac{d\sigma}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} \rho v^2 \right) = \rho v \frac{dv}{dt}$ $\frac{d\sigma}{dt} = \rho v \frac{dv}{dt} = \rho v \frac{dv}{dt} = \rho v \frac{dv}{dt}$ $\frac{d\sigma}{dt} = \rho v \frac{dv}{dt} = \rho v \frac{dv}{dt} = \rho v \frac{dv}{dt}$

Для изучения структурно-механических свойств реальных тел предложены и применяются разнообразные методы и приборы. Принципиальные особенности и методы измерения позволяют разделить их на следующие основные группы.

1. Приборы, основанные на изучении закономерностей течения вязкой жидкости между двумя коаксиально-цилиндрическими поверхностями (ротационные вискозиметры). При этом измеряется момент, необходимый для вращения одного из цилиндров (внутреннего или наружного) в испытуемой жидкости с известной угловой скоростью; по их знаниям и конструктивным размерам цилиндров определяются структурно-механические характеристики.

2. Приборы, основанные на методе продавливания вязкой жидкости через капиллярные трубки (капиллярные вискозиметры). Искомые характеристики определяют по расходу через капиллярную трубку известных размеров и по перепаду давления, необходимому для проталкивания жидкости.

3. Приборы, основанные на тангенциальном смещении пластинки в исследуемой жидкости. В этих приборах (типа прибора Вейлера — Ребиндера) по величине силы сопротивления перемещению пластинки определяются структурно-механические характеристики.

4. Приборы, основанные на погружении конического (или более сложной формы) индентора в исследуемый образец (конический пластометр). О пределе прочности судят по максимальной глубине его погружения в дисперсную систему.

5. Другие приборы (маятниковые, магнитострикционные вискозиметры и т.д.).

Для сходимости результатов измерения структурно-механических параметров в общем случае необходимо соблюдать следующие условия: 1) подготовка образца характеризуется строго регламентированным механическим воздействием; 2) скорость нагружения образца находится в оптимальных пределах, так как согласно полученным данным ее величина определяет характер разрушения структуры; 3) сдвиг не должен происходить на границе раствора с твердой поверхностью, так как на его величину большое влияние оказывает шероховатость стенок (иногда понижение предельного напряжения сдвига возможно вследствие обра-

зования на стенке прибора тонкого слоя дисперсионной среды).

Так, при измерении структурно-механических свойств бурового раствора делается допущение о полном его прилипании к измерительной поверхности. Однако если это требование не выполняется, то возникают условия для некорректного определения предельного статического напряжения сдвига. В данном случае измеряемая величина зависит не только от прочности коагуляционно-тиксотропной структуры, но и от соотношения адгезионных, когезионных и смешанных (адгезионно-когезионных и когезионно-адгезионных) сил в плоскости деформации сдвига.

В нефтепромысловой практике обычно используются ротационные и капиллярные вискозиметры-пластометры. Так, для исследования тампонажных растворов разработан специальный вискозиметр капиллярного типа, дающий возможность оценивать τ_0 и η при температурах до 90 °С. Прибор представляет собой модификацию известных капиллярных вискозиметров с соответствующим изменением емкости для перемешивания раствора и замерного узла. Его особенностью является возможность проведения отсчетов времени при движении определенного объема цементного раствора по капилляру. Реологические характеристики определяются по известной методике.

Для исследования вязкопластичных свойств буровых растворов созданы ротационные приборы. Наибольшую известность за рубежом получили приборы Фэнн, позволяющие производить исследования в широком интервале температур. В России созданы вискозиметры ВСН-2, ВСН-2М и ВСН-3.

§ 3. $\epsilon \epsilon \epsilon \text{A} \ddot{\text{O}} \zeta \zeta \epsilon \epsilon \dot{\text{I}} \grave{\text{a}} \epsilon \dot{\text{I}} \epsilon \dot{\text{I}} \grave{\text{a}} \dot{\text{I}} \dot{\text{I}} \epsilon \epsilon \epsilon \text{A} \epsilon \text{A} \acute{\epsilon} \zeta \text{A} \zeta \grave{\text{a}} \ddot{\text{U}}$ $\zeta \dot{\text{I}} \text{A} \grave{\text{a}} \grave{\epsilon} \epsilon \zeta \text{A} \ddot{\text{U}} \zeta \ddot{\text{O}} \dot{\text{I}} \epsilon \text{A} \epsilon \dot{\text{I}} \zeta \epsilon \epsilon \text{A} \dot{\text{I}}$

По отношению к различным незатвердевающим системам (глинистые растворы, грунты и др.) тампонажные растворы являются более сложными в связи с тем, что процессы структурообразования в них обуславливаются в основном химическими процессами, непрерывно меняющимися состав и концентрацию компонентов. В связи с этим воспроизвести реологические свойства этих растворов практически невозможно.

Изучение изменения реологических свойств тампонажных растворов необходимо, так как это дает возможность при-

ближенно определить гидравлические потери при движении их в трубах и затрубном пространстве, установить скорость, которая может обеспечить турбулентный режим течения растворов в кольцевом пространстве. Знание характера изменения реологических свойств тампонажных растворов от действия различных условий позволит избежать многочисленных осложнений, связанных с так называемыми явлениями преждевременного схватывания.

Применительно к цементированию нефтяных и газовых скважин впервые в России изучением реологических свойств цементных растворов занимался Р.И. Шищенко. В дальнейшем эти работы были развиты другими исследователями.

Анализ большого количества неудачных цементирований показывает, что существующая методика определения пригодности цементных растворов для этих процессов по срокам схватывания недостаточно приемлема, так как не учитывает времени потери подвижности раствора вследствие его загустевания. В связи с этим возникает необходимость в экспериментальном определении вязкости η и динамического напряжения сдвига тампонажных растворов τ_0 .

Для определения вязкости и динамического напряжения сдвига тампонажных растворов использование ротационных вискозиметров затруднено вследствие загустевания раствора в зазоре между коаксиальными цилиндрами при его центрифугировании. В случае изучения цементно- и шлакопесчаных растворов с немолотым кварцевым песком опыты проводить трудно, а результаты их неустойчивы. Кроме того, значения η и τ_0 , найденные с помощью ротационных вискозиметров, существенно отличаются от соответствующих значений, вычисленных по результатам измерений при ламинарном течении глинистых растворов в трубах. Для цементных растворов указанные расхождения могут быть, видимо, еще большими. Не подходят и капиллярные вискозиметры обычной конструкции, несмотря на ряд их преимуществ, из-за трудности определения момента прохождения уровня цементного раствора через отметки. Неизвестны пока вискозиметры, дающие возможность определять η и τ_0 при совместном воздействии на тампонажные растворы температуры и давления.

Точность и достоверность реологических характеристик цементных растворов зависит от скорости течения, перемешивания, температуры, давления и т.д.

Измерения, проведенные на специальном вискозиметре, позволили выявить некоторые особенности течения тампонажных растворов.

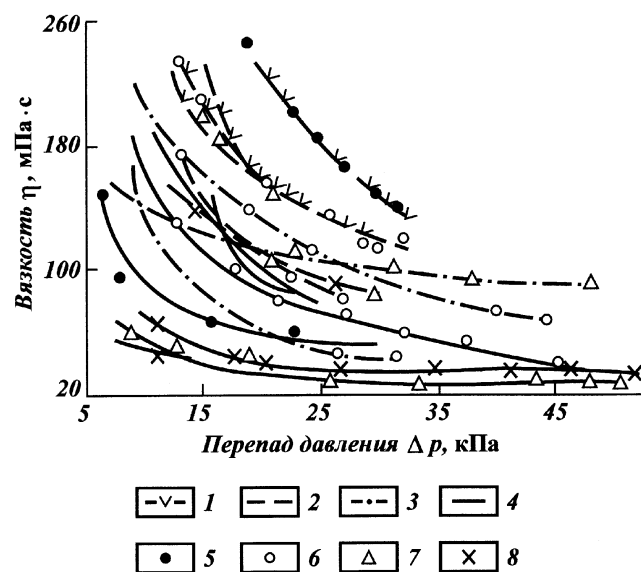


Рис. 4.13. Кривые изменения вязкости тампонажных растворов:
 1 – В/Ц = 0,45; 2 – В/Ц = 0,5; 3 – В/Ц = 0,4, обработан 0,4 %-ным ССБ;
 4 – В/Ц = 0,4, обработан 0,6 %-ным ССБ; 5, 6, 7, 8 – температура 20, 40, 60
 и 80 °С соответственно

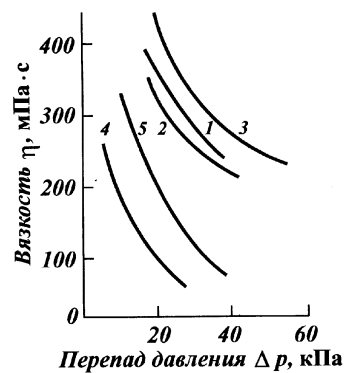


Рис. 4.14. Кривые вязкости цементно-бentonитовых растворов через 1 ч после затворения

Как видно из рис. 4.13, цементные растворы различных составов обладают явно выраженным структурообразованием, и минимальное значение вязкости для растворов с водоцементным отношением 0,45 находится в пределах 120 мПа · с, а для растворов с водоцементным отношением 0,5 оно меньше.

Цементно-песчаные растворы в приведенных опытах имели повышенную вязкость по сравнению с обычными. Добавки ССБ способствовали снижению вязкости цементных и цементно-песчаных растворов.

На рис. 4.14 представлены результаты опытов с цементно-бентонитовыми растворами. Эти растворы обладают резко выраженной структурной вязкостью, минимальное значение которой лежит в пределах 120–200 мПа·с. Кроме того, наблюдается тенденция к увеличению структурообразования при повышении температур от 40 до 60 °С. У смесей состава 1 : 1 при температуре 60 °С вследствие сильного загустевания вязкость определить не удалось. При цементировании без разделительных пробок или при установке мостов цементный и глинистый растворы смешиваются. Образовавшаяся смесь с повышением температуры сразу начинает загустевать, образуется трудно прокачиваемый тампон, в результате чего повышается давление прокачивания.

Номер кривой на рис. 4.14.....	1	2	3	4	5
Пропорция смеси.....	3 : 1	3 : 1	2 : 1	3 : 1	2 : 1
ССБ.....	0,3	0,6	0,6	1	1
Температура, °С.....	—	60	60	60	60

П р и м е ч а н и е. Содержание воды 70 %.

Вязкость цементно-бентонитовых растворов можно снизить разбавлением их водой или обработкой химическими реагентами. Последняя наиболее приемлема, так как позволяет без значительных колебаний заданной плотности раствора в широких пределах варьировать величинами вязкости.

В качестве реагента-разжижителя применяется ССБ в количестве 0,3, 0,6 и 1 % к массе смеси. Даже при относительно высоких концентрациях реагента-разжижителя снижение вязкости цементно-бентонитовых растворов менее интенсивно, чем чистых портландцементных растворов.

ÉÎ‡,‡ 5

Àì ê éÇ ð Õ è ê é â ð Ç é ó ç ð Õ ê Ä ë í Ç é ê ð

§ 1. í à è ð Àì ê éÇ ð ï ê Ä ë í Ç é ê é Ç à ì ë ä é Ç à ü à ï è ê à â Õ ç Õ ç à ü

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций — обеспечение быстрого углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми породами. Характер и интенсивность этого взаимодействия определяются природой и составом дисперсионной среды. По составу этой среды буровые растворы делятся на три типа: растворы на водной основе, растворы на нефтяной основе и газообразные агенты.

На рис. 5.1 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также характер их действия.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливают исходя из их геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

§ 2. Àì ê éÇ ð Õ ê Ä ë í Ç é ê ð ç Ä Ç é Ñ ç é â é ë ç é Ç Õ

Применение технической и морской воды в качестве бурового раствора связано в этом случае с наличием благоприятных для процесса бурения свойств. В результате использования технической и морской воды вместо глинистого раствора проходка на долото повышается на 15—20 %, а механическая скорость проходки — на 25—40 %.

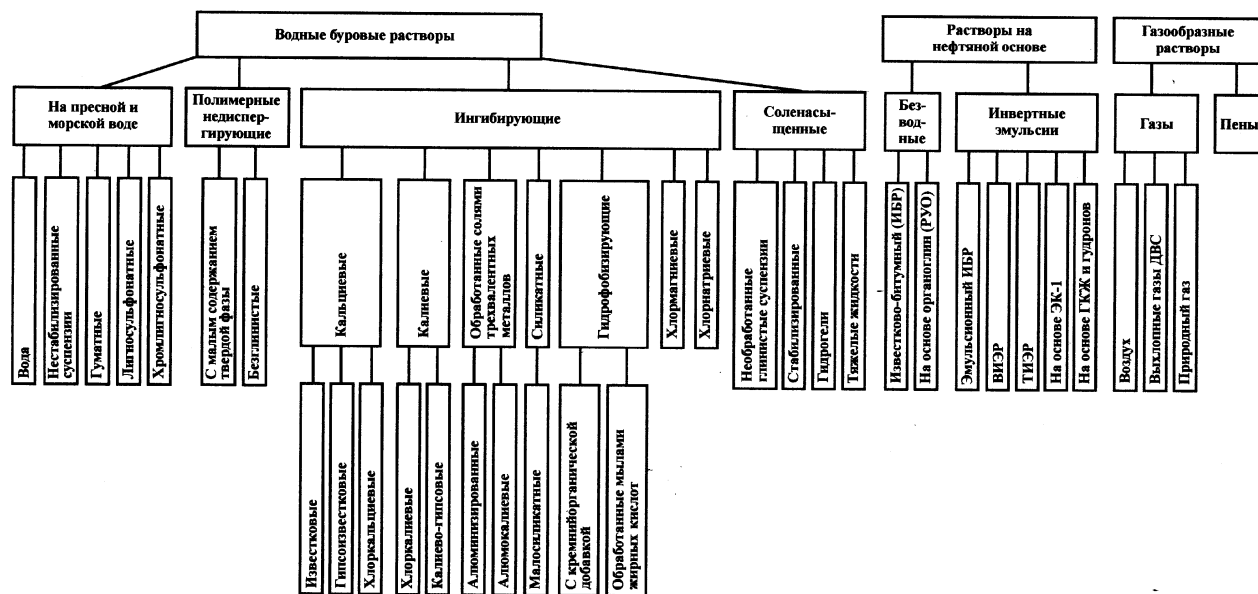


Рис. 5.1. Классификация буровых растворов

Однако вода как буровой раствор имеет недостатки: в перерывах между циркуляциями она не удерживает шлам в скважине во взвешенном состоянии, глинистые отложения набухают, разупрочняются, снижается устойчивость ствола скважины. Поэтому применение воды как эффективного бурового раствора допустимо лишь при бурении сравнительно неглубоких скважин в твердых неглинистых породах карбонатно-песчаного комплекса, а также в гипсах и других отложениях.

Фильтрация воды в продуктивные пласты резко снижает их нефтеотдачу вследствие создания водяного барьера, образования устойчивых водонефтяных эмульсий, набухания содержащихся в пласте глинистых минералов, препятствующих притоку нефти в скважину, что серьезно затрудняет освоение и ввод скважин в эксплуатацию.

НЕСТАБИЛИЗИРОВАННЫЕ ГЛИНИСТЫЕ СУСПЕНЗИИ И СУСПЕНЗИИ ИЗ ВЫБУРЕННЫХ ПОРОД

Эти растворы представляют собой водные суспензии, образованные в процессе бурения путем "самозамеса" из разбурываемых пород.

Нестабилизированные глинистые суспензии и суспензии из выбуренных пород применяют в основном при бурении с поверхности в сравнительно устойчивом разрезе, сложенном малопроницаемыми породами. В зависимости от типа исходной глины и состава разбурываемых пород такие растворы имеют в среднем следующие показатели: плотность 1,05–1,24 г/см³, условная вязкость 25–50 с, показатель фильтрации, СНС и рН не регламентируются.

В процессе бурения показатели нестабилизированных глинистых суспензий из выбуренных пород регулируются разбавлением водой.

ГУМАТНЫЕ РАСТВОРЫ

К этому виду относится буровой глинистый раствор, стабилизированный углещелочным реагентом (УЩР). Применяют такой раствор при бурении в сравнительно устойчивом разрезе, в котором отсутствуют набухающие и диспергирующиеся глинистые породы. Допустимая минерализация для гуматных растворов не более 3 %, термостойкость их в этих условиях не превышает 120–140 °С. В отсутствие минерализации фильтрация гуматных растворов остается небольшой даже

при температуре 200 °С, однако при высокой температуре усиливается загустевание раствора.

В зависимости от коллоидальности глины и жесткости воды на приготовление 1 м³ гуматного раствора требуется (в кг): глины 50–200, сухого УЩР 30–50, Na₂CO₃ 3–5 (при необходимости), воды 955–905, утяжелитель добавляют до необходимой плотности раствора. При этом обеспечивается возможность получения растворов со следующими свойствами: плотность 1,03–2,2 г/см³, условная вязкость 20–60 с, СНС₁ = 18÷60 дПа, СНС₁₀ = 36÷120 дПа, показатель фильтрации 4–10 см³/30 мин, рН = 9÷10.

На повторные обработки в процессе бурения требуется 3–5 кг УЩР на 1 м³ раствора. УЩР совместим с большинством реагентов (полиакрилатами, лигносульфонатами, КМЦ), для предотвращения загустевания при забойных температурах выше 100 °С раствор обрабатывают УЩР в сочетании с хроматами (0,5–1 кг на 1 м³ раствора).

ЛИГНОСУЛЬФОНАТНЫЕ РАСТВОРЫ

Лигносульфонатные растворы – буровые глинистые растворы, стабилизированные лигносульфонатными реагентами (иногда в сочетании с УЩР).

Используются при разбуривании глинистых отложений, гипсов, ангидритов и карбонатных пород. Главной функцией лигносульфонатных реагентов является понижение вязкости, основанное на сочетании стабилизирующего и ингибирующего эффектов. Ингибирующее действие кальциевой ССБ в пресных растворах мягче, чем действие извести. Раствор термостоек до 130 °С.

При бурении в глинистых разрезах наиболее эффективно разжижается раствор при комбинированных обработках ССБ и УЩР.

В зависимости от качества исходной глины на приготовление 1 м³ лигносульфонатного раствора требуется (в кг): глины 80–200, ССБ 30–40, УЩР 10–20, NaOH 5–10, пеногасителя 5–10, воды 940–900, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Указанные пределы компонентного состава обеспечивают получение растворов с показателями: плотность 1,06–2,2 г/см³, условная вязкость 18–40 с, показатель фильтрации 5–10 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷45 дПа, СНС₁₀ = 12÷90 дПа, рН = 8÷10.

ХРОМЛИГНОСУЛЬФОНАТНЫЕ РАСТВОРЫ

Хромлигносульфонатные растворы — буровые глинистые растворы, стабилизированные хромлигносульфонатными (феррохромлигносульфонатными) реагентами (окзил, ФХЛС, КССБ-4) или указанными реагентами в сочетании с полимерами (КМЦ, М-14, метас, гипан). Эти растворы предназначены для разбуривания глинистых и аргиллитоподобных пород при высоких забойных температурах. Они отличаются более высокой по сравнению с гуматными и лигносульфонатными растворами устойчивостью к загущающему действию глин и более высокой термостойкостью (до 180 °С).

Наибольший разжижающий эффект достигается при pH бурового раствора 9–10.

На приготовление 1 м³ раствора только на основе хромлигносульфонатных реагентов (в пересчете на сухое вещество) необходимо (в кг): глины 80–200, окзила (или ФХЛС) 10–20, КССБ-4 40–30, NaOH 2–5, Na₂Cr₂O₇ или (или K₂Cr₂O₇) 0,5–1, пеногасителя 3–5, воды 940–900, утяжелителя — до получения требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,06–2,2 г/см³, условная вязкость 18–40 с, показатель фильтрации 4–10 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷45 дПа, СНС₁₀ = 12÷90 дПа, pH = 9÷10.

Для приготовления 1 м³ хромлигносульфонатного раствора, в состав которого входят полимерные реагенты, в пересчете на сухие вещества необходимо (в кг): глины 40–100, NaOH 3–5, полимерного реагента (КМЦ, М-14, метас и др.) 3–5, окзила 30–50, хроматов 0,5–1, воды 965–925, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03–2,2 г/см³, условная вязкость 25–60 с, показатель фильтрации 3–6 см³/30 мин, СНС₁ = 18÷60 дПа, pH = 8÷9.

В качестве основы для хромлигносульфонатного раствора могут быть использованы глинистая суспензия, приготовленная из предварительно гидратированной и диспергированной глины, или ранее применявшийся раствор.

В хромлигносульфонатный, как и в лигносульфонатный, можно перевести любой пресный раствор. Регулирование показателей хромлигносульфонатного раствора аналогично лигносульфонатному. Показатель фильтрации регулируется добавками полимерного реагента (0,5–1 кг реагента на 1 м³ бурового раствора).

ПОЛИМЕРНЫЕ НЕДИСПЕРГИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ

Полимерные недиспергирующие буровые растворы — водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбуриваемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышению механической скорости проходки и проходки на долото).

Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов — предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты-флокулянты селективного действия (например, гидролизированный полиакриламид — ПАА), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы.

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250 °С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.

Полимерные недиспергирующие растворы предназначены для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в отложениях, характеризующихся высоким содержанием глин, в том числе (до 80 %) высококоллоидальных и потенциально неустойчивых, и в крепких, устойчивых карбонатно-глинистых разрезах, а также для вскрытия продуктивных пластов.

Полимерные растворы могут быть безглинистыми. В этом случае раствор представляет собой воду с добавкой полимера, обычно не гидролизованного ПАА, улучшающего реологические свойства воды и ее выносящую способность и флокулирующего выбуренную породу.

Для приготовления 1 м³ полимерного недиспергирующего раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 40–50, полимера (КМЦ, М-14, метас) 4–5, воды 810–850, ПАА 25–50 (0,5%-ного раствора), нефти 100–80, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03–2 г/см³, условная вязкость 20–60 с, показатель фильтрации 5–8 см³/30 мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 24÷90 дПа, рН = 8÷9. Один из

основных показателей качества полимерного недиспергирующего раствора — низкое содержание глинистой фазы, объемная доля которого не должна превышать 1,5–2 %.

Для приготовления 1 м³ безглинистого раствора требуется 975–970 л воды и 25–30 кг ПАА (8 %-ной концентрации).

Для приготовления полимерного недиспергирующего раствора можно использовать пресный раствор, обработанный УЩР. Предварительно определяют содержание глинистой фазы и при необходимости ее снижения раствор разбавляют водой, а затем вводят 0,5 %-ный раствор ПАА из расчета 10–20 л/м³.

При разбурировании высококоллоидных глин регулирование реологических свойств полимерных растворов затруднено. В таких случаях в раствор дополнительно вводят неорганические электролиты.

При бурении в набухающих и неустойчивых глинистых сланцах используют полимерные недиспергирующие растворы, содержащие два (или более) акриловых полимера различной молекулярной массы, из которых один, обычно высокой (10÷15)10⁶ молекулярной массы (ПАА) выполняет функции флокулянта и ингибитора глин, другой — средней (2÷6)10⁵ молекулярной массы (сайпан, М-14, метас, гипан, НР-5) обладает свойствами понизителя фильтрации и загустителя.

Обычно их применяют в соотношении 1 : 5–1 : 10.

В случае повышения содержания глинистой фазы в растворе используются недиспергирующие разжижители-дефлокулянты (НТФ, ПАК).

Таблица 5.1

Полимерные недиспергирующие растворы на основе акриловых полимеров

Тип	Номер состава					
	1		2		3	
	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %
Ингибитор глин	ПАА	0,025–0,03	РКП	0,1–0,2	ГКЖ-10, ГКЖ-11	0,4
Понизитель фильтрации, загуститель	Сайпан, гипан, НР-5	0,125–0,15	“	0,1–0,2	М-14	0,2
Разжижитель-дефлокулянт	НТФ	0,05–0,1	ПАК	0,05–0,1	НТФ	0,05–0,1

Типичные рецептуры полимерных недиспергирующих растворов на основе акриловых полимеров приведены в табл. 5.1.

§ 3. ИНГИБИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ

Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины используют так называемые ингибирующие растворы, в состав которых входит неорганический электролит или полиэлектролит. Снижение размокаемости и диспергирования выбуренных шламов достигается в результате:

- а) ввода в суспензию электролита, содержащего поливалентный катион (гипс, хлорид кальция);
- б) добавки солей поливалентных металлов, переходящих в растворе в гидроокиси;
- г) обработки высокощелочными соединениями, увеличивающими глиноёмкость буровых растворов;
- д) использования модифицированных лигносульфонатов;
- е) обработки раствора полимерными соединениями.

В практике бурения скважин при разбуривании глинистых пород для уменьшения числа осложнений, связанных с загустеванием раствора, сальникообразованиями и нарушениями целостности ствола скважины, нередко используют высокощелочные глинистые и безглинистые растворы с $\text{pH} = 11\div 13$. К ним относят растворы, обработанные лигносульфонатами в сочетании с едким натром, известковые, алюминатные, безглинистые, солестойкие.

Все высокощелочные системы ограничено термостойки, и чем выше коллоидальность разбуриваемых пород, тем ниже термостойкость раствора.

Химические реагенты-стабилизаторы в высокощелочной среде работают хуже.

АЛЮМИНАТНЫЕ РАСТВОРЫ

Алюминатные растворы — это буровые глинистые промывочные растворы из кальцевой глины, которые содержат ингибирующую добавку — высокощелочной алюминат натрия, стабилизированный лигносульфонатами.

Алюминатные растворы бывают пресными и соленасыщенными. Пресные алюминатные растворы используют для разбуривания глинистых отложений в условиях невысоких (до 100 °С) забойных температур. В качестве реагента-

стабилизатора используют только ССБ, применяемую совместно с алюминатом натрия. Алюминатные глинистые растворы (АлГР) обладают устойчивостью в широком диапазоне хлорнатриевой минерализации и небольшими показателями фильтрации.

Для приготовления алюминатного глинистого раствора используют черкасский немодифицированный бентонит или другую кальциевую глину. Преимущество АлГР, приготовленного из кальциевых глин, по сравнению с раствором из натриевых глин следующее: при равном расходе реагентов он имеет меньшие значения показателя фильтрации, вязкости и СНС.

Порядок приготовления АлГР следующий: в воду, содержащую необходимое количество ССБ, добавляют глину и вводят алюминат натрия. В связи с недостаточным выпуском алюмината натрия возможна его замена алюминатом кальция, в качестве которого используют глиноземистый (или гипсоглиноземистый) цемент.

На приготовление 1 м³ АлГР требуется (в кг): глины 500–700, воды 765–540, ССБ (50 %-ной концентрации) 30–150, NaAlO₂ (30 %-ной концентрации) 5–30.

Получаемый раствор имеет плотность 1,3–1,5 г/см³.

После приготовления раствор следует выдержать не менее суток. Так как плотность алюминатного раствора доходит до 1,5 г/см³, во многих случаях его можно использовать без утяжелителя. Однако приготовить алюминатный раствор плотностью 1,04–1,08 г/см³ невозможно.

Пенообразование у растворов, содержащих лигносульфонаты, уменьшается с увеличением добавок алюмината натрия и содержания глинистой фазы. Для предотвращения пенообразования в раствор вводят пеногасители (производные жирных кислот, РС, ПЭС, трибутилфосфат и др.).

ИЗВЕСТКОВЫЕ РАСТВОРЫ С ВЫСОКИМ pH

Известковые растворы представляют собой сложные многокомпонентные системы, включающие кроме глины и воды четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения.

Известковые растворы используют при разбурировании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноем-

кость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов.

В отличие от алюминатных известковые растворы ограничено солестойки (до 5 % по NaCl).

Основной недостаток известковых растворов — невысокая термостойкость (100–120 °С).

На приготовление 1 м³ известкового раствора (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 80–120, УЩР 5–10, лигносульфоната 50–30, каустика 5–3, воды 913–915, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Снижение фильтрации достигается добавками 1–3 кг/м³ КМЦ (или гипана) или 20–30 кг/м³ КССБ-4.

Значения показателей растворов могут изменяться в широких пределах: плотность 1,08–2,2 г/см³, условная вязкость 18–30 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин, СНС₁ = 6÷24 дПа, рН = 11÷12,5. Содержание извести в растворе должно составлять 3–5 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате раствора — 100–300 мг/л.

Для приготовления известкового глинистого раствора глинопорошок необходимо предварительно продиспергировать в пресной воде с добавкой УЩР, влить воду, щелочной раствор лигносульфоната (ССБ, окзил или др.) и ввести известь в виде пушенки или известкового молока (табл. 5.2). Для приготовления известкового раствора можно использовать пресный раствор.

Таблица 5.2

Плотность известкового молока и содержание в нем СаО и Са(ОН)₂

Плотность, г/см ³	Содержание СаО, г		Массовая доля Са(ОН) ₂ , %	Плотность, г/см ³	Содержание СаО, г		Массовая доля Са(ОН) ₂ , %
	в 100 г	в 1 л			в 100 г	в 1 л	
1,009	0,99	10	1,31	1,119	14,3	160	18,9
1,017	1,96	20	2,59	1,126	15,1	170	19,95
1,025	2,93	30	3,87	1,133	15,89	180	21
1,032	3,88	40	5,13	1,14	16,67	190	22,03
1,039	4,81	50	6,36	1,148	17,43	200	23,03
1,046	5,74	60	7,58	1,155	18,19	210	24,04
1,054	6,65	70	8,79	1,162	18,94	220	25,03
1,061	7,53	80	9,96	1,169	19,68	230	26,01
1,068	8,43	90	11,14	1,174	20,41	240	26,96
1,075	9,30	100	12,29	1,184	21,12	250	27,91
1,083	10,16	110	13,43	1,191	21,84	260	28,86
1,09	11,01	120	14,55	1,198	22,55	270	29,8
1,097	11,86	130	15,67	1,205	23,24	280	30,71
1,104	12,68	140	16,76	1,213	23,92	290	31,61
1,111	13,3	150	17,84	1,22	24	300	32,51

Для перевода раствора в известковый основное значение имеют концентрация глинистой фазы и ее коллоидность.

Известкование осуществляется в следующем порядке: при наличии в растворе высококоллоидных глинистых минералов сначала вводят щелочной раствор лигносульфоната (2–5 %) и при необходимости — воду. После получения вязкости 25–30 с (по ПВ-5) раствор обрабатывают известью (0,5–1 %) в сочетании с щелочным раствором лигносульфоната (2–3 %). Если после известкования показатель фильтрации повышается, то вводят 0,1–0,3 % КМЦ, 1–3 % КССБ или другие добавки.

Применяют несколько способов известкования.

1. Последовательный ввод в глинистый раствор щелочного раствора лигносульфоната (два-три цикла), а затем известкового молока плотностью 1,1–1,12 г/см³. Недостаток этого способа — длительность процесса.

2. Одновременный, но раздельный ввод реагентов — лигносульфоната, каустика и известкового молока. На первичную обработку расходуется 1–2 % ССБ (50 %-ной концентрации), 0,3–1 % каустической соды (плотностью 1,42 г/см³) и 1–2 % известкового молока (плотностью 1,1–1,12 г/см³); за первый цикл вводят каустическую соду и 1/3 количества ССБ, за последующие два-три цикла добавляют известь и остальное количество ССБ.

3. Обработка раствора реагентом БКИ. В 1 м³ такого реагента содержится 625 л ССБ плотностью 1,26 г/см³, 150 л каустической соды плотностью 1,42 г/см³, 225 л известкового молока плотностью 1,1–1,12 г/см³; соотношение между компонентами может меняться в зависимости от состава разбурываемых пород.

Известковые растворы применяют до температуры 100–120 °С.

БЕЗГЛИНИСТЫЕ СОЛЕСТОЙКИЕ РАСТВОРЫ (БСК)

БСК состоят из бурого угля, каустической соды, воды и гидроксида поливалентного металла; применяются при проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпающихся и склонных к обвалам терригенных пород.

Крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих веществ — гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов. При отсутствии двухвалентных ка-

тионов в буровом растворе и разбуриваемых породах происходит только химическое разрушение щелочью глинистых минералов без связывания продуктов разрушения в нерастворимые соединения. При отсутствии каустической соды и наличии только ионов кальция буровой раствор превращается в разновидность кальциевого раствора.

Крепящий эффект раствора БСК лучше проявляется при достаточно высокой концентрации каустической соды (не менее 0,2 %) и избытке в жидкости нерастворенного гидроксида двухвалентного металла — Ca(OH)_2 , Ba(OH)_2 и др.

Недостатки этих растворов — низкая термостойкость и высокая щелочность. Так как при использовании данного раствора не исключен переход в него выбуренной породы, то возможно сильное загустевание и даже затверждение раствора.

Основные материалы для приготовления раствора БСК — бурый уголь или торф, каустическая сода и гидроксид двухвалентного металла. В начальной стадии приготовления необходимы повышенные концентрации каустической соды при насыщении системы гидроксидом кальция и некотором его избытке.

Количество бурового угля при приготовлении жидкости может меняться в зависимости от того, заменяется ли система глинистого раствора полностью или используется часть глинистого раствора, находящегося в скважине.

Для приготовления 1 м³ БСК требуется (в кг): бурового угля 300—400, каустической соды 15—20, известкового молока (плотностью 1,1—1,12 г/см³) 90—100, воды 750—700.

При использовании части глинистого раствора на 1 м³ расходуется 50—150 кг бурового угля, 10—15 каустической соды, 15—45 л известкового молока.

Вязкость БСК зависит от количества введенного бурового угля. Вследствие высокой щелочности (рН = 13+14) раствор термостоек до 100 °С.

КАЛЬЦИЕВЫЕ РАСТВОРЫ

Кальциевые растворы — ингибирующие глинистые промывочные растворы, содержащие кроме глины, воды, нефти и утяжелителя, реагентов-понижителей вязкости, фильтрации и регуляторов щелочности специальные вещества — носители ионов кальция.

Действие их заключается в основном в предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую форму, в переводе

натриевой глины в кальциевую, в результате чего снижаются гидратация и набухание сланцев.

ИЗВЕСТКОВЫЙ РАСТВОР С НИЗКИМ pH

Известковый раствор с низким pH — кальциевый буровой раствор, содержащий в качестве ингибитора-носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая растворимость которого обеспечивается пониженным значением pH раствора (9–9,5).

Этот раствор предназначен для разбуривания глинистых отложений; температурный предел 160 °С.

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате, содержание извести в растворе и pH раствора.

На приготовление 1 м³ известкового раствора с низким pH требуется (в кг): глины 80–200, лигносульфонатного реагента 20–30, пеногасителя 3, полимерного реагента 5–10, воды 915–867, известкового молока (плотностью 1,10–1,12 г/см³) 3–6, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Технологические показатели могут изменяться в широких пределах: плотность 1,04–2,2 г/см³, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 4–8 см³/мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 30÷90 дПа, pH = 8,5÷9,5.

Основные характеристики раствора следующие: содержание извести должно поддерживаться в пределах 0,5–1 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате — 500–600 мг/л.

ГИПСОИЗВЕСТКОВЫЙ РАСТВОР

Гипсоизвестковый раствор — ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве носителя ионов кальция гипс и гидроксид кальция.

Добавка гипса (алебаstra) в раствор составляет 20–25 кг/м³. Содержание растворимого кальция зависит от качества гипса, используемых лигносульфонатов, pH бурового раствора и может быть в пределах 700–3000 мг/л.

Гипсовые растворы предназначены для разбуривания высококоллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур (до 160 °С).

На приготовление 1 м³ гипсоизвесткового раствора необходимо (в кг): глины 80–200, воды 950–900, окзила (или ФХЛС) 5–10, Са(ОН)₂ (или КОН) 2–3, КМЦ 3–5, Na₂Cr₂O₇ (или K₂Cr₂O₇) 0,5–1, гипса (или алебаstra) 15–20, пеногаси-

теля 3–5, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,04–2,2 г/см³, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 3–6 см³/30 мин, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 30÷90 дПа, рН = 8,5÷9,5.

ХЛОРКАЛЬЦИЕВЫЕ РАСТВОРЫ

Хлоркальциевый раствор (ХКР) — ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция.

Установлено, что оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3000–5000 мг/л. Хлоркальциевые растворы наиболее эффективны при разбуливании аргиллитов. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбуливании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Вследствие отсутствия эффективных кальциестойких реагентов термостойкость его ограничена (100 °С).

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате и общую минерализацию.

Готовят глинистую суспензию на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей (вязкость 25–30 с, СНС₁ = 12÷24 дПа, СНС₁₀ = 30÷60 дПа, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин) раствор обрабатывают хлоридом кальция и известью.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 80–200, КССБ 5–70, КМЦ (или крахмала) 10–20, СаСl₂ 10–20, Са(ОН)₂ 3–5, NaOH 3–5, воды 920–870, пеногасителя 5–10.

КАЛИЕВЫЕ РАСТВОРЫ

Калиевые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Наиболее быстрое насыщение глин ионами калия происходит при рН = 9÷10.

Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, отличающихся составом и некоторыми свойствами.

ХЛОРКАЛИЕВЫЕ РАСТВОРЫ

Хлоркалийевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности — гидроксид калия. Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава.

На приготовление 1 м³ хлоркалийевого раствора требуется (в кг): глины 50–100, KCl 30–50, полимера (КМЦ, М-14, метас, крахмал) 5–10, КССБ 30–50, КОН 5–10, пеногасителя 2–3, воды 940–920, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,08–2 г/см³, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин, СНС₁ = 12±60 дПа, СНС₁₀ = 36±120 дПа, рН = 9±9,5.

Основной показатель качества — содержание хлорида калия в фильтрате, которое в большинстве случаев должно быть в пределах 30–70 г/л, однако в зависимости от условий бурения может быть увеличено до 150 г/л.

КАЛИЕВО-ГИПСОВЫЙ РАСТВОР

Калиево-гипсовый раствор содержит в качестве ингибирующих электролитов соединения калия и кальция, в частности гипс. В отличие от хлоркальциевого такой раствор менее подвержен коагуляционному загустеванию, его ингибирующее действие сильнее.

Калиево-гипсовые растворы используют для разбуривания высококоллоидальных глин, когда хлоркалийевый раствор недостаточно эффективен. Термостойкость зависит от используемого защитного реагента, но не превышает 160 °С.

На приготовление 1 м³ калиево-гипсового раствора требуется (в кг): глины 60–150, окзила (КССБ-4) 30–50, КМЦ (крахмала) 5–10, KCl 10–30, КОН 5–10, гипса (CaSO₄) 10–15, пеногасителя 2–3, воды 930–890, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,08–2,2 г/см³, условная вязкость 20–30 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин, СНС₁ = 6±36 дПа, СНС₁₀ = 12–72 дПа, рН = 8±9.

Основные показатели качества, определяющие назначение раствора, — содержание хлорида калия в фильтрате (30–70 г/л) и ионов кальция (1000–1200 мг/л).

РАСТВОРЫ, ОБРАБОТАННЫЕ СОЛЯМИ ТРЕХВАЛЕНТНЫХ МЕТАЛЛОВ

С увеличением валентности обменных катионов снижаются гидратация и набухаемость глинистых сланцев, повышается их устойчивость.

Ионы алюминия, хрома и железа адсорбируются на глинистых минералах более прочными связями, чем другие обменные катионы, при этом общая обменная емкость глинистых минералов снижается. Однако все названные выше катионы существуют только в кислой среде ($\text{pH} \leq 4$). При повышении щелочности соли алюминия, хрома и железа переходят в нерастворимые в воде гидроксиды соответствующих металлов.

Буровые растворы имеют $\text{pH}=7$, поэтому добавляемые в раствор соли переходят в гидроксиды, а при высоких значениях pH — в растворимые соединения, в которых трехвалентные металлы находятся в виде анионов.

Алюминизированный раствор содержит в качестве ингибирующей добавки соли алюминия, переходящие в растворе в гидроксид алюминия. Термостойкость раствора достигает 200°C и выше.

Для приготовления раствора используют высококоллаидальную и комовую глины, сернокислый или хлористый алюминий, гидроксид натрия. В качестве разжижителя применяют модифицированные хромлигносульфонаты (окзил, ОССБ и др.). Снижение фильтрации достигается вводом полимерного реагента — КМЦ, метаса, М-14, гипана и др.

На приготовление 1 м^3 такого раствора требуется (в кг): глины 60–150, соли алюминия 3–5, КМЦ (или метас, М-14, гипан) 3–5, NaOH 1–3, хромпика 0,5–1, воды 970–935, окзила 10–30, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Оптимальные значения pH бурового раствора, обработанного солями алюминия, находятся в пределах 8,5–9,5.

Алюмокалиевый раствор содержит в качестве ингибирующей добавки алюмокалиевые квасцы и гидроксид калия; pH таких растворов поддерживается близким к нейтральному. Ингибирующее действие этого раствора выше, чем алюминизированного. Он может использоваться и для разбуривания увлажненных глинистых отложений.

Раствор готовят аналогично алюминизированному. В качестве ингибирующей добавки вводят алюмокалиевые квасцы, гидроксид калия, бихромат калия.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 60–150, $\text{KAl(SO}_4)_2$ 3–5, KOH 1–3, $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ 0,3–0,5, воды 960–920, окзила 20–30, метаса (или М-14) 3–5, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

СИЛИКАТНЫЕ РАСТВОРЫ

Силикатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбурировании осыпавшихся пород. Принцип упрочнения сланцев основан на легком проникновении жидкого стекла в трещины и поры стенок скважины и быстром выделении геля кремниевой кислоты, цементирующей поверхность ствола.

Растворы не пригодны при разбурировании мощных отложений гипсов и ангидритов.

Силикатный раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка, в который вводят УЩР, КМЦ, силикат натрия.

Для приготовления 1 м³ силикатного раствора требуется (в кг): глины 80–100, воды 935–900, УЩР 30–50, Na_2SiO_3 20–40, КМЦ (или М-14) 5–10, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,05–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 4–8 см³/30 мин; $\text{СНС}_1 = 9\div 45$ дПа, $\text{pH} = 8,5\div 9,5$. Оптимальное значение pH , при котором раствор считается термостойким, находится в пределах 8,5–9,5. Повышение структурно-механических характеристик достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЩР.

ГИДРОФОБИЗИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ

Гидрофобизирующие растворы содержат в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород, кремнийорганические соединения или соли высших жирных или нафтеновых кислот. Эти соединения адсорбируются на глинистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию глин с дисперсионной средой (водой).

Существует ряд разновидностей растворов гидрофобизирующего действия.

Растворы с кремнийорганическими соединениями содержат в качестве ингибирующей добавки кремнийорганические соединения (например, ГКЖ-10, ГКЖ-11).

В состав раствора кроме ГКЖ входят вода, глина и полимерный реагент — понизитель фильтрации, в качестве которого используют КМЦ, КССБ, ПАА и др. Защитные реагенты КМЦ, КССБ, полиакриламид в сочетании с кремнийорганической жидкостью проявляют высокое стабилизирующее действие на коллоидную фазу бурового раствора.

Растворы, обработанные защитными реагентами и ГКЖ, являются термостойкими.

Раствор готовят непосредственно в процессе бурения при циркуляции технической воды через скважину. При использовании ПАА предварительно, за 1–2 сут до начала бурения, готовят комплексный реагент, в котором ПАА и ГКЖ берутся в соотношении 1 : 20 (в пересчете на 6 %-ный ПАА марки АМФ это составляет 1 : 6, а на товарный ПАА : ГС составляет 1 : 10).

Состав реагента (в кг): ПАА (в пересчете на сухое вещество) 2–3, кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-10, ГКЖ-11) 40–60, вода 958–937.

Для приготовления реагента в расчетное количество воды добавляют ГКЖ и полученную смесь перемешивают до однородного состояния.

При использовании ГКЖ в сочетании с КМЦ или КССБ раствор обрабатывают путем отдельного ввода реагентов. Вначале в воду добавляют 0,3–0,35 % ГКЖ, а затем по мере обогащения воды глинистой фазой раствор стабилизируют КМЦ или КССБ.

Свойства раствора: плотность 1–1,24 г/см³, вязкость 25–30 с, показатель фильтрации 5–8 см³/30 мин, СНГ₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 27÷90 дПа, рН = 8÷9.

Раствор, обработанный мылами жирных кислот, содержит в качестве добавок алюминиевые мыла высших жирных и нафтенных кислот, обеспечивающих ингибирование и гидрофобизацию.

При взаимодействии щелочных мыл с катионами трехвалентных металлов (железа, алюминия) образуются нерастворимые в воде, но химически активные мыла, которые в зависимости от рН среды могут быть одно-, двух- и трехзамещенные.

Готовят раствор из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка. Полученную суспензию обрабатывают полимерным реагентом, вводя смесь нафтената алюминия с нефтью.

Для приготовления 1 м³ глинистого раствора требуется (в

кг): глины 30–80, полимерного реагента (КМЦ, глина, метас, М-14) 3–5, ОП-10 10–7 (при необходимости утяжеления), воды 875–888, смеси СНАН (мылонафт, квасцы, нефть в соотношениях 2 : 0, 6 : 1) 100–70.

Свойства раствора: плотность 1,06–1,18 г/см³, вязкость 18–20 с, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин, $\text{CHC}_1 = 6 \div 18$ дПа, $\text{CHC}_{10} = 12 \div 24$ дПа, pH = 8÷9.

§ 4. СОЛЕНАСЫЩЕННЫЕ РАСТВОРЫ

Во избежание кавернообразований соли разбуривают с использованием соленасыщенных растворов. В зависимости от пластовых давлений, мощности и состава соленосные породы бурят с применением рассола, глинистого соленасыщенного раствора, не обработанного реагентами-понижителями фильтрации, и соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного реагентами.

НЕОБРАБОТАННЫЙ ГЛИНИСТЫЙ СОЛЕНАСЫЩЕННЫЙ РАСТВОР

В состав этого раствора входят глина, вода и соль. Для улучшения смазывающих свойств добавляют нефть, графит, а при необходимости получения высокой плотности — утяжелитель.

Такой раствор используют для разбуривания солей без пропластков терригенных отложений. Он может применяться при температуре до 160 °С.

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (саригюхский бентонит, палыгорскит), а затем вводят кальцинированную и каустическую соду.

После приготовления глинистую суспензию обрабатывают нефтью в сочетании с графитом, добавляют соль до насыщения и при необходимости — утяжелитель.

Для приготовления 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 100–200, NaCl 265–255, нефти 80–100, графита 5–10, NaOH 10–20, Na₂CO₃ 10–40, воды 700–710, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, $\text{CHC}_1 = 12 \div 36$ дПа, $\text{CHC}_{10} = 24 \div 72$ дПа, показатель фильтрации не регламентируется, pH = 7÷8.

СТАБИЛИЗИРОВАННЫЙ СОЛЕНАСЫЩЕННЫЙ РАСТВОР

Помимо глины, воды, соли и нефтепродуктов, такой раствор содержит солестойкий полимерный реагент (крахмал, КМЦ или акриловый полимер). Он предназначен для бурения в солях с пропластками глинистых отложений. Термостойкость соленасыщенного стабилизированного раствора зависит от используемого полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилаты) и может составлять 100; 140; 220 °С.

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (бентонитовый, палыгорскитовый, гидрослюда). В приготовленную глинистую суспензию добавляют 10–20 кг кальцинированной соды. Затем вводят реагент-стабилизатор, лигносульфонатный реагент, нефть и в последнюю очередь добавляют соль до насыщения.

На приготовление 1 м³ глинистого раствора в зависимости от типа глины необходимо (в кг): глины 80; 100; 200; Na₂CO₃ 10; 20; 10; полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилат) 20; 30; 20; лигносульфоната (ССБ, ФХЛС, КССБ) 10; 20; 10; NaOH 10; 20; 10; NaCl 260; 240; 250; нефти 80; 100; 80; воды 730; 68; 690, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 25–60 с, показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин, СНС₁ = 24÷90 дПа, СНС₁₀ = 36÷135 дПа, рН = 7,5÷8,5.

РАСТВОР НА ОСНОВЕ ГИДРОГЕЛЯ МАГНИЯ

Раствор состоит из воды и полимерного реагента. В качестве структурообразователя, ингибирующей добавки и насыщающих солей используют соли магния с оксидом (гидроксидом) щелочного металла, в результате чего образуется гидrogель магния.

Гидрогель магния применяют при разбуривании терригенных пород. Это вещество препятствует быстрому увлажнению глинистых минералов, повышает устойчивость ствола скважины. Раствор, насыщенный солями магния, используют для разбуривания соленосных пород – бишофита, карналлита.

Для разбуривания солей готовят соленасыщенный раствор. При циркуляции через скважину добавляют 1,5–2 % оксида (гидроксида) щелочного металла в виде концентрированного раствора или "молока". Через 1–2 ч, в зависимости от интенсивности перемешивания и температуры, раствор приоб-

рета гелеобразную консистенцию. После того как условная вязкость повысится до 30–40 с, а CHC_1 — до 20–30 дПа, в гидрогель добавляют реагент-понижитель фильтрации (КМЦ, крахмал, КССБ, окзил).

В целях экономии щелочи в образовавшийся гидрогель можно добавить 5–10 % оксида или гидроксида магния.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): MgCl_2 (или MgSO_4) 300–280, NaOH 15–20, $\text{Mg}(\text{OH})_2$ (или MgO) 50–100, КМЦ 20–25, КССБ-4 30–50, воды 850–800.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см³, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 5–10 см³/30 мин и более, $\text{CHC}_1 = 6\pm 36$ дПа, $\text{CHC}_{10} = 12\pm 42$ дПа, pH = 7,5–8,5.

§ 5. РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах в последние десятилетия были разработаны и стали применяться в промышленных масштабах буровые растворы на нефтяной основе. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения соляных отложений с пропластками калийно-магниевых солей.

Степень гидратации глин зависит от активности водной фазы в растворе и косвенно оценивают по давлению водяных паров.

Как показывают результаты исследований ВолгоградНИ-ПИНЕфти (рис. 5.2), процесс гидратации глин можно частично снизить (кривая 2) или полностью приостановить (кривая 3), повысив концентрацию электролита в водной фазе инвертной эмульсии.

Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью

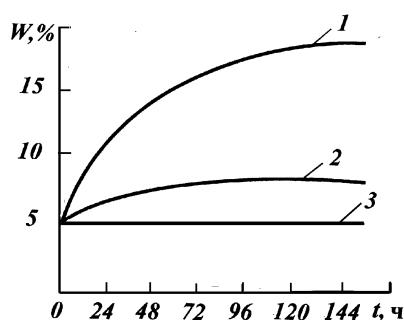


Рис. 5.2. Зависимость влажности глины W от времени сорбции воды t при взаимодействии эмульсии (50 : 50):
1, 2, 3 — добавка MgCl_2 составляет 0; 20 и 40 % соответственно

свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

ИЗВЕСТКОВО-БИТУМНЫЙ РАСТВОР (ИБР)

ИБР — раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой — высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. ИБР является раствором специального назначения. Применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор обладает высокой термостойкостью (200—220 °С). Разработан в ГАНГ им. И.М. Губкина.

Содержание компонентов в 1 м³ ИБР различной степени утяжеления приведено в табл. 5.3.

Учитывая непостоянство состава и свойств большинства исходных материалов, используемых для приготовления ИБР, указанный в табл. 5.3 компонентный состав в каждом конкретном случае уточняют в лаборатории. При этом оптимальное соотношение извести и битума должно варьировать от 1 : 1 до 2 : 1.

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные ВНИИКРнефтью совместно с ГАНГ им. И.М. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4.

ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и рапопроявления, а также проявлений сероводорода.

Составы ИБР-2 и ИБР-4 различной плотности приведены в табл. 5.3, а показатели их свойств — в табл. 5.4.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2—3 %.

Необходимое условие приготовления ИБР — возможность тщательного и интенсивного перемешивания исходных компонентов для равномерного распределения их в растворе, гидрофобизации твердой и эмульгирования водной фаз. Поэтому основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию.

Таблица 5.3

Состав известково-битумных растворов (кг на 1 м³ раствора)

Плотность	Плотность, г/см³											
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
ИБР												
Дизельное топливо марки ДЛ	563	546	529	512	495	478	461	444	427	410	393	376
Битум с температурой размягчения 120—155 °С (по методам К и Ш)	155	145	135	125	115	105	95	85	75	65	55	45
Негашеная известь (СаО)	310	290	270	250	230	210	190	170	150	130	110	90
Вода	60	56	52	48	44	40	36	32	28	24	20	16
Сульфонол НП-3 или НП-1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Барит влажностью менее 2 %	100	250	400	550	700	850	1000	1150	1300	1450	1600	1750
ИБР-2												
Дизельное топливо	569	552	535	518	501	484	467	450	433	416	399	382
Битум	98	92	86	80	74	80	62	56	50	44	38	32
Известь (в расчете на ее активность, составляющую 60 % по СаО)	147	138	129	120	111	102	93	84	75	66	57	48

[illegible]

Приложение 5.4

Показатели свойств ИБР-2 и ИБР-4

Показатели	Предел изменения			
	ИБР-2	ИБР		
		1	2	3
Плотность, г/см ³	1,05–2,3	1,1–1,5	1,5–1,9	1,9–2,3
Условная вязкость, с, при истечении 100 см ³ раствора из залитого 200 см ³ (при 46 °С)	9–20	15–25	16–30	18–40
Статическое напряжение сдвига (при 46 °С), дПа:				
СНС ₁	0–50	6–20	24–40	30–50
СНС ₁₀	6–100	12–40	40–90	60–120
Пластическая вязкость (при 46 °С), мПа · с	≤100	50–70	60–80	70–90
Динамическое напряжение сдвига (при 46 °С), дПа	≤100	30–60	50–100	70–120
Фильтрация, см ³ /30 мин	0–1,5	0,5–1,5	0,5–1,5	0,5–2
Содержание водной фазы (допустимое), %	<10	<20	<20	<20
Примечание. 1. Электростабильность 600 В. 2. Для ИБР-4 цифры 1, 2, 3 обозначают номера рецептур.				

ЭМУЛЬСИОННЫЙ ИЗВЕСТКОВО-БИТУМНЫЙ РАСТВОР (ЭИБР)

ЭИБР — инвертная эмульсия (эмульсия II рода) на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твердые компоненты ИБР (битум, известь, барит).

ЭИБР по свойствам близок к ИБР, но имеет и некоторые отличия, обусловленные высоким содержанием воды. В частности, ЭИБР имеет более высокую фильтрацию и пониженный по сравнению с ИБР предел термостойкости (180–190 °С).

Ниже приведены показатели качества ЭИБР (помимо технологических свойств, общепринятых для буровых растворов).

Электростабильность (напряжение электропробоя), В.....	250–300
Глиноемкость (максимальная добавка бентонита, которая не приводит к снижению электростабильности), %.....	20
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.....	1
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

Свойства ЭИБР регулируют аналогично регулированию свойств ИБР.

ВЫСОКОКОНЦЕНТРИРОВАННЫЙ ИНВЕРТНЫЙ ЭМУЛЬСИОННЫЙ РАСТВОР (ВИЭР)

ВИЭР разработан во ВНИИБТ и относится к системам на нефтяной основе, получаемым с помощью специального эмульгатора — эмультала. ВИЭР предназначен для применения при бурении скважин с забойной температурой, не превышающей 70 °С. В указанных условиях ВИЭР устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств.

Состав ВИЭР в расчете на 1 м³: дизельное топливо или нефть 450 л; водный раствор соли MgCl₂, CaCl₂ или NaCl₂ 450 л, СМАД 30–40 л; эмульгатор (эмульта) 15–20 л; бентонит 10–15 кг, барит — до получения необходимой плотности раствора.

Термостойкость ВИЭР на основе эмультала можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15–20 %-ного битумного концентрата.

При температуре до 100 °С концентрация битума должна составлять 1 % (10 кг на 1 м³), при 100–120 °С — 2 % (20 кг на 1 м³), при более высокой температуре (140–150 °С) — 3 % (30 кг на 1 м³).

Помимо основных технологических свойств, характерных для буровых растворов и измеряемых общепринятыми методами, для ВИЭР характерны следующие показатели.

Электростабильность, В	100
Глиноемкость, %	20
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	0,5
Наличие воды в фильтрате	Нет

ТЕРМОСТОЙКИЙ ИНВЕРТНО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ РАСТВОР (ТИЭР)

Этот раствор разработан совместно ВНИИБТ и СевКав-НИПИнефтью. ТИЭР — инвертная эмульсия на основе мыльного олеогеля (наиболее жирных кислот окисленного петролатума), катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органофильных глин, получаемых путем модификации бентонита в среде базовой эмульсии.

ТИЭР применяют при бурении скважин с забойной температурой до 200 °С.

Преимущества ТИЭР заключаются в низкой эффективной вязкости, высоких сдвиговом разжижении и выносящей способности, обеспечиваемой быстрым восстановлением вязкос-

ти выше зоны забоя и большой скоростью набора прочности структуры.

Оптимальные составы базового ТИЭР с различным пределом термостойкости приведены в табл. 5.5, а составы утяжеленных эмульсий в зависимости от их плотности, водомасляного отношения и концентрации органоглины — в табл. 5.6.

Основные показатели, характеризующие устойчивость эмульсии для ТИЭР, должны находиться в следующих пределах.

Электростабильность, В.....	250—450
Показатель фильтрации при 150 °С, см ³ /30 мин	2—3
Наличие воды в фильтрате.....	Нет

Общепринятые технологические показатели обычно соответствуют следующим значениям: пластическая вязкость $\eta_{пл} = 60 \div 90$ мПа · с, $СНС_1 = 12 \div 85$ дПа, $СНС_{10} = 24 \div 110$ дПа.

Пластическую вязкость и статическое напряжение сдвига снижают добавкой небольших количеств дизельного топлива или неутяжеленной базовой эмульсии.

Разбуhrиваемые глинистые породы не накапливаются в циркулирующей эмульсии, полностью выносятся из скважины и легко отделяются от нее с помощью вибросита, имеющих размеры ячеек не более 0,6—0,8 мм.

Таблица 5.5
Оптимальные составы термостойких эмульсий

Соотношение фаз (вода : масло)	Концентрация бентонитовой глины, %			Предел термостойкости, °С
	черкасской	саригюхской	асканской	
60 : 40	2	1,5	1	100
	3	2	1,5	125
	—	3	2	150
50 : 50	—	5	4	180
40 : 60	—	6	5	200

Примечание. Содержание мыльного эмульгатора: 4 % СМАД и 2 % СаО.

Таблица 5.6
Оптимальные составы утяжеленных ТИЭР

Соотношение фаз (вода : масло)	Концентрация органоглины, %	Плотность эмульсии, г/см ³	Предел термостойкости, °С
60 : 40	3	1,25	150
50 : 50	3	1,5	150
40 : 60	3	2,6	180
30 : 70	4	2,25	200
20 : 80	5	2,5	200

ТЕРМОСТОЙКАЯ ИНВЕРТНАЯ ЭМУЛЬСИЯ НА ОСНОВЕ ПОРОШКООБРАЗНОГО ЭМУЛЬГАТОРА ЭМУЛЬСИНА ЭК-1

Эта эмульсия разработана во ВНИИКРнефти. Она обладает высокой устойчивостью к действию температур (до 200 °С) и солевой агрессии. Отсутствие в ее составе водорастворимых ПАВ обеспечивает стабильность ее свойств в процессе бурения.

Количественный компонентный состав инвертной эмульсии на основе эмульсина ЭК-1 различной плотности указан в табл. 5.7.

Содержание хлорида кальция в водной фазе инвертной эмульсии может быть увеличено до 20—25 %. Это обеспечивает повышенную устойчивость стенок скважины в глинистых разрезах.

Показатели свойств инвертной эмульсии могут изменяться в широких пределах.

Плотность, г/см ³	1,03—2,1
Условная вязкость, с	150—200
СНС _{1/10} , дПа	3—24/12—48
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	3—6
Электростабильность, В	250—500
Глиноемкость, г/л, не менее	225
Наличие воды в фильтрате	Нет

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАСТВОРОВ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

При приготовлении и использовании растворов на нефтяной основе (ИБР и инвертных эмульсий) необходимо выполнять требования, направленные на предотвращение потерь раствора и загрязнения окружающей среды, обеспечение противопожарной безопасности и создание благоприятных условий работы для буровой бригады.

Таблица 5.7

Состав эмульсии на основе эмульсина ЭК-1

Компоненты	Состав, кг/м ³ , при плотности, г/см ³				
	1,04	1,5	1,7	1,9	2,1
Дизельное топливо	377	320	320	325	346
Эмульсия ЭК-1	100	85	79	73	70
Вода	488	396	336	276	230
CaCl ₂	85	83	71	58	47
Жирные кислоты (НЖК)	—	3	4	6	7
Барит	—	612	890	1162	1400

Бурильные трубы при подъеме следует очищать от раствора установленными под ротором обтирателями.

До начала приготовления должны быть устранены все возможные каналы утечки раствора. Под подсвечником и на устье скважины устанавливают поддоны со сливом в циркуляционную систему.

При ремонте буровых насосов следует применять приспособления против разлива раствора и загрязнения рабочего места.

Выбуренную породу с вибросит следует собирать в специальную шламовую емкость, установленную на санях или тележке, а затем сбрасывать в специально вырытый амбар и сжигать.

Работа с растворами на нефтяной основе проводится в соответствии с действующими Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности. Однако вследствие повышенной пожароопасности растворов на нефтяной основе должны соблюдаться специальные положения и правила.

Емкости для хранения дизельного топлива или нефти должны располагаться на расстоянии не менее 50 м от устья скважины.

Над приемными емкостями буровых насосов, желобной системой, блоком очистки должна быть обеспечена хорошая вентиляция. Оборудование, используемое для приготовления раствора (емкости для нефтепродуктов, гидромешалки и т.д.), должно быть заземлено.

Электропроводка, электропускатели и двигатели блоков приготовления и очистки растворов должны быть во взрывобезопасном исполнении.

Чтобы избежать необходимости проведения сварных работ в процессе приготовления раствора и бурения, в быстроизнашивающихся узлах оборудования следует использовать быстросъемные соединения или фланцы.

Резервные емкости и амбары в ночное время должны освещаться прожекторами.

У блока приготовления раствора монтируется воздушно-пенный огнетушитель ОВПС-250. На буровой необходимо иметь постоянный запас сжатого воздуха для обеспечения работы огнетушителя.

Пол буровой следует очищать от раствора засыпкой негорючими материалами (песок, известь, утяжелитель) с последующим сбрасыванием в специально отведенное место.

При наличии мазута буровое оборудование, полы и ограждения следует очищать паром, используя ППУ.

Буровые бригады должны обеспечиваться спецодеждой с защитными накладками из нефтестойкой резины.

При проведении всех работ необходимо пользоваться рукавицами. Попавший на кожу раствор надо удалить тампоном, смоченным дизельным топливом, и смыть горячей водой с мылом.

§ 6. ГАЗООБРАЗНЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ АГЕНТЫ

В качестве газообразных агентов при бурении скважин используют воздух от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или близлежащих газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Хотя вид агента не оказывает значительного влияния на технологический процесс бурения, тем не менее при выборе газообразного агента необходимо учитывать не только экономическую сторону, но и безопасность проведения буровых работ.

Как в СНГ, так и за его рубежами наибольшее распространение получили бурение скважин и вскрытие продуктивного пласта по схеме прямой циркуляции с использованием сжатого воздуха или газа.

При использовании природного газа от действующей скважины или магистрального газопровода на нагнетательной линии к буровой установке располагают редукционный клапан, регулирующий расход. Далее на линии устанавливают спускные краны и влагоотделители. Газ, выходящий из скважины, сжигают с помощью факела на конце выкидной линии (длиной не менее 80–100 м). Если газ используют вторично (при замкнутой системе циркуляции), то его предварительно очищают от шлама и влаги в сепараторах, трапах и фильтрах, а затем подают в компрессор. Такая схема хотя и громоздка, но более экономична, так как способствует снижению суммарного расхода газа на бурение.

Аналогичная схема используется и при бурении с продувкой воздухом.

Наиболее распространенный и эффективный способ преодоления небольших и средних притоков пластовой воды — применение пенообразующих ПАВ. Предельное значение притока пластовых вод для бурения с очисткой забоя воздухом с добавкой ПАВ составляет около 120 л/ч. При притоках воды в указанном выше диапазоне использование ПАВ пре-

Таблица 5.8

Оптимальная концентрация пенообразующих ПАВ в зависимости от минерализации пластовой воды

ПАВ	Оптимальная концентрация ПАВ, % (в пересчете на активное вещество)	Характеристика пластовой воды		Отношение допустимой концентрации шлама к объему воды
		Химический тип	Степень минерализации	
Сульфенол НП-1	0,23	Гидрокарбонатно-кальциевые, сульфатные и хлоридные	Пресные и слабоминерализованные ($\rho = 1,0015 \text{ г/см}^3$, жесткость $\approx 0,09 \text{ моль/кг}$)	1 : 2 – 1 : 1
"Прогресс"	0,1	То же	То же	1 : 2 – 1 : 1
ОП-10	0,1	"	"	4 : 1 – 1 : 1
ОП-7	0,1	"	"	4 : 1 – 1 : 1
КАУФЭ-14	0,12	"	"	1 : 2
Азолят А	0,1	"	"	1 : 2
"Прогресс"	0,2	Сульфатно-натриевые	Среднеминерализованные и минерализованные ($\rho = 1,0015 + 1,0283 \text{ г/см}^3$, жесткость $0,09 - 1,43 \text{ моль/кг}$)	1 : 2
ОП-10	0,2	То же	То же	4 : 1 – 1 : 1
ОП-7	0,2	"	"	4 : 1 – 1 : 1
Сульфенол НП-1	0,42	"	"	1 : 2
"Прогресс"	1 – 1,2	"	Рассолы ($\rho = 1,19 \text{ г/см}^3$)	1 : 2

Примечание. Рабочая температура 20 – 50 °С.

дотвращает образование шламовых пробок и уменьшает возможность возникновения осложнений.

Некоторые из ПАВ, рекомендованные научно-исследовательскими институтами для бурения с использованием газообразных агентов, приведены в табл. 5.8.

Пена представляет собой агрегативно-неустойчивую дисперсную систему, состоящую из пузырьков газа (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости или твердого вещества (дисперсионная среда). Более широко на практике применяют пены с жидкой дисперсионной средой.

Пены могут эффективно использоваться при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), многолетнемерзлых породах, пористых поглощающих горизонтах,

при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3–0,8 гидростатического.

Для получения устойчивой пены в жидкой фазе кроме растворителя должен находиться хотя бы один поверхностно-активный компонент, адсорбирующийся на межфазной поверхности раствор – воздух.

Для повышения стабильности пен в них добавляют реагенты-стабилизаторы (КМЦ, ПАА, ПВС), увеличивающие вязкость растворителя и способствующие замедлению процесса истечения жидкости из пленок.

Из неорганических анионов в наибольшей степени способствуют пенообразованию фосфаты. Влияние катионов существенно меньше.

Для получения устойчивой пены состав (в г/л) пенообразующего раствора должен быть следующим.

Пенообразующее ПАВ (в зависимости от молекулярной массы).....	0,5–5
Полимер-стабилизатор пены (КМЦ, ПАА, ПВС).....	0,2–0,75
Электролиты (тринатрийфосфат, NaCl).....	0,1–0,5
Вода.....	Остальное

В состав менее устойчивых пен вводят 0,5–10 г/л пенообразующего ПАВ, остальное вода.

Всесторонне пенную систему можно охарактеризовать следующими основными свойствами:

1) пенообразующей способностью (вспениваемостью) – объемом пены (в мл) или высотой ее столба (в мм), который образуется из постоянного объема раствора при соблюдении определенных условий в течение данного времени;

2) кратностью пены β – отношением объема пены $V_{\text{п}}$ к объему раствора $V_{\text{ж}}$, который требуется для ее образования:

$$\beta = V_{\text{п}}/V_{\text{ж}};$$

3) стабильностью (устойчивостью) пены, временем существования определенного объема пены;

4) дисперсностью – средним размером пузырьков или распределением пузырьков по размерам;

5) механическими свойствами – относительной плотностью, зависящей от соотношения жидкой и газовой фаз, которая может колебаться от 0,5р (где р – плотность жидкости) до 0, и прочностью структуры (СНС).

Наиболее распространен в промышленности диспергационный способ получения пен, при котором пена образуется в

результате интенсивного совместного диспергирования пенообразующего раствора и воздуха.

Технологически это осуществляется действием движущихся устройств (перемешивающих мешалок) на жидкость в атмосфере газа, эжектированием воздуха движущейся струей раствора, пропусканием струи газа через слой жидкости (в барботажных или аэрационных установках).

При приготовлении и применении пен необходимо учитывать следующие факторы:

1) мыла жирных кислот имеют максимальную пенообразующую способность при $pH = 8-9$;

2) алкиларилсульфонаты обладают хорошей пенообразующей способностью при любых значениях pH , кроме $pH > 12$;

3) пенообразующая способность ПАВ не изменяется при $pH = 3-9$;

4) пенообразующая способность ПАВ увеличивается с повышением температуры до $90\text{ }^{\circ}\text{C}$;

5) чем меньше поверхностное натяжение, тем выше пенообразующая способность;

6) соли-жидкости подавляют пенообразование;

7) полимерные реагенты-стабилизаторы повышают структурно-механические свойства пен.

Приготовленную пену нагнетают в скважину до полной очистки ее от глинистого раствора, воды и шлама.

§ 7. ТЯЖЕЛЫЕ ЖИДКОСТИ

Тяжелые жидкости — растворы (или рассолы) солей (преимущественно галогенидов щелочных или щелочно-земельных металлов) или их смесей, не содержащие твердых частиц, с добавкой или без добавки полимеров, ограничивающих фильтрацию.

Основное назначение тяжелых жидкостей — вскрытие продуктивных горизонтов, заканчивание и глушение скважин с давлениями в продуктивных пластах, превышающими гидростатическое, с целью предотвращения коьматации продуктивного пласта. При этом (по зарубежным данным) в 2—5 раз увеличивается его нефтеотдача.

В качестве тяжелых жидкостей в зависимости от требуемой плотности могут использоваться хлориды натрия и кальция, а также бромид кальция. Некоторые свойства этих солей и их насыщенных растворов приведены ниже.

Соль	NaCl	CaCl	CaBr ₂
Плотность сухого вещества, г/см ³	2,16	2,51	3,35
Свойства раствора при температуре 20 °С:			
плотность, г/см ³	1,2	1,4	1,82
содержание соли, %	26,4	39,86	58,84

Основные показатели свойств тяжелых жидкостей в соответствии с их назначением — плотность (в зависимости от пластового давления) и показатель фильтрации (9—15 см³/30 мин).

Применение тяжелых жидкостей для бурения скважин вследствие их малой вязкости и отсутствия твердой фазы обеспечивает существенное повышение скоростей бурения. При использовании тяжелой жидкости сокращается и расход долот на 15—20 %.

Глава 6

а ÄíÖê àÄã õ à ï à á à óÖë ä àÖ êÖÄÉÖ ç í õ Ñã ü íÄá è é ç ÄÜ ç õ ï êÄë íÇé ê éÇ

Раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими реагентами (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса, называют тампонажным.

§ 1. ТАМПОНАЖНЫЙ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТ

Под тампонажным цементом понимается продукт, состоящий из смеси тонкомолотых вяжущих веществ (портландцемент, шлак, известь и др.), добавок минеральных (кварцевый песок, опока, диатомит, цеолит, трепел, глина, шлак и др.) или органических (резиновая крошка, нефтяной кокс, кероген Т и др.), после затворения которого водой получают раствор, а затем камень.

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы подразделяются на несколько видов: тампонажный цемент на базе портландцемента, тампонажный цемент на базе доменных шлаков, белитокремнеземистый цемент, известково-песчаные смеси, прочие на минеральной основе (гипсовые, на основе природных минералов и горных пород) и органические крепители.

Активные свойства тампонажного портландцемента определяются в основном химически связанным оксидом кальция (СаО) с кремнеземом, глиноземом и оксидом железа.

Кремнезем способствует образованию силикатов кальция и алюминия, придает цементу гидравлические свойства, т.е. способность затвердевать, длительное время работать в водной среде. Увеличение содержания SiO₂ приводит к некоторому замедлению сроков схватывания тампонажных растворов в комнатных условиях и повышает сульфатостойкость цементного камня.

Глинозем способствует ускорению сроков схватывания цементного раствора, но понижает прочность камня.

Увеличение количества оксида железа в цементе приводит к замедлению процессов схватывания тампонажных растворов и снижает раннюю прочность цементного камня.

В качестве примесей в портландцементе содержатся еще некоторые оксиды.

Оксид магния (MgO) в избыточных количествах (более 4,5 %) вызывает увеличение объема и разрушение твердеющего цементного камня. Это объясняется тем, что MgO , находясь в химически не связанном состоянии в клинкере, медленно вступает во взаимодействие с водой в то время, когда раствор уже затвердел.

Свободный, т.е. химически не связанный, оксид кальция — вредная составляющая, процесс его гидратации протекает с увеличением объема твердой фазы. Для предотвращения указанных отрицательных последствий содержание свободного оксида кальция не должно превышать 1 %.

При обжиге оксидов до температуры спекания (около 1450 °C) они, вступая во взаимодействие друг с другом, образуют искусственные минералы, называемые клинкерными.

К минералам-силикатам относятся трехкальциевый $3CaO \times SiO_2(C_3S)$ и двухкальциевый $2CaO \cdot SiO_2(C_2S)$ силикаты

К минералам-плавням относятся следующие соединения: трехкальциевый алюминат $3CaO \cdot Al_2O_3(C_3A)$, пятикальциевый триалюминат $5CaO \cdot 3Al_2O_3(C_5A_3)$, однокальциевый алюминат $CaO \cdot Al_2O_3(CA)$, четырехкальциевый алюмоферрит $4CaO \times Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3 (C_4AF)$, однокальциевый феррит $CaO \cdot Fe_2O_3$, двухкальциевый феррит $2CaO \cdot Fe_2O_3 (C_2F)$, минерал Торопова $46CaO \cdot 16Al_2O_3 \cdot 7Fe_2O_3$.

Кроме минералов, в силикатном цементе содержится стекловидная масса, представляющая собой эвтектический расплав, из которого не успели выделиться минералы ввиду быстрого охлаждения цементного клинкера. Содержание этой массы составляет 5—12 %. Стекло состоит в основном из незакристаллизовавшихся ферритов, алюминатов, двухкальциевого силиката, щелочных соединений, части содержащегося в клинкере оксида магния.

К важнейшим минералам относятся алит и белит. Алит состоит в основном из трехкальциевого силиката. Белит представляет собой одну из модификаций двухкальциевого силиката ($2CaO \cdot SiO_2$). Промежуточное вещество состоит в основном из целита (алюмоферрит кальция) и заполняет промежутки между кристаллами алита и белита.

Свойства тампонажных портландцементов определяются в значительной степени важнейшими соединениями, к которым относятся: трехкальциевый силикат $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (C_3S), двухкальциевый силикат $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (C_2S), трехкальциевый алюминат $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ (C_3A), четырехкальциевый алюмоферрит $4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ (C_4AF).

АКТИВНЫЕ МИНЕРАЛЬНЫЕ ДОБАВКИ К ВЯЖУЩИМ ВЕЩЕСТВАМ

При производстве тампонажных портландцементов применяются активные добавки. Согласно ОСТ 21-9—81, активными минеральными добавками называются вещества (природные и искусственные), которые при смешении в тонкоизмельченном виде с воздушной известью и при затворении водой образуют тесто, способное после твердения на воздухе продолжать твердеть и под водой.

Активные минеральные добавки разделяются на две группы: I — природные (естественные), II — искусственные.

I группа:

А. Добавки осадочного происхождения:

а) диатомиты — горные породы, состоящие преимущественно из скопления микроскопических панцирей диатомитовых водорослей и содержащие в основном кремнезем в аморфном состоянии;

б) трепелы — горные породы, состоящие из микроскопических, преимущественно округлых зерен и содержащие главным образом кремнезем в аморфном состоянии;

в) опоки — уплотненные диатомиты и трепелы;

г) глиежи — породы, образующиеся в результате природного обжига глины при подземных пожарах в угольных пластах.

Б. Добавки вулканического происхождения:

а) пеплы — породы, содержащие алюмосиликаты и находящиеся в природе в виде рыхлых, частично уплотненных отложений;

б) туфы — уплотненные и сцементированные вулканические породы;

в) пемзы — камневидные породы, характеризующиеся пористым губчатым строением (вспученное вулканическое стекло);

г) трассы — метаморфизованные разновидности вулканических туфов.

II группа:

а) кремнеземистые отходы — отходы, богатые кремнекислотой, полученные при извлечении глинозема из глины;

б) обожженные глины — продукт искусственного обжига глинистых и самовозгорающихся пород в отвалах пустых шахтных пород (глинистые и углистые сланцы);

в) топливные золы и шлаки — побочный твердый продукт, образующийся в процессе сжигания при определенном температурном режиме некоторых видов топлива, в составе минеральной части которых преобладают кислотные оксиды;

г) доменные гранулированные шлаки (кислые и основные) — силикатные расплавы, получаемые при выплавке чугуна и обрабатываемые в мелкозернистое состояние путем быстрого их охлаждения.

§ 2. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ

Широкое разнообразие геолого-технических условий в отечественной практике бурения и крепления скважин вызывает необходимость разработки специальных тампонажных цемента.

ШЛАКОПЕСЧАНЫЕ ЦЕМЕНТЫ

Вязущим материалом в шлакопесчаных цементах служит шлак, активность которого повышается с ростом температуры, а замедлителем — кварцевый или кварцево-магнетитовый песок.

Доменные шлаки, давно применяемые в строительной практике, по химическому составу приближаются к портландцементному клинкеру, отличаясь от него обычно меньшим содержанием оксида кальция.

В строительной промышленности существует несколько различных видов вяжущих материалов на базе доменных шлаков. Доменные шлаки, как основные, так и кислые, применяют в цементной промышленности главным образом в гранулированном виде.

Свойства шлаковых цемента существенно отличаются от свойств портландцемента. При нормальных условиях шлаковые цементы очень медленно твердеют, однако с повышением температуры до 100 °С и выше процессы схватывания и

твердения интенсифицируются, и из шлакопесчаного цемента образуются плотные и прочные камни, очень стойкие в агрессивных средах. Остальные технические свойства (изменение объема, водопотребность, подвижность и др.) близки к свойствам портландцемента. Повышенная стойкость в минерализованных и пресных водах дает возможность рекомендовать их к применению в качестве тампонажного материала в нефтяных и газовых скважинах, где высокая минерализация вод отрицательно сказывается на долговечности портландцементного камня.

Доменный шлак — это неметаллический продукт, состоящий в основном из силикатов и алюминатов кальция. Он получается вместе со сталью (чугуном) в доменной печи в виде расплава и затем охлаждается. При быстром охлаждении водой, паром или воздухом образуется гранулированный шлак, при медленном — комовый. Высокую гидравлическую активность доменный шлак приобретает при очень быстром охлаждении или грануляции водой. Медленно охлаждаемый шлак успевает до некоторой степени закристаллизоваться, и его гидравлические свойства снижаются.

Химико-минералогический состав шлака и способ его охлаждения определяют физико-механические свойства шлаковых цементов, сроки схватывания, подвижность, плотность, механическую прочность и т.д. Глинозем Al_2O_3 считается весьма ценной составной частью шлаков, кремнезем SiO_2 понижает гидравлические свойства шлаков, магнезия (MgO) благоприятно влияет на гидравлические свойства и заменяет известь. Избыточное количество MgO вызывает увеличение объема камня.

Для получения тампонажных цементов могут быть использованы как гранулированные, так и комовые шлаки, однако первым следует отдавать предпочтение, особенно при температуре до 150°C .

Чем больше модуль активности $\text{Ma} = \text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$, тем выше гидравлические свойства и прочность камня. По ГОСТ 3476—74 требуется, чтобы модуль активности основных шлаков был не менее 0,17, а кислых — не менее 0,33.

Согласно стандарту, рекомендуется проверять качество шлака и по модулю основности $\text{Mo} = (\text{CaO} \cdot \text{MgO})/(\text{SiO}_2 \times \text{Al}_2\text{O}_3)$, который для основных шлаков должен быть равным не менее 1, для кислых — не менее 0,65.

Однако во многих случаях гранулированные основные шлаки, имея близкие химические составы, дают совсем разные по тампонажным характеристикам растворы. Важное

значение для получения тампонажных цементов имеют степень и режим грануляции, условия хранения, температура шлака и др. Большинство гранулированных доменных шлаков мало отличается по плотности; все они легче портландцемента.

СРОКИ СХВАТЫВАНИЯ И МЕХАНИЧЕСКАЯ ПРОЧНОСТЬ ШЛАКОВЫХ РАСТВОРОВ И КАМНЯ

Большинство растворов на базе доменных гранулированных шлаков схватывается и затвердевает в камень как при высоких, так и при низких температурах. При комнатной температуре и атмосферном давлении сроки схватывания очень замедленны, а увеличение механической прочности происходит за большой промежуток времени, тогда как при повышенных температурах указанные процессы активизируются. Так, шлакопесчаный раствор состава 1 : 1 при количестве воды, подобранном по конусу АзНИИ до расплава 16—17 см, твердеет при комнатной температуре, останется жидким в течение 5—6 сут. Масса шлакопесчаного раствора при твердении не расслаивается.

Активность смесей возрастает с увеличением температуры. Некоторые шлаки сразу после помола при испытании в воде с температурой 75 °С схватываются ускоренно за 1,5—3 ч, что позволяет применять их в скважинах с указанной температурой. Шлакопесчаный цемент в отличие от портландцемента не подвержен интенсивному загустеванию в течение значительного времени после затворения.

С увеличением количества песка в смеси сроки схватывания замедляются. Кварцево-магнетитовый песок по сравнению с кварцевым приводит к несколько большему замедлению. С увеличением количества песка в смеси (до 30—40 %) наблюдается рост прочности. При большей дозировке песка в обоих случаях отмечается ее снижение. Проницаемость образцов при температуре 90 °С близка к нулю, тогда как проницаемость образцов из чистого шлака достигает $(10 \div 15) \times 10^{-3}$ мкм².

Увеличение температуры до 100—130 °С приводит к ускорению сроков схватывания и повышению механической прочности.

Сроки схватывания растворов наступают значительно раньше, чем при температуре 75—90 °С, и без добавления песка в смесь эти растворы часто не пригодны для цементи-

рования скважин. При более высоких температурах и давлениях сроки схватывания растворов из чистых гранулированных шлаков свежего помола наступают, как правило, очень быстро и для цементирования скважин следует применять их смеси с песком.

Механическая прочность образцов также зависит от количества вводимого песка. Все шлакопесчаные смеси двухсуточного возраста имеют более высокую прочность, чем чисто шлаковые. Прочность шлакопесчаных смесей наиболее велика в случае введения 20–40 % песка.

Для общей характеристики большого количества доменных гранулированных шлаков построен график (рис. 6.1), на котором показана зависимость сроков схватывания растворов от дозировки песка. Кривые, построенные на основании результатов приблизительно 700 анализов, дают качественную оценку шлакопесчаных смесей вообще как тампонажных растворов и позволяют судить о возможности применения их при температуре 150 °С и давлении 50 МПа. По данным опытов построены кривые (рис. 6.2), устанавливающие изменение пределов прочности на изгиб и сжатие шлакопесчаных образцов, выдержанных в течение 2 сут, при введении раз-



Рис. 6.1. Зависимость сроков схватывания шлакопесчаных растворов от содержания песка ($t = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 50\text{ МПа}$): I — области применения начала и конца схватывания; II — усредненные значения; 1, 2 — начало и конец схватывания

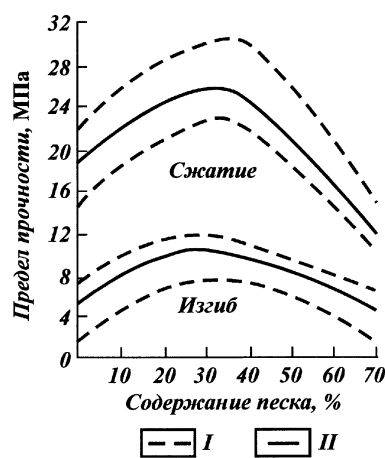


Рис. 6.2. Зависимость механической прочности шлакопесчаного камня от содержания песка ($t = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 50\text{ МПа}$): I — области сжатия и изгиба; II — усредненные значения

личных дозировок песка. В данном случае использовали те же шлаки, что и при установлении сроков схватывания. Песок способствует интенсивному повышению прочности, и при наличии его в смеси в количестве 20–40 % предел прочности двухсуточных образцов достигает максимального значения. Последующее прибавление песка уменьшает прочность камня.

В условиях действия температур до 200 °С и давлений по 50–70 МПа для получения шлакопесчаных растворов со сроками схватывания, приемлемыми для практики цементирования глубоких скважин, содержание песка должно быть повышено до 30–70 %.

Механическая прочность шлакопесчаного камня двухсуточного возраста при температуре 200 °С и давлении 50 МПа изменяется аналогично прочности образцов при температуре 150 °С и давлении 50 МПа, но максимум ее несколько сдвигается в сторону повышенной дозировки. Отдельные шлакопесчаные образцы, твердевшие при температуре 200 °С и давлении 70 МПа, имели предел прочности на изгиб до 12–14 МПа, а при сжатии — до 30 МПа. Во всех случаях при использовании шлакопесчаного цемента при любых соотношениях шлака и песка (за исключением 1 : 0) проницаемость получаемых образцов одно-, двух- и семисуточного возраста близка к нулю. Образцы, извлеченные из скважины и твердевшие 60 ч при температуре 140 °С и давлении около 40 МПа, также были непроницаемыми.

ШЛАКОПЕСЧАНЫЕ ЦЕМЕНТЫ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С ЗАБОЙНОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ВЫШЕ 200 °С И ДАВЛЕНИЯМИ ДО 100 МПа

Для цементирования скважин с забойной температурой более 200 °С и давлениями до 100 МПа наиболее перспективными оказались смеси на базе кислых доменных шлаков, обладающие приемлемыми сроками схватывания и дающие плотный безусадочный камень.

Так, даже при температурах 250–300 °С и давлении 100 МПа на базе доменных шлаков можно подобрать смеси, обладающие необходимыми свойствами для цементирования, и получить непроницаемый камень достаточной прочности.

При температуре более 100 °С и высоких давлениях измельченные гранулированные ферромарганцевые шлаки начинают проявлять вяжущие свойства. Эти шлаки в качестве вяжущего могут быть использованы при температурах 150–

300 °С, верхняя граница области применения ферромарганцевых шлаков составляет 350 – 400 °С.

При температуре 175 °С и давлении 70 МПа начало схватывания химически не обработанного ферромарганцевого шлакопесчаного раствора составляет 4,5–5,5 ч, при температуре 200 °С и давлении до 100 МПа начало схватывания – не более 3 ч.

ШЛАКОПЕСЧАНЫЕ ЦЕМЕНТЫ СОВМЕСТНОГО ПОМОЛА

Наибольший эффект замедления сроков схватывания шлакопесчаных растворов обеспечивается при совместном помоле шлака и кварцевого песка. Если при прочих равных условиях начало схватывания шлакопесчаного раствора с немолотым кварцевым песком наступает через 1 ч, то при использовании молотого оно увеличивается ориентировочно до 1 ч 30 мин. При использовании шлакопесчаного цемента совместного помола начало схватывания удлиняется до 4 ч.

Эффект замедления сроков схватывания растворов из шлакопесчаных цементов совместного помола наблюдается при температуре до 200 – 250 °С и давлении до 100 – 120 МПа. Замедляющая способность песка, совместно измельченного со шлаком, характерна для всех кварцевых песков, не содержащих ускоряющих примесей.

На сроки схватывания растворов из шлакопесчаного цемента совместного помола влияет не столько тонкость помола, сколько метод его измельчения.

РАЗДЕЛЬНОЕ И СОВМЕСТНОЕ ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ НА СВОЙСТВА ШЛАКОВЫХ РАСТВОРОВ

Для всех шлаков характерно сокращение сроков схватывания при возрастании температуры и постоянном давлении. Механическая прочность образцов двухсуточного возраста с увеличением температуры неуклонно возрастает.

Влияние давления на шлаки различных заводов неодинаково и в значительной степени зависит от температуры, при которой раствор твердеет, а также от срока и условий хранения шлака после помола.

С увеличением давления, но при постоянной температуре, которая способствует быстрому протеканию процесса схватывания шлакопесчаного раствора, начало схватывания сокращается. Прочность при этом вначале несколько повышает-

ется, затем незначительно падает, но в общем изменение давления не оказывает заметного влияния на прочность образцов шлакопесчаного камня двухсуточного возраста.

При температуре до 200 °С увеличение удельной поверхности шлака способствует возрастанию двухсуточной прочности шлаковых образцов.

ПОКАЗАТЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИИ ШЛАКОВЫХ РАСТВОРОВ

К одному из существенных недостатков шлакопесчаных растворов следует отнести быстрое отстаивание воды. Показатель фильтрации шлакопесчаных растворов может быть улучшен введением в них бентонитовых глин.

С увеличением добавки бентонитовой глины количество воды, идущей на затворение для получения раствора с необходимой растекаемостью (17–18 см), возрастает и при дозировке ее 12,5 % составляет 53,4 % против 33,5 % для чистого раствора. Увеличение количества глины снижает показатель фильтрации раствора, и при некотором ее количестве вода практически не отделяется.

Введение бентонитовой глины в шлакопесчаные цементы способствует также снижению плотности раствора вследствие увеличения количества воды.

§ 3. ШЛАКОПОРТЛАНДЦЕМЕНТЫ

Для успешного использования шлаковых и шлакопесчаных цементов при температуре ниже 100–120 °С необходимо вводить интенсификаторы твердения, к которым относится портландцемент. В табл. 6.1 приведены данные об изменении сроков схватывания шлаковых растворов с различным содержанием тампонажного портландцемента.

Шлаковый раствор при температуре 22 °С весьма медленно схватывается. Добавление 10 % портландцемента приводит к резкому сокращению сроков схватывания раствора, причем основную роль при этом играет портландцемент. Дальнейшее увеличение его дозировки способствует незначительному последовательному ускорению сроков схватывания, в связи с чем целесообразно повышать его количество. С возрастанием температуры до 75 °С активность шлака увеличивается и добавка 30 % портландцемента приводит к ускорению сроков схватывания, что объясняется в основном сроками схватыва-

ния раствора из портландцемента: чем быстрее схватывается портландцемент, тем интенсивнее схватывается смесь.

Механическая прочность смесей приведенных составов изменяется в зависимости от количества вводимого портландцемента. Сроки схватывания шлакопортландцементного раствора будут несколько замедленные сроков схватывания растворов из портландцемента. С увеличением дозировки портландцемента проницаемость шлакопортландцементных образцов уменьшается.

Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсификации процессов твердения шлаковых растворов. Шлакопортландцементные растворы без предварительного анализа в лаборатории применять нельзя, если забойная температура превышает 80—90 °С. Сроки схватывания этих

Таблица 6.1

Изменение сроков схватывания шлакопортландцементных смесей при температуре 22 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Сроки схватывания, ч — мин	
Шлак	Цемент	Вода	начало	конец
100	0	29	60—00	64—00
90	10	29	6—50	8—00
80	20	29	6—50	7—40
70	30	30	6—40	7—40
50	50	30	6—00	7—10
30	70	46	5—25	6—50
10	90	40	5—00	6—35
0	100	40	5—00	6—35

Таблица 6.2

Физико-механические свойства шлакопортландцементных образцов, твердеющих при температуре 75 °С

Массовая доля компонентов раствора, %			Предел прочности, МПа, образцов, выдержанных в течение			
Шлак липецкий	Портланд- цемент	Вода	2 сут		10 сут	
			на изгиб	на сжатие	на изгиб	на сжатие
100	0	42	—	—	2,4	8,5
90	10	42	2,3	4,7	2,7	11,7
80	20	43	3,5	15,2	5,2	16
70	30	44	4,6	16,9	5,6	20,2
60	40	44	5,3	20,9	6	20,7
50	50	43	5,9	22,1	6,3	22,1
40	60	42	6	22,3	6,9	23
30	70	41	7,4	27,9	7,2	—
20	80	40	8,9	30,9	8,1	33,5
10	90	38	8,9	37,4	6,3	30,2
0	100	35	10	41,9	—	—

смесей регламентируются в основном сроками схватывания портландцемента и наступают, как правило, очень быстро.

Механическая прочность шлакопортландцементных образцов при твердении в условиях действия температуры 75 °С с возрастом увеличивается, если в смесь введено до 60 % портландцемента (табл. 6.2).

НОМЕНКЛАТУРА СПЕЦИАЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

Классификация тампонажных материалов представлена на рис. 6.3. Большинство специальных тампонажных цемента (табл. 6.3) разработано во ВНИИКРнефти, а их выпуск освоен Константиновским и Ильским заводами утяжелителей.

Шлакопесчаные цементы совместного помола в зависимости от назначения выпускают двух видов: ШПЦС-120 и ШПЦС-200. Цемент ШПЦС-120 отличается от ШПЦС-200 повышенной активностью за счет добавки портландцемента.

Утяжеленные цементы подразделяются в зависимости от назначения и плотности получаемого из них раствора. По назначению они делятся на утяжеленные цементы для нормальных и умеренных температур (УЦГ-1, УЦГ-2) и для повышенных и высоких (УШЦ1-120, УШЦ2-120, УШЦ1-200, УШЦ2-200).

Шифры цемента: ШПЦС — шлакопесчаный цемент совместного помола; УЦГ — утяжеленный тампонажный цемент; УШЦ — утяжеленный шлаковый цемент. Первая цифра (1 или 2) после буквенного обозначения указывает на вид цемента в зависимости от плотности получаемого из них раствора. Цементы первого вида (УЦГ-1, УШЦ1-120, УШЦ1-200) имеют плотность раствора в пределах 2,06–2,15 г/см³, второго (УЦГ-2, УШЦ2-120, УШЦ2-200) — 2,16–2,3 г/см³. Последнее число в шифре цемента обозначает температуру испытания цемента по техническим условиям. Так, цементы ШПЦС-120, УШЦ1-120 и УШЦ2-120 испытывают при температуре 120 °С и давлении 40 МПа; ШПЦС-200, УШЦ1-200 — при температуре 200 °С и давлении 60 МПа; цементы УЦГ-1 и УЦГ-2 — при температуре 75 °С и атмосферном давлении.

Специальные тампонажные цементы изготавливают совместным измельчением вяжущей основы, утяжеляющей, активизирующей и других добавок или отдельным измельчением с последующим смешением указанных компонентов.

Специальные цементы отличаются от применяемых в настоящее время тампонажных смесей однородностью грану-

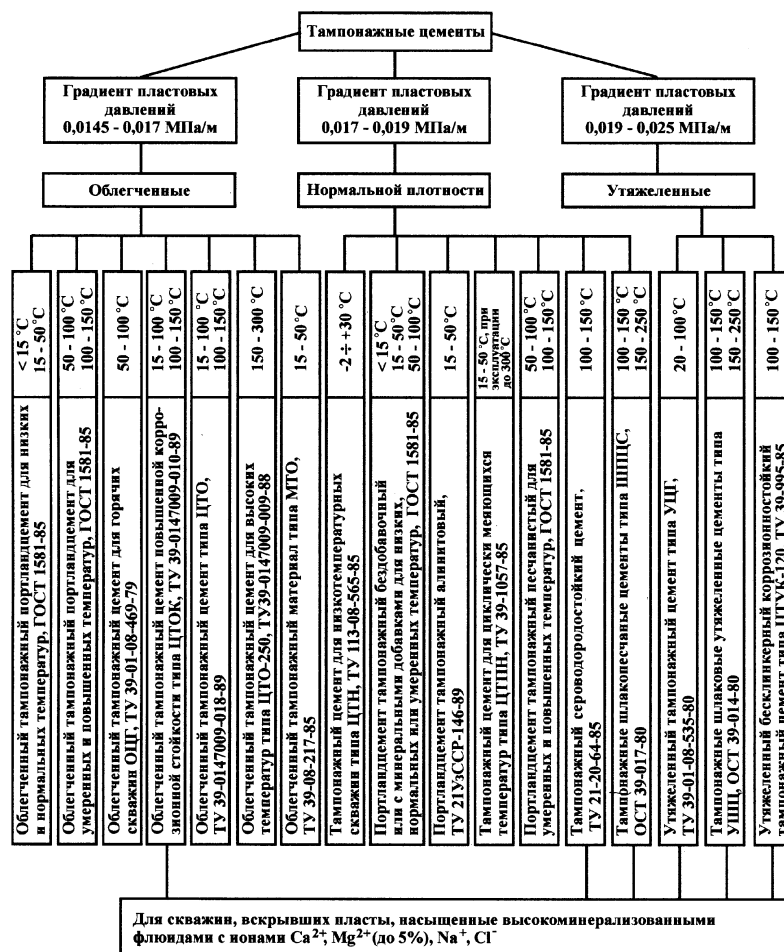


Рис. 6.3. Номенклатура и область применения тампонажных цементов

лометрического состава, повышенными физико-механическими свойствами, высокой термостойкостью; при их использовании исключается необходимость приготовления сухой смеси в промысловых условиях.

Физико-механические свойства раствора и камня из этих цементов приведены в табл. 6.4. Для регулирования сроков схватывания кроме указанных в таблице могут применяться

6.3

Основная характеристика специальных тампонажных цемента

Марка цемента	Водоцементное отношение	Растекаемость, по конусу АзНИИ, см	Плотность (средняя), г/см ³	Температурные пределы применения, °С	
				рекомендуемые	допустимые
ШПЦС-120	0,45	18–20	1,8–1,83	100–150	40–160
ШПЦС-200	0,4	18–20	1,78–1,83	150–250	100–250
УЦГ-1	0,35	20–21	2,06–2,15	20–100	20–100
УЦГ-2	0,32	20–21	2,16–2,3	20–100	20–100
УШЦ1-120	0,35	19–22	2,06–2,15	100–150	40–160
УШЦ2-120	0,32	19–20	2,16–2,3	100–150	40–160
УШЦ1-200	0,35	20–23	2,06–2,15	150–250	100–250
ОЦГ	0,95–1,05	20–24	1,4–1,5	50–100	30–120

следующие известные замедлители: ОЭДФ, НТФ, КМЦ, СВК, ВКК, нитролигнин, гуматы, дубители, окзил, КССБ, Л-6, Л-7 и др. Цементы затворяют пресной или слабоминерализованной водой при цементировании в обычных отложениях или насыщенным раствором хлорида натрия в соленосных отложениях. При затворении цемента на насыщенном растворе поваренной соли плотность раствора увеличивается примерно на 0,1 г/см³.

Газопроницаемость камня из специальных цемента при температуре твердения от 20 до 100 °С не превышает $2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перед каждым цементированием проводят лабораторные испытания проб цемента для уточнения рецептуры тампонажного раствора.

В б. ВНИИКРнефти разработаны облегченные шлаковые магнезиальные цементы. В качестве вяжущего вещества использован доменный основной шлак Константиновского завода, облегчающая добавка — палыгорскит. Цемент ОШЦ-200 — это смесь шлака с палыгорскитом в соотношении 4 : 1, ОШЦ-120 — та же смесь с добавкой 1,5 % портландцемента к массе смеси. Пределы прочности камня, хранившегося в растворе хлорида магния, из цемента ОШЦ-120 и ОШЦ-200 приведены ниже.

Время твердения образца, сут	2	3	90	180	270	360
Предел прочности на сжатие, МПа, образцов цемента:						
ОШЦ-120	0,7	7,4	8,6	9,5	9,8	13,1
ОШЦ-200	0	2,6	4,7	4,9	5,7	6,4

Таблица 6.4

Физико-механические свойства раствора и камня из специальных цемента

Марка цемента	Добавка замедлителей, % (от массы цемента)			Водо-цементное отношение	Растекаемость, см	Плотность, г/см ³	Условия испытания		Сроки схватывания, ч		Прочность, через 2 сут, МПа	
	ССБ	Гипан	Хромпик				Температура, °С	Давление, МПа	начало	конец	на изгиб	на сжатие
ШПЦС-120	—	—	—	0,43	18—20	1,8—1,82	40	—	7—9	9—13	1,5—2,5	3—6
	0,05—0,1	—	0,05—0,1		18—22	1,8—1,82	80	30	3—5	5—9	2,5—4	6—10
	0,15—0,3	—	0,15—0,3		20—23	1,78—1,81	120	40	3—6	5—9	3—5	8—14
	0,4—0,5	—	0,4—0,6		22—24	1,78—1,81	160	60	4—6	5—8	5—7	15—25
	—	0,15	0,15		20—22	1,8—1,82	160	60	4—6	5—8	4—6	13—20
ШПЦС-200	0,1	—	0,1	0,4	18—21	1,81—1,82	100	30	3—5	5—8	2—3	4—6
	0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	1,78—1,81	160	60	3—6	5—8	5—6	12—16
	—	0,2—0,3	0,1—0,3		20—22	1,8—1,82	160	60	4—7	6—10	4—5	10—15
	—	0,5—0,6	0,3—0,5		20—22	1,8—1,82	220	70	4—7	6—10	5—8	15—25
	—	0,5—1	0,5—1		20—22	1,8—1,82	235	80	4—7	6—10	5—9	15—30
	—	0,6—1	0,5—1		20—22	1,8—1,82	250	100	3—5	6—9	6—10	25—35
УЦГ-1	—	—	—	0,35	20—21	2,1—2,12	20	—	6—10	9—13	1,5—2	3—5
	0,1—0,3	—	—		21—23		75	20	4—7	6—10	2,4—4,5	6—11
	0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24		100	40	3—5	5—8	4—5	10—12
УЦГ-2	—	—	—	0,33	19—21	2,2—2,23	20	—	6—10	9—13	1,5—2	3—5
	0,1—0,3	—	—		21—23		75	20	4—7	6—10	2,5—4,5	6—11
	0,3—0,4	—	0,3—0,4		22—24		100	40	3—5	5—8	4—5	10—12

УШЦ1-120	—	—	—	0,34	19—20	2,1—2,13	40	—	6—8	9—12	1,5—2,5	3—5
	0,05—0,1	—	—		20—21		80	20	3—5	5—8	3—4	6—10
	0,15—0,3	—	0,15—0,3		21—23		120	40	3—6	5—9	3,0—5	8—14
	0,4—0,5	—	0,4—0,8		22—24		160	70	4—6	5—8	5,0—7	15—25
	—	0,15	0,15		20—23		160	70	4—6	5—8	4,0—6	12—20
УШЦ2-120	—	—	—	0,32	19—20	2,2—2,22	40	—	6—8	9—12	1,5—2,5	3—5
	0,5—0,1	—	—		20—21		80	20	3—5	5—8	2—4	6—10
	0,1—0,3	—	0,1—0,3		21—23		120	40	3—6	5—9	3—5	8—14
	0,4—0,5	—	0,4—0,8		22—24		160	70	4—6	5—8	5—7	15—25
	—	0,1—0,15	0,1		20—22		160	70	4—6	5—8	4—6	12—20
УШЦ1-200	0,1	—	0,1	0,34	20—21	2,1—2,12	100	20	3—5	5—8	2—3	4—6
	0,1—0,5	—	0,3—0,5		22—24		160	60	3—6	5—8	5—6	12—16
	—	0,1—0,25	0,1—0,15		20—22		160	60	4—7	6—10	4—5	10—14
	—	0,5—0,6	0,6—0,6		20—22		220	80	4—7	6—10	5—6	13—20
	—	0,6—1	0,5—1		20—22		250	100	3—5	6—9	6—8	18—25
УШЦ2-200	0,1	—	0,1	0,32	20—21	2,2—2,22	100	20	3—5	5—8	2—3	4—6
УШЦ-200	0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24		160	60	3—5	5—8	5—6	12—16
	—	0,2—0,3	0,1—0,3		20—22		160	60	4—7	6—10	4—5	10—14
	—	0,6—1	0,6—1		20—22		220	80	4—7	6—10	5—6	13—25
	—	0,6—1	0,6—1		20—22		250	100	3—5	6—9	6—8	13—25

§ 4. é ě ç é Ç ç õ Ö í ê Ö Å é Ç Ä ç à ü
ä í Ä ä è é ç Ä Ü ç õ ä ä Ä í Ö ê ä Ä ã Ä ä

При испытании тампонажного портландцемента с целью определения его физико-механических свойств применяют цементное тесто, при приготовлении которого массовая доля воды составляет 50 %. Пределы прочности при изгибе образцов-балочек размером 40 × 40 × 160 мм, стандартно изготовленных из цементного теста, через 2 сут их твердения должны соответствовать указанным ниже значениям.

Тампонажный портландцемент	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Температура твердения, °С	22 ± 2	75 ± 3
Срок твердения, ч	48 ± 1	24 ± 1
Предел прочности при изгибе, МПа	2,7	3,5

Сроки схватывания тампонажных цемента указаны ниже.

Тампонажный портландцемент.....	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Сроки схватывания (после затворения), ч — мин:		
начало (не ранее).....	2—00	1—45
конец (не позднее).....	10—00	5—00

Количество сернистого ангидрида SO_3 в цементе не должно превышать 3,5 %, а количество оксида магния MgO в исходном клинкере — 5 %. Тонкость помола цемента должна быть такой, чтобы при просеивании сквозь сито № 008 (размеры стороны ячейки в свету 0,08 мм) проходило не менее 85 % массы пробы цементов для низких и нормальных температур и не менее 80 % — для умеренных и повышенных температур.

Тампонажный портландцемент должен быть забракован, если он не отвечает хотя бы одному из требований стандарта.

При испытании каждой пробы тампонажного цемента определяют тонкость помола, растекаемость, плотность, время загустевания, сроки схватывания цементного теста и предел прочности камня при изгибе и сжатии.

Тампонажный цемент для низкотемпературных скважин типа ЦТН. ЦТН представляет собой гидравлическое вяжущее вещество, полученное тщательным смешением альфа-полугидрата сульфата кальция (70—80 %), портландцемента (20—30 %) и регулятора твердения (0,2—0,5 %).

Альфа-полугидрат сульфата кальция (высокопрочный гипс) получают при гидробаротермальной обработке фосфогипса в щелочной среде в присутствии регуляторов кристаллизации полугидрата, последующей сушки и тонкого измельчения до удельной поверхности 4500—6000 $\text{см}^2/\text{г}$.

Добавка портландцемента обеспечивает стойкость камня из ЦТН при длительном твердении в пресной и минерализованных пластовых водах за счет уменьшения растворимости гипса и образования в процессе гидратации труднорастворимых гидросиликатов кальция, блокирующих активные центры кристаллогидратов сульфата кальция.

Использование эффективных регуляторов твердения (белково-содержащих веществ микробиологического синтеза), не замедляющих скорость гидратации клинкерных минералов, позволяет получить необходимую подвижность тампонажного раствора при сохранении высокой скорости набора прочности в условиях низких температур.

Применение ЦТН упрощает технологию приготовления тампонажного раствора за счет исключения введения ускорителей схватывания. Тампонажный раствор из ЦТН совместим со всеми типами применяемых буровых растворов и буферных жидкостей, смешение ЦТН с тампонажными портландцементами в количестве до 20–30 % практически не изменяет показатели раствора и камня.

Основные свойства тампонажного цемента для низкотемпературных скважин типа ЦТН представлены в табл. 6.5.

Тампонажный цемент типа ЦТН применяют для крепления кондукторов скважин в производственных объединениях Западной Сибири и Севера. Экономический эффект от применения ЦТН достигается за счет сокращения времени ОЗЦ.

Портландцемент тампонажный песчанистый. Этот цемент предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Предел прочности при изгибе образцов-балочек размерами 40 × 40 × 160 мм, стандартно изготовленных из цементного теста, после твердения их в течение 2 сут должен соответствовать указанным ниже значениям.

Цемент	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Температура твердения, °С	22 ± 2	75 ± 3
Предел прочности при изгибе, МПа	2	4

Растекаемость цементного теста по конусу АзНИИ должна быть не менее 180 мм.

Сроки схватывания тампонажных растворов после затворения данного цемента должны быть следующими.

Цемент	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Сроки схватывания после затворения, ч – мин:		
начало (не ранее)	2–00	1–45
конец (не позднее)	12–00	6–00

Цемент тампонажный для циклически меняющихся температур типа ЦТПН. Этот цемент предназначен для цементирования скважин со статическими температурами 15–50 °С на нефтяных месторождениях, разрабатываемых термическими методами (паронагнетание, закачивание горячей воды, создание внутрипластового движущегося очага горения и др.)

ЦТПН разработан в б. ВНИИКРнефти.

ЦТПН отличается повышенной стойкостью к воздействию циклически меняющихся температур (с амплитудой до 250 °С).

Таблица 6.5
Свойства тампонажного раствора и камня из ЦТН

Водоцемент- ное отно- шение	Плот- ность раство- ра, г/см ³	Расте- каемость, см	Темпера- тура тверде- ния, °С	Сроки схватывания, ч — мин		Прочность при изгибе, МПа, при времени хранения образ- цов в водных условиях				
				начало	конец	6 ч	24 ч	28 сут	1 год	3 года
0,42	1,8	18—19	20	1—10	1—30	2	2,6	3,1	3,6	4
			5	1—30	1—55	1,8	2,8	3,2	3,5	3,8
			0	1—40	2—10	1,6	2,6	3	3,4	3,7
			—2	2—00	2—35	1,5	2,5	2,8	3,2	3,3
0,46	1,75	20—22	20	1—40	2—00	1,8	2,4	2,8	3,4	3,8
			5	2—00	2—25	1,6	2,6	3	3,5	4
			0	2—10	2—40	1,5	2,7	3	3,4	3,6
			—2	2—30	3—00	1,3	2,4	2,7	2,9	3,1
0,5	1,7	23—25	20	2—20	2—40	1,6	2,2	2,7	3,2	3,5
			5	2—45	3—10	1,5	2,3	2,8	3,3	3,6
			0	2—50	3—20	1,4	2,5	3	3,2	3,3
			—2	3—00	3—30	1,2	2,1	2,4	2,7	3

Низкогигроскопичный тампонажный портландцемент. Этот портландцемент является разновидностью тампонажного портландцемента и характеризуется повышенной сохраняемостью при длительном хранении. Сроки схватывания цементного раствора указаны ниже.

Цемент.....	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Сроки схватывания после затворения, ч — мин:		
начало (не ранее).....	2—00	1—45
конец (не позднее).....	12—00	6—00

Реагент-гидрофобизатор — диметилсилоксанолят натрия, являющийся жидким побочным (ранее сжигавшимся) продуктом при получении полисилоксановых смол, не замерзает при температуре до -35°C , вводится в цемент при помоле клинкера в количестве 0,1 % в пересчете на 100 %-ный продукт.

Гидрофобизованный цемент обладает весьма малым водоотделением — 0,5 % (эталон — 3,2 %) и высокой седиментационной устойчивостью. Газопроницаемость образцов цементного камня приведена ниже.

Газопроницаемость цементного камня, 10^{-3} мкм ² :.....	Вдоль образца	Поперек образца
эталонного.....	9,4	3,7
гидрофобизованного.....	1,6	0,53

Гидрофобизованный цемент обладает теми же сроками схватывания и загустевания, что и обычный.

Прочность цементного камня из гидрофобизованного цемента в ранние сроки твердения более чем в 1,5 раза выше эталонного, к 28 сут прочность одинакова.

Гидрофобизованный цемент лучше сохраняется в негерметичной таре (бумажных мешках). Прочность двухсуточного цементного камня (температура твердения $22 \pm 2^{\circ}\text{C}$), изготовленного из цемента, хранившегося 1—6 мес, приведена ниже.

Время хранения, мес.	0	1	2	3	6
Предел прочности цементного камня, МПа:.....			1,22/3,31		
эталонного.....	2,8/8,35	1,42/4,56		0,9/2,25	0/0,6
гидрофобизо- ванного.....	4,52/13,9	3,58/12,6	3,27/12,4	2,96/11,76	1,95/8,4

П р и м е ч а н и е. В числителе — предел прочности на изгиб, в знаменателе — на сжатие.

Таблица 6.6

Параметры шлакопесчаных цементов

Параметры	Марка цемента	
	ШПЦС-120	ШПЦС-200
Тонкость помола, см ² /г	3000 ± 300	2600 ± 200
Растекаемость цементного теста, см, (В/Ц)	18–20 (0,45)	18–20 (0,43)
Сроки схватывания, ч:		
начало (не ранее)	2	2
конец (не позднее)	10	8
Прочность камня через 24 ч твердения, МПа:		
на изгиб	2,5–7	3–10
на сжатие	10–30	12–35
Выход раствора из 1 т цемента, м ³	0,75–0,78	0,7–0,75
Примечание. Предел прочности при сжатии определяют при необходимости.		

Цемент шлакопесчаный совместного помола. Отраслевой стандарт на шлакопесчаные цементы (ОСТ 39-017–80) разработан б. ВНИИКРнефтью.

Эти цементы предназначены для цементирования нефтяных и газовых скважин, в том числе для изоляции соленосных отложений. В зависимости от назначения эти цементы выпускают двух марок — ШПЦС-120 и ШПЦС-200.

Параметры шлакопесчаных цементов совместного помола приведены в табл. 6.6.

Сроки схватывания шлакопесчаных цементов определяют при тех же условиях, что и для утяжеленных.

Температура воды в автоклаве в момент помещения кольца с цементным тестом должна быть 75 ± 5 °С.

Облегченные тампонажные цементы. Такие цементы предназначены для цементирования нефтяных, газовых и других скважин, вскрывших зоны с аномально низким пластовым давлением (АНПД) или низким градиентом давления гидроразрыва (0,0145–0,0170 МПа/м).

Сроки схватывания растворов из облегченного тампонажного портландцемента должны соответствовать указанным ниже.

Цемент.....	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Сроки схватывания, ч — мин:		
начало.....	2–00	1–45
конец.....	18–00	8–00

Облегченные тампонажные цементы типа ЦТО. Они предназначены для цементирования скважин, вскрывших зо-

ны с АНПД, при геостатических температурах от 15 до 250 °С.

ЦТО получают при смешении вяжущего с облегчающей добавкой — фильтроперлитом или тампонажным перлитом и, при необходимости, со стабилизирующей добавкой (бентонит, палыгорскит, ПВС).

В зависимости от температуры применения в качестве вяжущего в ЦТО используют: при температурах в скважинах от 15 до 100 °С — тампонажный портландцемент для нормальных или умеренных температур; при 100–250 °С — тампонажный цемент ЦТПН.

Фильтроперлит и тампонажный перлит — высокоэффективные облегчающие добавки (водопотребность до 6–8 кг/кг), получаемые при обжиге перлита и отличаются от перлитового вспученного песка большой удельной поверхностью и минимумом (массовая доля не более 12 %) воздухосодержащих сферических частиц.

В зависимости от температуры применения ЦТО подразделяют на три марки.

Марка цемента.....	ЦТО-100	ЦТО-150	ЦТО-250
Температура в скважине, °С	15–100 (нормальная и умеренная)	100–150 (повышенная)	150–250 (высокая)

Плотность растворов из тампонажных цемента ЦТО может быть от 1,35 до 1,65 г/см³. Предел прочности камня из ЦТО приведен в табл. 6.7.

Для регулирования технологических свойств раствора и камня из ЦТО рекомендуется использовать выпускаемые промышленностью химические реагенты. Применение ЦТО позволяет качественно цементировать скважины, обеспечивает подъем тампонажного раствора на большую высоту в одну ступень, во многих случаях позволяет отказаться от применения муфты ступенчатого цементирования (МСЦ).

Облегченный тампонажный цемент повышенной коррозионной стойкости типа ЦТОК. Этот цемент (ТУ 39-0147009-010–89) получают при смешении до однородного состояния вяжущего и облегчающей добавки — керогена марки Т.

ЦТОК предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин, вскрывших зоны с АНПД при температурах от 15 до 150 °С.

В зависимости от температуры применения в качестве вяжущего в ЦТОК используют: при температурах в скважинах от 15 до 100 °С — тампонажный портландцемент для нор-

Таблица 6.7

Физико-механические свойства тампонажного раствора и камня из облегченного цемента типа ЦТО

Марка тампонажного цемента	Водо- цементное отношение	Плотность тампонаж- ного рас- твора, г/см ³	Режим твер- дения		Предел прочности камня при изгибе, МПа, при твердении в течение, сут	
			темпе- ратура, °С	дав- ление, МПа	1	2
ЦТО-4-100	1,15 ± 0,05	1,40 ± 0,05	75	20	1,1—1,3	2,2—3,0
ЦТО-5-100	0,90 ± 0,05	1,50 ± 0,05			1,2—1,4	3,0—4,2
ЦТО-6-100	0,70 ± 0,05	1,60 ± 0,05			1,4—1,6	3,5—4,5
ЦТО-4-150	1,15 ± 0,05	1,40 ± 0,05	120	40	2,2—2,6	3,0—4,0
ЦТО-5-150	0,90 ± 0,05	1,50 ± 0,05			2,9—3,8	4,1—4,6
ЦТО-4-250	1,20 ± 0,05	1,40 ± 0,05	200	60	3,2—3,7	3,4—3,7
ЦТО-5-250	0,95 ± 0,05	1,50 ± 0,05			3,8—4,4	4,0—4,3
Примечание. Растекаемость тампонажного раствора 22 ± 2 см.						

мальных или умеренных температур, от 100 до 150 °С — шлакопесчаный тампонажный цемент марки ШПЦС-120 или цемент ЦТПН.

Кероген Т представляет собой гидрофобный тонкомолотый органоминеральный порошок плотностью около 1,25 г/см³. Сырьем для получения керогена служит горючий сланец.

В зависимости от плотности тампонажного раствора ЦТОК подразделяют на три марки.

Марка цемента	ЦТОК-4	ЦТОК-5	ЦТОК-6
Плотность раствора, г/см ³	1,4 ± 0,05	1,5 ± 0,05	1,6 ± 0,05
Водоцементное отношение	0,7 ± 0,03	0,65 ± 0,02	0,6 ± 0,02
Предел прочности камня при 75 °С через 48 ч твердения, МПа	2	2,8	4,5

Применение тампонажного цемента типа ЦТОК позволяет качественно цементировать скважины со сложными геологическими условиями, увеличить межремонтный период эксплуатации скважин. Вследствие гидрофобности керогена ЦТОК отличается повышенной сохраняемостью. Коррозионная стойкость камня обеспечивается химической стойкостью керогена и сравнительно низким водосодержанием (В/Ц) раствора.

Облегченный тампонажный материал типа МТО. Этот материал разработан совместно с ВНИИКРнефтью и НПО "Алинит". В качестве облегчающей добавки в МТО используют вспученный перлитовый песок марки М75-100, выпускаемый по ГОСТ 10832—83, а в качестве вяжущего — тампонажный алинитовый портландцемент типа ПЦАТ.

Полученный материал имеет следующие технологические параметры: плотность раствора $1,5 \pm 0,05$ г/см³, сроки схватывания при температуре 22 ± 2 °С — 4 и 8 ч (начало и конец соответственно), предел прочности при изгибе через 24 ч твердения не менее 0,9 МПа.

Приготовление МТО в заводских условиях обеспечивает однородность материала и стабильность его свойств. При этом исключается приготовление облегченных тампонажных смесей в условиях тампонажных предприятий, повышается производительность труда, существенно улучшается качество крепления скважин.

Облегченный цемент для горячих скважин типа ОЦГ. Цемент типа ОЦГ серийно выпускается по ТУ 39-01-08-469—79 и предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин с аномально низкими пластовыми давлениями.

Цемент ОЦГ может быть использован при температурах от 50 до 100 °С (с реагентами-регуляторами сроков схватывания — в интервале температур 30—120 °С).

Основные параметры цемента ОЦГ приведены ниже.

Плотность тампонажного раствора, г/см ³	1,45—1,50
Водоцементное отношение.....	0,95—1,05
Прочность камня через 48 ч твердения при 75 °С (МПа):	
на изгиб.....	1,5—4,5
на сжатие.....	4—18
Выход раствора из 1 т цемента, м ³	1,3—1,35

Цементы тампонажные утяжеленные. Технические условия на цементы тампонажные утяжеленные (ТУ 08-535—80 для УЦГ, ОСТ 39-014—80 для УШЦ) разработаны б. ВНИИКР-нефтью. Эти цементы предназначены для цементирования нефтяных и газовых скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), в том числе для изоляции пластов соленосных отложений.

В зависимости от плотностиготавливаемого раствора и температурных условий применения утяжеленные тампонажные цементы подразделяются на несколько видов.

Параметры утяжеленных тампонажных цемента должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 6.8. Режим испытаний цемента УЦГ и УШЦ определен в соответствии с ГОСТ 26798.0—85.

Марка цемента.....	УЦГ-1, УЦГ-2	УШЦ1-120, УШЦ2-120	УШЦ1-200, УШЦ2-200
Время выхода на режим, мин,.....	—	25 ± 3	60 ± 5
Температура, °С....	75 ± 3	120 ± 5	200 ± 5
Давление, МПа.....	Атмосферное	40 ± 6	60 ± 9

Таблица 6.8

Параметры утяжеленных тампонажных цементов

Параметры	Марка цемента					
	УЦГ-1	УЦГ-2	УШЦ1-120	УШЦ2-120	УШЦ1-200	УШЦ2-200
Тонкость помола, $\text{см}^2/\text{г}$	2500 ± 200	2200 ± 200	2500 ± 200	2200 ± 200	2500 ± 200	2200 ± 200
Растекаемость цементного раствора, см (В/Ц)	20–21 (0,35)	20–21 (0,32)	19–22 (0,35)	19–20 (0,32)	20–23 (0,35)	20–21 (0,32)
Плотность цементного раствора, $\text{г}/\text{см}^3$	2,06–2,15	2,16–2,3	2,06–2,15	2,16–2,3	2,06–2,15	2,16–2,3
Сроки схватывания, ч:						
начало (не ранее)	1–45	1–45	2	2	2	2
конец (не позднее)	5	5	10	10	8	8
Прочность камня через 24 ч ОЗЦ, МПа:						
на изгиб	2–4,5	2–4	2,5–7	2,5–7	2,5–8	2,5–8
на сжатие	5–20	5–18	9–25	9–25	12–30	12–30
Выход раствора из 1 т цемента, м^3	0,62–0,64	0,58–0,6	0,63–0,65	0,6–0,65	0,63–0,65	0,58–0,6

Утяжеленный бесклинкерный коррозионно-стойкий тампонажный цемент типа ЦТУК-120. Этот цемент разработан в б. ВНИИКРнефти и предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин, вскрывших зоны с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), при наличии в интервале цементирования полиминерализованных пластовых вод, углекислой и сероводородной агрессий. Температурный диапазон применения от 80 до 150 °С.

Цемент ЦТУК-120 получают при смешении совместно измельченных доменного гранулированного шлака, кварцевого песка и парафина (гидрофобизирующая добавка) с баритом (утяжеляющая добавка). Цемент ЦТУК-120 выпускают двух марок: ЦТУК-1-120 с плотностью тампонажного раствора 2,05–2,15 $\text{г}/\text{см}^3$ и ЦТУК-2-120 с плотностью 2,16–2,30 $\text{г}/\text{см}^3$.

Тампонажный цемент ЦТУК-120 отличается увеличенным сроком сохраняемости и неслеживаемостью при хранении, а тампонажный камень из него — повышенной коррозионной

стойкостью в агрессивных гидротермальных водах. Эти свойства обеспечиваются наличием в составе ЦТУК-120 химически стойких компонентов и гидрофобизирующей добавки.

Тампонажный раствор из ЦТУК-120 готовят с использованием серийного цементировочного оборудования. В качестве реагентов-замедлителей можно использовать КССБ-2, декстрин, лигносульфонаты, бихроматы, а в качестве жидкости затворения — питьевую, техническую, морскую или пластовую воду. Предел прочности тампонажного камня из ЦТУК-120 через 24 ч твердения при температуре 120 °С и давлении 60 МПа составляет 2,5—3,5 МПа.

§ 5. СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ИХ ОБРАБОТКИ

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И КАМНЯ

Свойства цементного раствора зависят от многих факторов, основными из которых являются химико-минеральный состав, качество и количество наполнителей, водоцементное отношение, количество и природа химических наполнителей, режим перемешивания, температура, давление и др.

Основные свойства цементного раствора применительно к скважинам следующие: водосодержание, подвижность (растекаемость), плотность, показатель фильтрации, динамическое сопротивление сдвигу, структурная вязкость, седиментационная устойчивость, время загустевания, сроки схватывания и некоторые другие. К свойствам цементного камня следует отнести механическую прочность, проницаемость, объемные изменения, коррозионную устойчивость в агрессивных средах и модуль упругости.

Свойства цементных растворов и камня могут быть изменены введением наполнителей, активных добавок или обработкой химическими реагентами.

Водосодержание. Водосодержание характеризуется водоцементным отношением, т.е. отношением массы воды к массе твердого тампонажного материала. Для стандартных тампонажных портландцементов с удельной поверхностью 2500—3500 см²/г водоцементное отношение может колебаться в пределах 0,5—0,6.

Растекаемость. Важное свойство цементного раствора — подвижность, которую в начальный момент после затворения определяют с помощью усеченного конуса АзНИИ путем отсчета среднего диаметра расплывшегося раствора в двух направлениях (наибольшее и наименьшее).

Плотность. Одна из важных характеристик цементного раствора — плотность. Это практически единственный показатель качества раствора, контролируемый в процессе его приготовления и транспортирования в скважину. Плотность цементного раствора зависит от плотности сухих тампонажных материалов и жидкости затворения, а также от водоцементного отношения.

Для стандартного цементного раствора при В/Ц = 0,5 (в соответствии с требованиями ГОСТ 1581–85) его расчетная плотность составляет 1,81–1,85 г/см³.

Плотность цементного раствора в промысловых условиях чаще всего определяют с помощью ареометров АГ-1 и АГ-2 в каждой точке затворения независимо от наличия станции контроля цементирования СКЦ, которая обеспечивает автоматическую регистрацию и запись средней плотности закачиваемого в скважину раствора. Непрерывный контроль плотности тампонажного раствора достигается применением радиоактивных плотномеров.

Показатель фильтрации. Под воздействием перепада давления в цементном растворе происходит процесс водоотделения, который называется фильтрацией. Скорость фильтрации в значительной мере зависит от принятого В/Ц: она обратно пропорциональна квадрату удельной поверхности цемента (тонкости помола), количеству наполнителя и вязкости жидкой фазы цементного раствора.

Вследствие высокой фильтрации цементный раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, сроки схватывания его ускоряются; в результате образования толстых цементных корок возможен прихват обсадной колонны во время ее расхаживания.

Фильтрация цементного раствора может быть определена с помощью специального прибора УВЦ или прибора ВМ-6, который применяется для измерения фильтрации бурового раствора при давлении 0,1 МПа (в этом случае говорят о предельной фильтрации за определенное время).

Седиментационная устойчивость. Под седиментационной устойчивостью подразумевают способность частиц тампонажного раствора оседать в жидкости затворения под действием сил тяжести. Этот параметр зависит от разности плотностей твердой и жидкой фаз тампонажного раствора, микроструктуры порового пространства, вязкости жидкости затворения.

Вследствие сильно развитой межфазной поверхности тампонажные растворы агрегативно-неустойчивы. О характере и степени седиментационных перемещений в основной части столба тампонажного раствора с достаточной точностью можно судить по характеру и степени перемещений верхнего уровня твердой составляющей раствора.

При цементировании обсадных колонн в газовых скважинах и скважинах с наличием зон АВПД появляется необходимость нормирования седиментационной устойчивости тампонажных растворов, для повышения которой может быть рекомендован к использованию весь комплекс мероприятий по снижению показателя фильтрации цементных растворов.

Загустевание. Спустя некоторое время после затворения и механического перемешивания начинает проявляться способность цементных растворов к структурообразованию, которое выражается последовательно в загустевании и схватывании растворов. Загустевание тампонажных растворов оценивают консистометром.

Существенное влияние на загустевание цементных растворов оказывают природа цемента, тонкость его помола, В/Ц, температура, давление и некоторые другие факторы.

Увеличение времени загустевания тампонажных растворов может быть достигнуто использованием замедлителей процессов структурообразования, качество и количество которых подбирают с учетом конкретных условий скважин (к числу замедлителей относятся ССБ, КМЦ, гипан, НТФ, ОЭДФ, ВКК, хромпик и др.).

Сроки схватывания. Возможность применения тампонажных растворов в отечественной практике в большинстве случаев определяется сроками схватывания, которые зависят от следующих факторов: химико-минерального состава цемента; его удельной поверхности; В/Ц; химических реагентов, вводимых в раствор; температуры; давления и др.

При прочих равных условиях с повышением удельной поверхности цемента и уменьшением В/Ц сроки схватывания цементного раствора сокращаются. На их уменьшение температура оказывает более существенное влияние, чем давление, а их совместное воздействие еще эффективнее.

Механическая прочность цементного камня. Прочность тампонажного камня характеризуется временным сопротивлением сжатию, растяжению или изгибу. С этой целью изготовленные определенной формы образцы цементного камня испытывают на прочность, причем определяют напряжение, соответствующее разрушению образца.

Механическая прочность цементного камня зависит от ряда факторов, основные из которых следующие: химико-минеральный состав цемента, В/Ц, удельная поверхность цемента, наличие наполнителей и химических добавок, условия твердения и др. Существенное влияние на прочность цементного камня оказывают также температура и давление.

Проницаемость цементного камня. Под проницаемостью цементного камня понимают его способность пропускать через себя жидкости или газы при определенном перепаде давления. Для обеспечения надежного разделения пластов цементный камень в затрубном пространстве должен иметь минимально возможную проницаемость для пластовых флюидов.

Проницаемость цементного камня изменяется в процессе его твердения и существенно зависит от природы цемента и наполнителей, В/Ц, условий и времени твердения и т.д.

РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И КАМНЯ С ПОМОЩЬЮ РЕАГЕНТОВ

Усложнение геолого-технических условий сооружения скважин, а также совершенствование техники и технологии их бурения и крепления повышают уровень требований к тампонажным материалам и приготовляемым из них растворам. Это вызывает необходимость целенаправленного изменения свойств цементных растворов и образующегося камня путем обработки их химическими реагентами.

К показателям тампонажных систем, количественное изменение которых часто вызывается необходимостью техно

логии или особенностями условий скважины, относятся время загустевания или сроки схватывания, реологические свойства, седиментационная устойчивость для тампонажных растворов и механическая прочность, проницаемость, коррозионная устойчивость для тампонажного камня.

При количественном изменении одного показателя тампонажного раствора изменяется другой (или другие) параметр, и в некоторых случаях в нежелательном направлении. Как правило, реагенты и материалы, вводимые в тампонажные системы, оказывают комплексное воздействие и изменяют одновременно несколько параметров.

Некоторые реагенты при одних условиях изменяют свойства тампонажных систем в одном направлении, а при других условиях влияние тех же реагентов может быть противоположным. Кроме того, один и тот же реагент при различных дозировках может вызывать противоположные воздействия.

Применение тампонажных цемента в различных условиях связано с использованием следующих реагентов:

ускорителей схватывания и твердения тампонажных растворов — хлоридов кальция, натрия, калия и алюминия, сульфатов натрия и калия, углекислых калия и натрия, едкого натра, кремнекислых натрия и калия (жидкого стекла), нитратов натрия и кальция, нитрит-нитрита кальция, нитрит-нитрит-хлорида кальция с мочевиной, мочевины, нитрит-нитрит-сульфата натрия, сульфаниловой кислоты, триэтаноламина, мелассы;

пластификаторов (разжижителей) — С-3, 10-03, НТФ, ОЭДФ, ССБ, КССБ, ПАШ, ВЛХК, этилсиликоната натрия, метилсиликоната натрия, СПД, мылонафта, НЧК, ПФЛХ, ФХЛС, сульфированного нитролигнина, нитролигнина, окзила, синтана-5 и синтана ПЛ, Д-4 и Д-12, гексаметафосфата и нитрофосфата, ВРП, ГИФ-1, хромпика;

замедлителей схватывания и твердения — НТФ, ОЭДФ, винной кислоты и ее солей, борной кислоты, хромпика, гипана, окзила, КССБ, СДБ, ФХЛС, ПФЛХ, сульфированного нитролигнина, карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), малеинового ангидрида, гексаметафосфата и нитрофосфата, КДБ, ПАД-3;

понижителей фильтрации — гипана, СДБ, КССБ, ПФЛХ, ФХЛС, карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), полиоксиэтилена, бентонитовой глины, сульфированного нитролигнина, поливинилового спирта (ПВС), метаса, полиакриламида, К-4, метилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, декстрина, модифицированного крахмала;

пеногасителей — НЧК, окисленного петролатума, соап-стока, ЖЖТ, РС, кальциевого мылонафта, флотомасла, полиметилсилоксана, скрубберного конденсата, Т-66, стеарокса-6, АГ-2, АГ-3, НГВ-1, полиамида, стеарата алюминия, ПЭС, ОКП-50, СЖК, ВМС, ВМС-12, П-79, сивушного масла, карболениума.

При выборе реагента необходимо исходить из того, что многие реагенты по своему технологическому эффекту равноценны. Вследствие этого при выборе реагентов необходимо учитывать их стоимость, расстояние до завода-изготовителя, агрегатное состояние (например, применение реагентов в виде жидкостей затруднено в зимнее время, и особенно в северных регионах), условия поставки (заводы-изготовители поставляют некоторые реагенты только крупными партиями — не менее вагона, цистерны).

Температурные области применения реагентов приведены в табл. 6.9 и 6.10.

Таблица 6.9

Температурные области применения различных реагентов

Температура в скважине, °С	Вид тампонажного цемента	Реагенты и их сочетания
<i>Реагенты-ускорители сроков схватывания и твердения</i>		
0—10	Портландцемент	CaCl ₂ , NaCl, NaCl + CaCl ₂ , KCl, K ₂ CO ₃ , ННК, ННС, ННХК, НКМ, ННХК + М, НК, НН
0—20		CaCl ₂ , NaCl, CaCl ₂ + NaCl, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Na ₂ SO ₄ , НК, НН, ННК, ННС, НКХ, моче-вина
20—75		CaCl ₂ , NaCl, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Na ₂ SO ₄ , силикат натрия, НН; НК, меласса, ТЭА, фульфанитовая кислота
75—100	Портландцемент и песок	Ускорители применяются только вместе с замедлителями-пластификаторами и замедлителями-понижителями фильтрации
	Шлаковый	CaCl ₂ , NaCl, Na ₂ CO ₃ , Na ₂ SO ₄ , NaOH, силикат натрия, K ₂ CO ₃ , НК, НН, ННС, ННК
> 100	Портландцемент и шлаковый портландцемент	Замедлители схватывания
	Шлаковый	Na ₂ CO ₃ , NaOH в сочетании с замедлителями-понижителями фильтрации при малоактивных вяжущих без замедлителей

Продолжение табл. 6.9

Температура в скважине, °С	Вид тампонажного цемента	Реагенты и их сочетания
<i>Реагенты-замедлители схватывания и твердения</i>		
20—75	Портландцемент	КМЦ, СДБ, ПФЛХ, ПАА, КССБ, НЧК, сунил, СВК, эпоксидные смолы, фурфурол, гексаметафосфат, пирофосфат, КБД, ПАД-3
75—100		НТФ, ОЭДФ, СДБ, окзил, ФХЛС, МА, СВК, Л-7, ПАА, КССБ, ПФЛХ, фурфурол, сунил, КМЦ, мочеви́на, декстрин, гипан, СВК + СДБ
100—130	Шлаковый Шлаковый и портланд-цемент	Ускорители схватывания НТФ, ОЭДФ, гипан, КМЦ, ОЭЦ, К-4, окзил, хромпик, СДБ, КССБ, декстрин, СДБ + МА, СКВ, МА, СВК + СДБ, СДБ + хромпик, БК, ПФЛХ
130—160	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, бура, декстрин, КМЦ + хромпик, МА, гипан, СВК или ВКК, СДБ + МА, гипан + хромпик, ДБФ, БК, ТОГК, МК, хромпик, ПФЛХ, КССБ
>160		НТФ, ОЭДФ, БК + СВК, ТОГК, СВК, гипан + хромпик, окзил, хромпик, окзил + хромпик, СВК + хромпик, КССБ
<i>Реагенты-пластификаторы</i>		
<75	Портландцемент	КССБ, СДБ, С-3, 10-03, гексаметафосфат, пирофосфат, НЧК, ПФЛХ, ПАШ, ФХЛС, ВАХК, СПД, ГИФ-1, сунил, Д-1, Д-4, ЦНИПС-1, ГКЖ-10 и ГКЖ-11, мылонафт, ВРП-1, АСМР
75—100	Шлаковый портланд-цемент	НТФ, ОЭДФ, СДБ, КССБ, сунил, ФХЛС, ПФЛХ, мочеви́на, окзил
100—130	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, хромпик, СДБ, КССБ, ФХЛС, СДБ + хромпик, сунил, окзил, ПФЛХ

Продолжение табл. 6.9

Температура в скважине, °С	Вид тампонажного цемента	Реагенты и их сочетания
130 – 160	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, СДБ + хромпик, КССБ + хромпик, ПФЛХ
>160		НТФ, ОЭДФ, хромпик, окзил + хромпик
Реагенты-понижители фильтрации		
<75	Портландцемент	ПВС, МЦ, КМЦ, ПЛА, декстрин, МК, бентонитовая глина
75 – 100	Шлаковый и портландцемент	Окзил, декстрин, МК, гипан, КМЦ, МЦ, К-4, бентонитовая глина
100 – 130		Гипан + хромпик, гипан, КМЦ, ОЭЦ, К-4, окзил, декстрин, окзил + хромпик, бентонитовая глина, метас
130 – 160	Шлаковый	Гипан + хромпик, КМЦ + хромпик, окзил + хромпик, бентонитовая глина, метас + хромпик
>160		Гипан + хромпик, окзил + хромпик, бентонитовая глина, метас + хромпик
280		

Таблица 6.10

Температурные и физико-химические условия применения пеногасителей

Температура в скважине, °С	Растворы без добавок солей-электролитов	Растворы с добавкой солей-электролитов
<50	РС, ПЭС, соапсток, карбонениум, кальцинированный мылонафт, Т-66, НЧК, СМ, ПМС-1000А, ПМС-200А, СЗ-6, П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат, ВМС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, НГВ-1, стеарат алюминия, полиамид, стеарокс-6	РС (кроме нефтеэмульсионных растворов), ПЭС, соапсток, кальцинированный мылонафт (кроме растворов хлорида кальция), Т-66, НЧК, ПМС-1000А и ПМС-200А (кроме высоких концентраций солей), П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат ВЖС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, НГВ-1, полиамид, стеарат алюминия

Продолжение табл. 6.10

Температура в скважине, °С	Растворы без добавок со- лей-электролитов	Растворы с добавкой солей- электролитов
50—100	РС, ПЭС, соапсток, карболениум, кальци- нированный мылонафт, Т-66, НЧК, НМС-1000А, ПМС-200А, П-79, ВМС- 12, ВМС, оксидат ВЖС, СЖК, ОКП-50; ЖЖТ, стеарат алюминия, по- лиамид, стеарокс-6	РЭС, ПЭМ, кальцинированный мылонафт (кроме растворов хло- рида кальция), Т-66, НЧК, ПМС- 1000А и ПМС-200А (кроме высо- ких концентраций солей), П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат ВЖС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, стеарат алюминия, полиамид
100	Карболениум (до 150 °С), Т-66, НЧК, ВМС-12, ВМС, ОКП-50, стеарат алюми- ния, полиамид, стеа- рокс-6	Т-66, НЧК, ВМС-12, ВМС, ОКП-50, стеарат алюминия, полиамид

í Ò ï ç é ã é É à ü À ì ê é Ç ò ï è ê é à ò Ç é ó ç ò ï ê Æ ë í Ç é ê é Ç

§ 1. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО ПРОМЫВОЧНОГО РАСТВОРА

При выборе типа бурового промывочного раствора ставится цель достичь такого соответствия свойств раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушения устойчивости или другие осложнения процесса бурения. Буровой раствор выбирают с учетом классификации горных пород по их устойчивости при бурении, по механизму нарушения невозмущенного состояния, по восприимчивости к воздействию буровых растворов. Основное внимание должно быть уделено глинистым отложениям, так как на их долю приходится до 70 % общего объема осадочных пород и они составляют значительную часть разреза бурящихся скважин во многих нефтегазоносных районах.

В зависимости от плотности глинистые породы можно разделить на пять групп (табл. 7.1). Каждая группа характеризуется соответствующими значениями пористости, минерализацией поровой воды, емкостью обменного комплекса. Желательно также учитывать степень уплотнения глины — отношение фактической плотности к плотности нормально уплотненной глины на данной глубине. В данной таблице рекомендуются буровые растворы для бурения нормально уплотненных глинистых пород и глинистых пород с убывающей степенью уплотнения.

В табл. 7.2 приведены рекомендации по выбору бурового промывочного раствора для бурения скважин в интервалах залегания хемогенных пород, классифицированных по минералогическому составу. Ужесточение требований к буровому раствору с ростом глубины залегания хемогенной породы

Таблица 7.1

Буровые растворы для разбуривания

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды г/л	Обменная емкость, 10 ⁻³ моль/100 г	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
≤1,70	>30	<5	>44	<400	Лигносульфонатный Гуматный	400—700	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000÷3500 мг/л), калиевый (KCl = 30÷50 г/л) Кальциевый (Ca ²⁺ = 300÷400 мг/л), лигносульфонатный
1,71—1,80				<700	То же	700—1200	То же
1,81—1,90				<1200	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200÷2500 мг/л), калиевый (KCl = 30÷50 г/л) Лигносульфонатный, хромлигносульфонатный, кальциевый (Ca ²⁺ = 300÷400 мг/л), гидрофобизирующий	1200—1800	"

глинистых пород

Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
700 – 1200	Кальциевый (Ca^{2+} = 3000÷3500 мг/л), калиевый (KCl = 60÷70 г/л), гидрофобизирующий	1200 – 1800	Кальциевый (Ca^{2+} = 3000÷3500 мг/л), калиевый (KCl = 60÷70 г/л), ингибирующий, гидрофобизирующий	>1800	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе
1200 – 1800	То же	1800 – 2500	То же	>2500	То же
1800 – 2500	"	2500 – 3500	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе	>3500	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе
			Кальциевый (Ca^{2+} = 3000÷3500 мг/л), калиевый (KCl = 60÷70 г/л)		
			Обработанный солями трехвалентных металлов, гидрофобизирующий		

Продолжение

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды, г/л	Обменная емкость, 10 ⁻³ моль/100 г	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
1,91 – 2,0	30 – 22	5 – 13	44 – 37	>1700	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200+ 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30+ 50 г/л) Лигносulfонатный, хромлигно-сulfонатный, кальциевый (Ca ²⁺ = 300+ 400 мг/л), гидрофобизирующий	1700 – 2400	Кальциевый, (Ca ²⁺ = 3000+ 3500 мг/л), калиевый (KCl = 30+ 50 г/л). Кальциевый (Ca ²⁺ = 300+ 400 мг/л), лигносulfонатный
2,01 – 2,1				<2300	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200+ 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30+ 50 г/л) Лигносulfонатный, хромлигно-сulfонатный, кальциевый (Ca ²⁺ = 300+ 400 мг/л), гидрофобизирующий	2300 – 3000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200+ 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30+ 50 г/л)

табл. 7.1

Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
2400 – 3500	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000\pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60\pm 70$ г/л), гидрофобизирующий Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 1200\pm 2500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 30\pm 50$ г/л), силикатный	3500 – 5000	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000\pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60\pm 70$ г/л) Обработанный солями трехвалентных металлов, гидрофобизирующий	>5000	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе
3000 – 4500	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000\pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60\pm 70$ г/л); обработанный солями трехвалентных металлов, гидрофобизирующий	4500 – 6000	ИБР, инвертные эмульсии Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния	> 6000	ИБР

Продолжение

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды г/л	Обменная емкость, 10 ⁻³ моль/100 г	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
2,11 – 2,20	22 – 15	13 – 22	37 – 28	<3000	Кальциевый (Ca ²⁺ = = 1200± 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30± 50 г/л)	3000 – 4000	Кальциевый (Ca ²⁺ = = 3000± 3500 мг/л), калиевый (KCl = 60± 70 г/л), гидрофобизирующий Кальциевый (Ca ²⁺ = = 1200± 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30± 50 г/л)
2,21 – 2,30				<3800	То же	3800 – 5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = = 3000± 3500 мг/л), калиевый (KCl = 60± 70 г/л), гидрофобизирующий
2,31 – 2,40	15 – 8	22 – 80	28 – 16	<5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = = 1200± 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30± 50 г/л)	>5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = = 3000± 3500 мг/л), калиевый (KCl = 60± 70 г/л), гидрофобизирующий
2,41 – 2,50				<6000	Гуматный, лигносульфонатный	>6000	Гуматный, лигносульфонатный

табл. 7.1

Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
4000 – 6000	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, ИБР, инвертные эмульсии	>6000	ИБР		
	Кальциевый (Ca ²⁺ = = 3000÷3500 мг/л), калиевый (КСl = 60÷70 г/л), гидрофобизирующий				
>5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = = 3000÷3500 мг/л), калиевый (КСl = 60÷70 г/л), гидрофобизирующий				
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—

Таблица 7.2

Буровые растворы, рекомендуемые для разбуривания хемогенных пород

Хемогенные породы	Глубина бурения, м			
	≤1000	≤1500	1500 – 3000	>3000
Галит	Необработанный глинистый соленасыщенный		Стабилизированный соленасыщенный ИБР Инвертные эмульсии	
Галит с прослоями карналита и (или) бишофитов	То же	Стабилизированный соленасыщенный	На основе гидрогеля магния ИБР Инвертные эмульсии	
Галит с прослоями сульфатов (гипс, ангидрит)	Необработанный глинистый соленасыщенный		На основе гидрогеля магния	То же
Галит с прослоями терригенных пород	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, ИБР, инвертные эмульсии			

Таблица 7.3

Растворы для бурения в твердых устойчивых породах (известняки, доломиты, песчаники, слабосцементированные пески)

Давление	Приток воды, л/ч	Буровые промывочные растворы
$p_{пл} < 0,3 p_{г. ст}$	150	Газообразные агенты, пены
$p_{пл} = 0,3 \pm 0,8 p_{г. ст}$	30	Пены
	Катастрофические поглощения	Газообразные агенты
$p_{пл} = 0,3 p_{г. ст}$	—	Вода, полимерные не-диспергирующие ¹
¹ Минерализация фильтрата бурового раствора не ниже минерализации пластовых вод.		

объясняется увеличением ее растворимости и снижением прочности с повышением давления и температуры.

При проходке скважиной сцементированных песчаников, доломитов, известняков и прочих устойчивых пород, которые не являются нефтегазовыми коллекторами, к буровому раствору не предъявляются особые требования (табл. 7.3). При бурении по этим породам можно использовать для промывки техническую воду, пену, азрированную жидкость и воздух.

§ 2. ОСНОВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БАЗОВЫХ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ

ГЛИНА

Одним из основных компонентов большинства буровых растворов является глина. Для бурения скважин используют бентонитовые, суббентонитовые, палыгорскитовые и каолинит-гидрослюдистые глины.

Бентониты состоят в основном из минералов монтмориллонитовой группы. Кристаллическая решетка — трехслойная (2 : 1). Пакеты образованы из алюмокислородного слоя октаэдрического (монтмориллонит, нонтронит, бейделлит) или триоктаэдрического (сапонит, гекторит) строения, заключенного между тетраэдрическими кремнекислородными слоями, вершины которых повернуты к внутреннему слою.

Верхние и нижние плоскости элементарных пакетов покрыты атомами кислорода, поэтому при их соприкосновении возникают лишь слабые ван-дер-ваальсовы силы. В связи с этим при смачивании глины молекулы воды или другой полярной жидкости легко проникают в межпакетное пространство, вызывая его увеличение с 0,96 до 2,14 нм. При этом происходит значительный рост объема глины (набухание) и диспергирование ее до элементарных частиц.

Частицы бентонитовой глины имеют чешуйчатое, пластинчатое строение. Линейные размеры их находятся в пределах 0,01—0,4 мкм и примерно в 10—100 раз превышают их толщину. Удельная поверхность 1 г бентонита очень высока (табл. 7.4). Способность к набуханию обратима. Толщина водных слоев между пакетами зависит от природы обменных катионов.

Таблица 7.4

Физико-химические характеристики глинистых минералов

Глинистые минералы	Объемная емкость, 10^{-3} моль/100 г	$\text{SiO}_2/\text{R}_2\text{O}_3$	Эффективная удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{г}$	Теплота смачивания, кДж/г
Каолинит	3—15	2—3	20—80	2—13
Галлуазит	5—10	2—3	100—170	—
Иллит	10—40	3—4	400—500	42—55
Сепиолит, аттапульгит, палыгорскит	20—30	2,1—2,5	800—1000	46—122
Монтмориллонит	80—150	4—7	450—900	46—122
Вермикулит	100—150	4—7	—	105—126

Величина обменного комплекса у монтмориллонита составляет $(80\div150)10^{-3}$ моль на 100 г сухой глины. Состав обменных катионов, адсорбированных на плоскостях и гранях пакетов, может быть преимущественно представлен как Na^+ , K^+ , так и Ca^{2+} и Mg^{2+} . Двухвалентные катионы увеличивают силу притяжения между пакетами, поэтому Са-бентонит хуже диспергируется и набухает. Наиболее целесообразно использовать бентониты с высокой емкостью обмена с преимущественным содержанием Na^+ . Такие бентониты образуют суспензии с требуемыми структурно-реологическими свойствами при относительно низкой концентрации твердой фазы.

Палыгорскит (attapulgite) — водный алюмосиликат магния, имеющий слоисто-ленточное строение. Кристаллическая структура палыгорскита напоминает структуру амфибола и образует цеолитоподобные каналы размером $0,64\text{--}0,37$ нм. Обменная емкость палыгорскита невысока — $(20\div30)10^{-3}$ моль на 100 г глины, что объясняется трудностью обмена ионов, прочно связанных с элементами структуры внутри цеолитоподобных каналов, на долю которых приходится значительная часть поверхности минерала. Частицы палыгорскита имеют игловидную форму: длина $1,1\text{--}0,6$, ширина $0,015\text{--}0,035$, толщина $0,005\text{--}0,015$ мкм. Межчастичное взаимодействие обусловлено механическим зацеплением игольчатых частиц. В связи с этим при производстве порошков необходимо стремиться сохранить игольчатую форму частиц.

Гидрослюды (гидромусковит или иллит) имеют структуру, подобную структуре монтмориллонита. Отличие состоит в большом числе изоморфных замещений. В иллите, например, два иона Al^{3+} в октаэдрах могут замещаться двумя ионами Mg^{2+} . Дефицит заряда, локализованный в кремнекислородном слое вблизи поверхности элементарных пакетов, компенсируется необменными катионами K^+ , размещенными в гексагональных ячейках межпакетного пространства. Большая фиксированность пакетов обуславливает невозможность внедрения между ними полярных жидкостей, а следовательно, и набухания. Обменными являются только катионы, расположенные на краях. Гидрослюдистые минералы преобладают во многих минеральных глинах, применяющихся в качестве местных материалов для буровых растворов.

Каолиниты имеют кристаллическую двухслойную (1 : 1) решетку без зарядов на поверхности. Элементарные пакеты состоят из слоя кремнекислородных тетраэдров и связанного с ним через общие атомы кислорода алюмокислородного слоя диоктаэдрического строения. Атомы кислорода и гидро-

кислы смежных кремне- и алюмоокислородного слоев двух соприкасающихся пакетов находятся друг против друга и по всей площади довольно прочно связаны водородной связью. Поэтому каолинит трудно диспергируется, имеет малую емкость обмена и плохо набухает, так как катионы и вода не могут проникнуть в межпакетное пространство. Частицы каолинита шестиугольные, несколько вытянутые пластинки. Максимальный поперечный размер их 0,3–4, толщина 0,05–2 мкм.

Широко распространены глины смешанных типов, например гидрослюды с монтмориллонитом и каолинитом. Коллоидно-химическая активность таких глин (емкость обмена, набухание и др.) зависит от содержания в них монтмориллонита. Основной показатель качества (сортности) глин – выход раствора – количество кубических метров глинистой суспензии с заданной вязкостью и содержанием песка, полученное из 1 т глины. Технические требования к глинам для приготовления глинопорошков и буровых растворов регламентируются ТУ 39-044–74 (табл. 7.5).

Недостаток существующих технических условий – отсутствие ограничений снизу на показатели выхода раствора (4-й сорт), что в принципе позволяет использовать любую низкосортную глину. Техническими условиями определяются также методы контроля, правила приемки, транспортирования и хранения глин и гарантийные обязательства поставщика.

Технологические свойства различных глин СНГ и США приведены соответственно в табл. 7.6 и 7.7.

Все глины по коллоидным свойствам делятся на три группы.

1. Высококоллоидные бентонитовые глины: саригюхской и черкасский бентониты 1-го сорта. Эти глины создают хорошие структурированные суспензии при объемной концент-

Таблица 7.5

Показатели качества глин по техническим условиям

Показатели	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5			
	Сорт			
	1	2	3	4
Выход раствора, 10^{-3} м ³ /кг, не менее	10	8	6	<6
Плотность раствора, 10^3 кг/м ³ , не более	1,06	1,08	1,10	>1,11
Содержание песка, %, не более	6	7	7	8
П р и м е ч а н и я. 1. Выход раствора, приведенный в таблице, численно совпадает с величиной этого показателя, оцененного в м ³ /т. 2. Сырье для получения палыгорскитового порошка должно удовлетворять требованиям 1-го сорта.				

Таблица 7.6
Характеристики бентонитов (в %)

Глина	Общая обменная емкость, 10 ⁻³ моль/100 г	Состав обменных катионов, 10 ⁻³ моль/100 г		Коэффициент коллоидальности К*	Выход раствора из 1 т глины, м ³	Показатели растворов при вязкости 25 с по ПВ-5						
		Ca + Mg	Na + K			ρ, г/см ³	î, см ³ /30 мин	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	η _{инт} , мПа · с	τ ₀ , дПа	Объемное содержание твердой фазы в суспензии, %
Саригюхский бентонит:												
1-й сорт	85,49	32,89	43,83	0,85	14,0	1,04	11	24,50	56,80	10,0	40,60	3,00
2-й "	73,20	—	—	—	10,5	1,06	12	16,23	45,42	12,0	48,0	4,60
3-й "	69,80	—	—	—	7,9	1,08	13	—	18,32	12,6	24,90	5,50
Черкасский бентонит:												
1-й сорт	71,54	68,50	3,04	0,89	11,7	1,05	15	94,67	112,94	9,5	42,20	3,41
2-й "	68,16	—	—	—	9,8	1,07	14	51,92	85,51	11,5	51,48	4,08
Огланлинский бентонит	76,43	—	—	—	10,6	1,05	24	33,38	38,70	17,5	23,40	3,85
Дружковская	29,30	9,30	19,90	0,2	3,4	1,22	53	31,54	33,77	9,5	79,56	12,87
Кутанакская (талалаевская)	31,80	13,73	18,35	0,39	2,9	1,23	30	131,37	137,43	7,0	86,92	15,50
Нефтеабадская	24,08	18,80	5,84	0,20	2,0	1,35	33	48,87	54,97	12,0	118,56	23,3
Палыгорскит	29,80	—	—	—	3,48	1,18	19	155,75	161,86	9,0	358,8	12,87
Биклянская	26,82	—	—	—	2,24	1,28	58	33,59	36,65	6,0	122,60	20,80
*К — отношение величины адсорбции метиленовой сини 1 г глины к величине адсорбции 1 г коллоидных частей бентонита.												

Таблица 7.7
Технологические свойства различных глин США, испытанных по методике АНИ

Глины	Выход раствора, м ³ /т	Показатель фильтрации, см ³ при вязкости $15 \cdot 10^{-3}$ Па · с	pH
Гекторит (Калифорния)	25,4	7,0	8,6
Na-монтмориллонит (Вайоминг)	19,9	11,0	8,2
Ca-монтмориллонит (Калифорния)	11,3	15,0	8,7
Ca-монтмориллонит (Техас)	2,9	11,0	7,5
Иллит (Иллинойс)	2,1	57,0	7,4
Каолинит (Джорджия)	2,2	190,0	7,0
Аттапульгит (Джорджия)	16,7	105,0	7,1
Галлуазит (Колорадо)	2,7	35,0	7,7

рации 3–4 %, что соответствует выходу раствора более 10 м³/т.

2. Глины средней коллоидности — огланлинский, черкасский (2-й сорт), саригюхский (2-й и 3-й сорта) бентониты, обеспечивающие выход раствора 10–4 м³/т.

3. Низкоколлоидные глины (дружковская, куганакская, нефтеабдская, биклянская), дающие выход раствора менее 4 м³/т. Они характеризуются высоким объемным содержанием твердой фазы в суспензии (14–22 %) и высокой плотностью (1,22–1,35 г/см³).

Для ускорения приготовления буровых растворов используют глины в виде порошков.

Глинопорошок представляет собой высушенную и измельченную природную (или с добавкой химических реагентов) глину. Для приготовления буровых растворов применяют глинопорошки из бентонитовых, палыгорскитовых и гидрослюдистых глин. В процессе производства возможно повышение качества глинопорошков путем обработки глин различными реагентами во время помола. Лучшие качества бентонитовых глинопорошков, например, получают при введении Na₂CO₃ и акриловых полимеров (М-14, метас).

Эффект модификации выражается в повышении вязкости глинистой суспензии за счет дополнительного диспергирования глины, увеличения объема связанной воды и вязкости дисперсионной среды и усиления гелеобразования. Добавки Na₂CO₃ необходимы для перевода бентонита в Na-форму, которая лучше диспергируется в воде, вследствие чего увеличиваются активная поверхность бентонита и количество адсор-

Таблица 7.8
Показатели качества глинопорошков

Показатели	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5				
	Сорт				
	высший	1	2	3	4
Плотность раствора, 10^3 кг/м^3 , не более	1,043	1,053	1,073	1,100	>1,100
Выход раствора, $\text{м}^3/\text{т}$, не менее	15	12	9	6	<6
Содержание песка, %, не более	6	6	7	7	8

Примечания. 1. Выход раствора, приведенный в таблице, численно совпадает с величиной этого показателя, оцениваемого в $\text{м}^3/\text{с}$. 2. Высший и частично первый сорт получают модифицированием глин Na_2CO_3 и метасом (или М-14) при помоле. 3. Влажность 6–10 %. 4. Остаток на сите по результатам ситового анализа суспензии с сеткой № 0,5 отсутствует, с сеткой № 0075 не более 10 %.

бированного полимера, качественно изменяющее характер взаимодействия между контактирующими частицами. Такая обработка позволяет повысить выход раствора из бентонита с 10 до 18–20 $\text{м}^3/\text{т}$ и более.

В соответствии с техническими условиями основным показателем качества (сортности) глинопорошка так же, как и глин, является выход раствора (табл. 7.8).

Основной показатель качества палыгорскитового порошка — способность его образовывать в насыщенном растворе NaCl устойчивую суспензию. Устойчивость суспензии характеризуется величиной отстоя. Показатели качества палыгорскитовых порошков приведены ниже.

Влажность, %, не более	25
Тонкость помола — остаток на сите № 020K, %, не более	10
Отстой 7 %-ной суспензии, содержащей 25 % соли (NaCl) на жидкую фазу, за 2 ч, %, не более	2
Содержание песка через 1 мин, %, не более	1

Ниже представлены требования к качеству бентонитовых порошков, регламентируемые стандартом АНИ. Эти требования соответствуют получению 17,5 м^3 суспензии (21 г бентонита в 350 см^3 дистиллированной воды) с эффективной вязкостью $15 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ (при градиенте скорости 1022 с^{-1}) из 1 т глинопорошка.

Предельное динамическое сопротивление сдвигу, Па	1,47
Показатель фильтрации, см^3	14
Остаток на сите № 200 (74,36 · 74,36 мкм), %	2,5
Содержание влаги после отправки с места изготовления, %	12

Глины и глинопорошки применяются при бурении в качестве: коркообразующей и структурообразующей основы для

приготовления буровых растворов различных типов; одного из компонентов для приготовления быстросхватывающихся смесей (БСС) и гелцементных паст для борьбы с поглощениями бурового раствора; для приготовления облегченных цементных растворов. В настоящее время комовые местные глины для приготовления буровых растворов используются ограниченно. Каолинитовые глины в чистом виде для этих целей вообще не применяются.

Глинопорошки имеют следующие преимущества по сравнению с комовыми глинами:

- диспергирование (набухание) мелких частиц происходит быстрее и полнее, чем крупных, в связи с чем на приготовление бурового раствора из глинопорошка требуется меньше времени и раствор получается более высокого качества;

- транспортировка глинопорошков, особенно на большие расстояния, обходится дешевле;

- применение глинопорошков позволяет механизировать и автоматизировать процесс приготовления раствора.

Технологически и экономически более выгодно использовать бентонитовые глинопорошки, дающие большой выход раствора из 1 т, так как они позволяют облегчить и ускорить приготовление бурового раствора, снизить затраты на транспортировку, приготовление и регулирование свойств раствора и получить растворы высокого качества с низким содержанием твердой фазы, обеспечивающие более высокие технико-экономические показатели бурения.

Глинопорошки с низким выходом раствора обычно требуются, когда необходимо получить большую плотность и пренебречь вязкостью и коркообразующими свойствами раствора. Однако использование низкоколлоидных глинопорошков связано с высоким расходом как глинопорошка, так и химических реагентов и большими затратами времени на приготовление растворов. Из низкоколлоидных глинопорошков получают растворы с недопустимо высоким содержанием твердой фазы. Область применения палыгорскитового порошка обусловлена способностью его одинаково хорошо диспергироваться как в пресной, так и в соленой (до насыщения) воде. Основное его назначение — структурообразующий компонент для соленасыщенных буровых растворов.

Для палыгорскитовой глины характерна замедленная пептизация. Форсирование ее механическим диспергированием приводит к повреждению волокон. Поэтому более целесообразна предварительная гидратация палыгорскита в емкости с

последующим диспергированием в воде путем предварительного перемешивания.

Для контроля качества глин и глинопорошков от каждой партии отбирают среднюю пробу. Партия глинистого сырья или глинопорошка представляет собой продукцию одного сорта и одной отгрузки массой не более 130 т. Пробы глинистого сырья массой 3 кг отбирают из каждого вагона не менее чем из пяти мест. Отобранные пробы измельчают до размера кусков 15–20 мм.

Среднюю пробу глинопорошка составляют из проб, отобранных по 500 г из: а) вагона — пять проб не менее чем из пяти мест; б) пяти контейнеров — одна проба; в) 300 мешков — одна проба. Отобранные пробы глинистого сырья или глинопорошка тщательно смешивают и квартованием сокращают до 500 г для бентонитов и 1400 г для сухих глин. Среднюю пробу делят на две равные части, одну из которых подвергают испытаниям в соответствии с требованиями технических условий, а другую упаковывают, опечатывают и хранят в лаборатории в течение 2 мес в случае необходимости арбитражного анализа.

Для анализа среднюю пробу глинистого сырья высушивают под электрической зеркальной инфракрасной лампой накаливания до остаточной влажности 8–10 % и измельчают до величины кусков 3–5 мм, а затем в лабораторном измельчителе до величины частиц не более 0,25 мм с остатком на сите № 0071 не более 30 %. Затем из измельченной глины или глинопорошка готовят раствор вязкостью 25 с по ПВ-5. Для этого в фарфоровую кружку вместимостью 1500 мл наливают 1000 мл воды, нагретой до кипения, и помещают ее в водяную баню с той же температурой. При перемешивании на лабораторной мешалке вертикального действия с четырехлопастной насадкой диаметром 40 мм, высотой 15–18 мм и частотой вращения 1000 об/мин в воду засыпают 100–140 г бентонитового порошка или 200 г и более порошка из других глин, перемешивают 5 мин, затем раствор охлаждают до 20 °С и определяют его вязкость, перед замером которой раствор перемешивают на мешалке 5 мин. Если вязкость более 25 с, то раствор разбавляют водой. По количеству глины и объему полученного раствора определяют выход раствора и сортность глины (глинопорошка).

ВОДА

Дисперсионной средой для буровых растворов на водной основе является вода — наиболее распространенное соединение, имеющее очень важное значение в разнообразных процессах живой и неживой природы и практической деятельности человека. Вода — очень реакционноспособное соединение вследствие наличия в ее молекуле двух неподдельных пар электронов. Она растворяет многие неорганические и органические вещества.

Из неорганических соединений в воде растворимо большинство солей, кислот и оснований, их растворы являются электролитами. Газы, как правило, хорошо растворимы, если они вступают с водой в химическое взаимодействие (NH_3 , CO_2 , HCl , SO_2 и др.).

Из органических веществ в воде растворимы те, в молекулах которых имеются полярные группы.

При растворении веществ вода присоединяется к молекуле вещества или к ионам — гидратация. Последняя может сопровождаться значительными тепловыми эффектами. Ионы гидратируются тем сильнее, чем больше их заряд и меньше радиус. При выделении веществ из раствора вода, связанная в гидратах, остается в их составе в качестве кристаллизационной.

Природные воды характеризуются: 1) сухим остатком — условным показателем, определяющим содержание (в мг/л) растворенных и коллоидных примесей, остающихся при выпаривании воды; 2) наличием легко окисляющихся примесей в мг на 1 л O_2 , израсходованного на окисление в стандартных условиях; различают перманганатную и бихроматную окисляемость; 3) общим содержанием — суммарной концентрацией — растворенных в воде минеральных солей; 4) жесткостью, выражаемой в моль/л; общая жесткость воды подразделяется на карбонатную и некарбонатную; карбонатная жесткость обуславливается присутствием в воде карбонатов и бикарбонатов Ca^{2+} и Mg^{2+} ; некарбонатная — остальных солей этих катионов (хлоридов, сульфатов и др.).

Природные воды содержащие до 0,1 % растворенных веществ, называются пресными; от 0,1 до 5 % — минерализованными; свыше 5 % — рассолами. Данные о составе некоторых природных вод на территории России приведены в табл. 7.9.

Таблица 7.9
Состав природных вод на территории СНГ (в мг/л)

Воды	Сухой остаток	Окисляемость по кислороду	Содержание				Жесткость, моль/л	
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	общая	карбонатная
Реки								
Амур	134,2	21,2	28,4	0,24	—	4,62	1,45	1,04
Волга	433,0	5,5	99,2	19,0	117,4	15,3	6,50	3,32
Днепр	270,0	9,8	64,2	12,0	48,0	16,0	4,21	3,00
Исеть	200,0	11,6	34,6	13,48	13,73	15,3	2,80	2,75
Кама	338,0	13,1	35,4	7,3	25,4	99,0	2,35	1,26
Кура	445,6	21,5	75,0	19,5	136,5	13,0	5,35	3,50
Москва	344,0	19,38	65,0	15,5	32,98	34,74	4,49	4,28
Нева	67,2	7,64	11,8	2,8	5,3	6,57	0,79	0,5
Обь	256,0	13,3	39,6	14,8	20,6	0,88	3,18	2,95
Ока	427,0	6,4	81,3	16,1	115,7	14,4	5,39	2,56
Урал	550,0	4,0	121,0	25,8	—	85,0	8,2	5,0
Озера								
Чусовая	324,0	3,53	40,5	15,4	15,1	2,99	3,5	0,45
Байкал	91,4	—	15,2	4,2	4,9	1,8	1,11	—
Балхаш	1775,0	—	38,7	106,0	572,0	345,0	11,4	3,18
Море								
Каспийское	—	—	360,0	730,0	3050,0	5350,0	76,7	3,57

Средняя соленость океанских и морских вод (в г/л) приведена ниже:

Каспийское море.....	9,5–11
Черное море.....	17–18
Мировой океан.....	33–38

Качество воды имеет важное значение для приготовления и химической обработки буровых растворов. Им определяется выбор типа глины и химических реагентов. Наиболее приемлема для приготовления буровых растворов пресная вода, обеспечивающая при прочих равных условиях максимальные выход раствора из 1 т глины, вязкость и способность к структурообразованию. Однако во многих нефтяных районах (пустыни, море) доступными для использования являются минерализованные жесткие воды (пластовая, морская). Наиболее широко используется морская вода. Жесткая минерализованная вода дает более низкий выход глинистого раствора и с худшими свойствами. Чем больше минерализация и жесткость воды, тем больше требуется бентонита для получения удовлетворительного раствора и выше расход реагентов.

Если представляется возможность выбора воды, то необходимо испытать ее на солесодержание и остановиться на менее минерализованной и менее жесткой. Иногда экономически целесообразно перед использованием воды подвергнуть ее химической обработке с целью уменьшения жесткости.

НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ

Природные нефти и нефтепродукты из них определенного состава используются преимущественно в качестве дисперсионной среды растворов на нефтяной основе и гидрофобных (инвертных) эмульсионных растворов. Наиболее широко для этих целей применяют дизельное топливо. Состояние асфальтенов (основного коллоидного компонента растворов на нефтяной основе), степень их ассоциации зависят от содержания в дисперсионной среде ароматических и парафиновых углеводородов. Первые пептизируют асфальтены, вторые вызывают их коагуляцию. Поэтому оптимальным для дизельного топлива считают содержание 10–20 % ароматических углеводородов и 30–50 % парафиновых. Этим требованиям отвечает дизельное топливо марок ДЛ и ДЗ.

Сырая нефть также используется для приготовления растворов на нефтяной основе. Наиболее пригодны для этого нефти, содержащие 3–5 % асфальтенов и 8–12 % смол. С целью повышения температуры вспышки нефти ее рекомендуется предварительно выветривать или прогреть до 80–

100 °С, чтобы удалить растворенный газ и легкие нефтяные фракции.

Битум нефтяной используется в растворах на нефтяной основе в качестве дисперсной фазы и является регулятором его структурно-механических и фильтрационных свойств. Состав и коллоидная активность битума зависят от природы сырья и условий его окисления. Битумы, получаемые окислением гудронов прямой гонки при температуре 270–290 °С, обладают хорошей структурообразующей способностью, если отношение содержания асфальтенов к смолам не менее 2,5 : 1. Битумы получаемые из остатков парафиновых нефтей бескомпрессорным методом при температуре 250 °С, обладают структурообразующей способностью, если отношение содержания асфальтенов и смол к маслам более 1,4. Битум выпускается и поставляется в виде порошка в композиции с активным наполнителем — известью, затаренный в крафт-мешки. В таком виде битум не слеживается при длительном хранении.

РЕАГЕНТЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

Реагенты общего назначения используют для приготовления базовых растворов с целью достижения необходимых структурно-реологических и фильтрационных свойств, показателя рН. К ним относятся:

1) основания (каустическая сода, известь) и соли (карбонат и бикарбонат натрия), способные изменять концентрацию водородных ионов в растворе;

2) структурообразующие полимеры (полисахариды, биополимеры, синтетические полимеры), усиливающие прочность структуры раствора;

3) понизители фильтрации — природные и синтетические высокомолекулярные полимеры (гуматы, лигносульфонаты, эфиры целлюлозы, акриловые полимеры);

4) разжижители — химические реагенты органической и неорганической природы, способные дефлокулировать, разрушать ассоциации коллоидных частиц (гуматы, лигносульфонаты, конденсированная сульфит-спиртовая барда, танины, комплексные фосфаты).

УТЯЖЕЛИТЕЛИ

Плотность буровых растворов, приготовленных на основе бентонитовых глин, составляет 1050–1080 кг/м³. Каолинитовые и гидрослюдистые глины в зависимости от их качества позволяют получить раствор плотностью 1180–1300 кг/м³, а

при соответствующей химической обработке — до 1400 — 1450 кг/см³. Когда необходим раствор с большей плотностью, используют добавки тонко размолотых порошков инертных тяжелых материалов — утяжелителей. Как показал опыт, даже при небольшом утяжелении экономически целесообразнее добавлять немного утяжелителя высокой плотности, чем большое количество низкосортного утяжелителя малой плотности или малоколлоидной глины, которые приводят к высокому содержанию твердой фазы в растворе, что отрицательно сказывается на скорости бурения, регулируемости свойств раствора и расходе химических реагентов.

Основной показатель качества любого утяжелителя — утяжеляющая способность, которая характеризуется максимально достижимой плотностью бурового раствора при определенном содержании твердой фазы и сохранении им оптимальных структурно-механических, фильтрационных и других свойств.

Рекомендуется утяжеляющую способность характеризовать плотностью раствора после введения 300 % утяжелителя (по массе к объему исходной суспензии). После утяжеления суспензия должна иметь условную вязкость 60 с по ПВ-5 и водоотдачу 5—6 см³/30 мин по ВМ-6. При этом следует использовать определенную постоянную концентрацию одной и той же глины. Утяжеляющая способность материала зависит от его плотности, дисперсности, гидрофильности, химического и минералогического состава.

Плотность утяжелителя — один из наиболее важных показателей, характеризующих его свойства и технологическую эффективность. Утяжелители с более высокой плотностью позволяют иметь меньшую объемную концентрацию, а следовательно, получать меньшие значения вязкости раствора при одной и той же плотности. Меньшее содержание твердой фазы в буровом растворе способствует улучшению технико-экономических показателей бурения. Чем выше плотность утяжелителя, тем большее его количество можно ввести в раствор без существенного изменения свойств последнего (рис. 7.1) и тем меньше его расход для получения раствора одной и той же плотности. Особенно резко это проявляется при получении растворов плотностью более 2000 кг/м³.

Утяжеляющая способность значительно зависит от степени дисперсности утяжелителя. Утяжелители крупного помола ухудшают седиментационную устойчивость буровых растворов и усиливают абразивный износ бурового оборудования. Однако с повышением степени дисперсности увеличивается

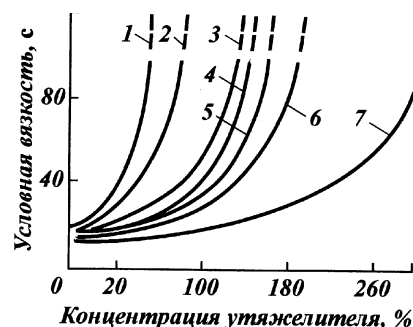


Рис. 7.1. Зависимость вязкости бурового раствора от концентрации утяжелителя различной плотности:

1 — сидерит; $\rho = 3,11 \text{ г/см}^3$;
 2 — известняк; $\rho = 2,7 \text{ г/см}^3$;
 3 — кировабадский барит; $\rho = 3,6 \text{ г/см}^3$; 4 — колошниковая пыль, $\rho = 4,6 \text{ г/см}^3$; 5 — гематит, $\rho = 4,4 \text{ г/см}^3$; 6 — барит, $\rho = 4,3 \text{ г/см}^3$; 7 — феррофосфор, $\rho = 6,78 \text{ г/см}^3$

адсорбционная и структурообразующая способности утяжелителя; он превращается в активный компонент, увеличивающий показатели вязкости и прочности структуры бурового раствора. Вызванная этим необходимость разжижения раствора приводит к снижению его плотности. Следовательно, слишком высокая степень дисперсности приводит к ухудшению утяжеляющей способности материала. Поэтому дисперсность утяжелителей регламентируется как по содержанию крупных фракций, так и по содержанию частиц коллоидных размеров (менее 2 мкм).

В зависимости от основы минерала утяжелители из природных руд делятся на несколько видов: карбонатные (мергель, известняк, доломит, сидерит), баритовые, железистые (гематит, магнетит, ильменит), свинцовые (галенит).

Мергель — осадочная горная порода, состоящая из кальцита (40–60 %) и глинистого материала. Плотность утяжелителя 2650 кг/м^3 , применение ограниченное.

Известняк — осадочная горная порода, состоящая главным образом из кальцита и кремнезема. Плотность утяжелителя 2700 кг/м^3 .

Доломит — минерал плотностью $2800\text{--}2900 \text{ кг/м}^3$, с твердостью по шкале Мооса 3,5–4. Применяется в качестве утяжелителя бурового раствора ограниченно.

Сидерит (карбонат железа) — минерал плотностью $3800\text{--}3900 \text{ кг/м}^3$ с твердостью по шкале Мооса 3,5–4.

Так как карбонаты растворимы в кислой среде, карбонатные утяжелители рекомендуются для увеличения плотности бурового раствора (если это необходимо) при вскрытии продуктивных пластов. Это дает возможность с помощью кислотных обработок частично устранить вредное влияние колюматации продуктивного пласта твердой фазой бурового промывочного раствора.

Таблица 7.10
Показатели качества флотационного баритового концентрата

Показатели	Нормы для марок барита					
	КБ-1	КБ-2	КБ-3	КБ-4	КБ-5	КБ-6
Содержание сернокислого бария, %, не менее	95	92	90	87	85	80
Содержание двуокиси кремния для класса А*, %, не более	1,5	1,5	2,5	3,5	4,5	4,5
Содержание железа в пересчете на Fe ₂ O ₃ для класса А*, %, не более	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	2,5
Содержание суммы кальция и магния в пересчете на СаО для класса А*, %, не более	0,5	1,0	1,5	6,0	7,0	7,0
Содержание водорастворимых солей, %, не более	0,25	0,3	0,35	0,40	0,45	0,45
В том числе кальция для класса Б**	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Содержание влаги, %, не более	2	2	2	2	2	2
Содержание остатка на сите № 009К по ГОСТ 3584–73 для класса Б**, %, не более	4	4	4	4	4	4
Содержание фракций размером 5 мкм для класса Б**, %, не более	5	5	10	15	20	20
Реакция водной вытяжки, pH, для класса А*	6–8	6–8	6–8	6–8	6–8	6–9

*Для класса Б не нормируется.
**Для класса А не нормируется.

Барит BaSO₄ – сульфат бария – минерал белого цвета, в чистом виде (без примесей) имеющий плотность 4,48 г/см³ и твердость по шкале Мооса 3–3,5. В природе в зависимости от количества и характера содержащихся в нем примесей (Sr, Pb, Ra, Fe₂O₃) минерал бывает серого, красного и желтого цвета и имеет плотность 4,3–4,7 г/см³. Барит наиболее широко используемый утяжелитель, применяемый для буровых растворов всех типов.

В бурении используют преимущественно баритовые концентраты производства обогатительных фабрик цветной металлургии. В настоящее время выпускается шесть марок флотационных баритовых концентратов (табл. 7.10).

До недавнего времени применялся баритовый концентрат влажностью 10–12 % и лишь иногда – подсушенный до влажности 5 %. Применение влажного утяжелителя приводит к его комкованию и смерзанию в зимнее время и делает невозможной механизацию погрузочно-разгрузочных работ, поэтому в последние годы используют сухой барит. Показатели качества сухого баритового утяжелителя для буровых растворов, получаемого путем сушки и обработки фосфата-

ми флотационного баритового концентрата, регламентируются техническими условиями.

Сорт баритового утяжелителя.....	1	2	3
Содержание сернокислого бария, %, не менее.....	92	87	80
Плотность, г/см ³ , не менее.....	4,25	4,15	4,05
Содержание воды, %, не более.....	1,5	1,5	1,5
Содержание водорастворимых солей, %, не более...	0,30	0,35	0,35
В том числе кальция.....	0,05	0,05	0,05
Содержание остатка после просева на сите сет- кой № 0095 по ГОСТ 3584—73, %, не более.....	4	4	4
Содержание фракций размером 5 мкм, %, не бо- лее	5	10	15

Качество утяжелителей на основе флотационных баритовых концентратов ниже, чем чистого жильного барита или барита, получаемого при гравитационном обогащении чисто баритовых руд. Это связано с тем, что флотационные баритовые концентраты содержат вредные примеси флотореагентов, ухудшающие его смачивание в буровом растворе и вызывающие вспенивание. Высок также в них уровень содержания водорастворимых солей, тонкодисперсных и глинистых фракций. К трудностям использования утяжелителей на основе флотационных баритовых концентратов относится сравнительно легкая гидрофобизация их поверхности анионоактивными ПАВ. Гидрофобизацию барита вызывают сульфенол, используемый для снижения поверхностного натяжения фильтратов растворов и эмульгирования нефти, смазочная добавка на основе окисленного петролатума (СМАД), пеногасители типа касторового мыла и другие вещества.

Гидрофобизация утяжелителя обуславливает его нефтесмачиваемость, что приводит к образованию крупных флоккул из смоченных нефтью частиц барита и к катастрофическому выпадению утяжелителя из раствора. Наиболее часто интенсивная флокуляция баритовых утяжелителей наблюдается в нефтэмульсионных растворах, содержащих ПАВ и обработанных лигносульфатами. Нефтесмачиваемость баритовых утяжелителей и, как следствие, их флокуляция зависят от физико-химических свойств нефти, вводимой в буровой раствор. Для уменьшения флокуляции следует применять легкие нефти вязкостью не более $15 \cdot 10^{-4}$ м²/с. Это необходимо учитывать и при установке нефтяных ванн в случае прихватов бурильной колонны.

Без больших затрат времени и средств стабильность сфлокулированных нефтэмульсионных растворов, содержащих анионоактивные ПАВ, можно восстановить комбиниру-

ванной обработкой раствора гидрофилизирующими реагентами: УЩР, акриловыми полимерами (гипан, М-14, метас), КМЦ совместно с дизельным топливом. Для предотвращения нефтесмачиваемости, а следовательно, и флокуляции флотационных баритовых утяжелителей нефтэмульсионные растворы с анионоактивными ПАВ необходимо перед вводом нефти и ПАВ обработать реагентами, обладающими эффективными гидрофилизирующими свойствами (УЩР, гипан, М-14, метас, КМЦ, а также полифосфаты — гексаметафосфат, триполифосфат и др.).

Для повышения качества баритового утяжелителя, ослабления или нейтрализации вредного влияния различных примесей флотационные баритовые концентраты при помоле или перед сушкой обрабатывают водными растворами обезвоженных фосфатов — кислого пиррофосфата или триполифосфата. Это позволяет гидрофилизировать поверхность частиц барита, нейтрализовать загущающее действие тонкодисперсных фракций утяжелителя и глинистых частиц, связать ионы кальция, вызывающие коагуляцию раствора. При этом повышается общее качество утяжелителя, в связи с чем снижаются его расход, а также затраты времени и средств на утяжеление и обработку раствора.

Обработка утяжелителей обезвоженными фосфатами предложена б. ВНИИКРнефтью.

Наиболее полно требованиям утяжеления буровых растворов отвечает утяжелитель из концентратов, полученных путем гравитационного обогащения баритовых руд. Утяжелители, полученные измельчением гравитационных концентратов до необходимой дисперсности, имеют ряд преимуществ перед баритом, полученным флотационным методом:

- отсутствие флотореагентов на поверхности утяжелителя;

- возможность обеспечения оптимального гранулометрического состава в соответствии с требованиями бурения;

- отсутствие большого количества коагулирующих солей, возникающих вследствие разложения нетермостойких примесей в процессе интенсивной сушки флотоконцентратов, так как гравитационные концентраты можно сушить при более мягких режимах.

Способ определения нефтесмачиваемости утяжелителя основывается на способности нефти прочно адсорбироваться на гидрофобной поверхности утяжелителя. Для определения нефтесмачиваемости применяется лабораторная центрифуга, например ЦЭ-3, с мерными пробирками вместимостью 10 мл.

Частота вращения центрифуги — в пределах 3000 об/мин, время центрифугирования — 30 мин.

Нефтесмачиваемость барита определяют в следующем порядке.

1. В пробу бурового раствора, подлежащего утяжелению, вводят расчетное количество утяжелителя, 10 % нефти и раствор тщательно перемешивают в течение 1 ч.

2. Подготовленным раствором заливают наполовину пробирки центрифуги, затем их заполняют водой до полного объема и подвергают центрифугированию.

3. По окончании центрифугирования в каждой пробирке по границе раздела фиксируется количество нефти V , не адсорбированной твердой фазой бурового раствора. Количество нефти V_1 , адсорбированной твердой фазой бурового раствора, рассчитывают по формуле

$$V_1 = [(0,5 - V)100]0,5,$$

где 0,5 — общее количество нефти, содержащейся в полном объеме пробирки, мл.

Утяжелитель считается нефтесмачиваемым, непригодным к введению в буровой раствор без предварительной обработки гидрофилизующими реагентами, если $V_1 \geq 25$ %.

Гематит Fe_2O_3 — один из главных минералов железных руд вишнево-красного цвета. Плотность его (без примесей) $5,3 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 5–6. Природные руды с содержанием гематита 54–60 % могут иметь цвет от черного до серо-стального и плотность $4,15–4,4 \text{ г/см}^3$. Гематитовый утяжелитель обладает высокой абразивностью.

Магнетит $\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ — минерал железных руд черного цвета со слабым металлическим блеском. Он представляет собой двойной окисел с содержанием FeO до 31 %, мало отличается от гематита по плотности и твердости. Плотность магнетита $4,9–5,2 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 5,5–6,5. Он обладает сильными магнетитными свойствами. Для утяжеления растворов применяются руды, содержащие 53–55 % магнетита в виде порошка плотностью $4,2–4,35 \text{ г/см}^3$. Магнетитовый утяжелитель имеет повышенные абразивные свойства. Наличие магнитных свойств приводит к образованию плотных слоев магнетита на поверхности бурильных труб, что создает условия для возникновения прихватов труб. Поэтому применение его в качестве утяжелителя ограничено.

Ильменит $\text{FeO} \cdot \text{TiO}_2$ представляет собой двойной окисел железа и титана. Плотность его $4,79 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 5–6. В качестве утяжелителя применяется в исклю-

чительных случаях (в США рекламировался как утяжелитель для тампонажных растворов).

Качество железистых утяжелителей регламентируется ТУ 39-035 – 74:

Плотность, г/см ³ , не менее.....	4,15
Содержание влаги, %, не более.....	12,0
Содержание водорастворимых солей, %, не более.....	0,3
В том числе кальция.....	0,05
Содержание остатка на сите № 009K по ГОСТ 3584 – 73, %, не более.....	10

Галенит PbS, или свинцовый блеск, — один из основных минералов свинцовых руд. Плотность его 7,4–7,6 г/см³, твердость по шкале Мооса 2–3. Галенит рекомендуется применять как утяжелитель для получения растворов высокой плотности (свыше 2,3 г/см³). При его добавке можно получать буровые растворы плотностью более 3 г/см³.

§ 3. ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приемы для приготовления буровых растворов.

Наиболее простая технологическая схема (рис. 7.2) включает емкость для перемешивания компонентов бурового раствора 1, оснащенную механическими и гидравлическими пе-

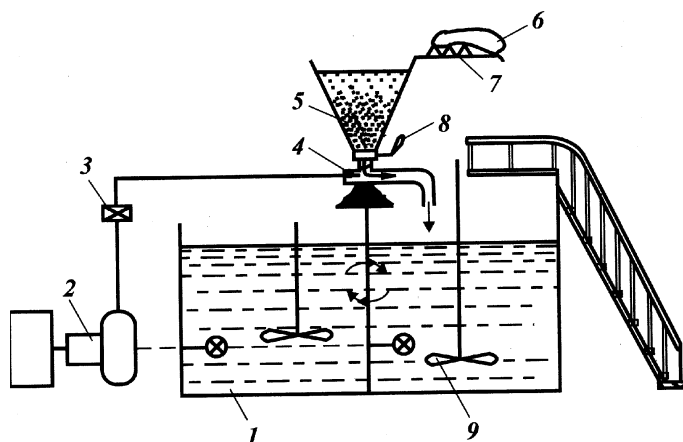


Рис. 7.2. Простейшая схема приготовления бурового раствора

ремешивателями 9, гидроэжекторный смеситель 4, оснащенный загрузочной воронкой 5 и шиберным затвором 8, центробежный или поршневой насос 2 (обычно один из подпорных насосов) и манифольды.

С использованием этой схемы приготовление раствора осуществляется следующим образом. В емкость 1 заливают расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20–30 м³) и с помощью насоса 2 по нагнетательной линии с задвижкой 3 подают ее через гидроэжекторный смеситель 4 по замкнутому циклу. Мешок 6 с порошкообразным материалом транспортируется передвижным подъемником или транспортером на площадку емкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку 7 и вручную перемещают к воронке 5. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подается в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в емкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем 9. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируют шиберной заслонкой 8, а величину вакуума в камере — сменными твердосплавными насадками.

Круговая циркуляция прекращается лишь тогда, когда смешано расчетное количество компонентов и основные технологические показатели свойств раствора близки к расчетным. Если раствор приготавливают впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают в другие емкости циркуляционной системы либо в специальные запасные.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Зарубежные фирмы обычно оборудуют гидроворонки аэрожелобом или вибратором для побуждения течения порошка и обеспечения более равномерной его подачи в зону смешения.

Основной недостаток описанной технологии — слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смешения, слабый контроль за процессом. По описанной схеме максимальная скорость приготовления раствора не превышает 40 м³/ч.

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология ос-

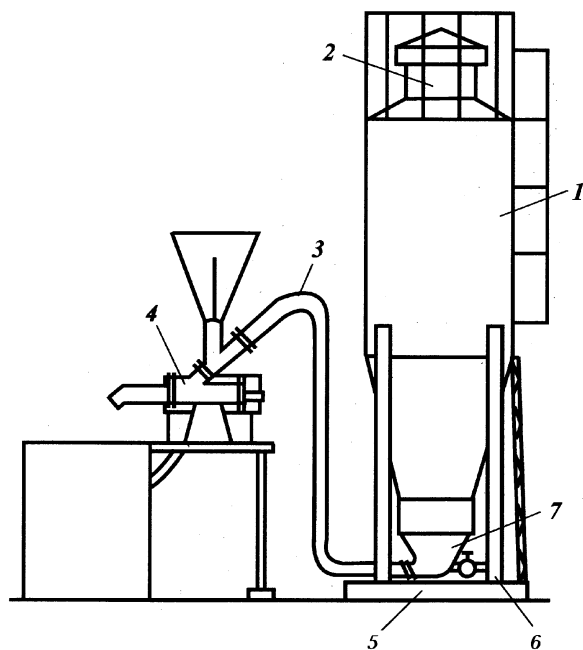


Рис. 7.3. Схема блока приготовления раствора

новывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, емкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса.

Блок БПР предназначен для приготовления и утяжеления бурового раствора, а также хранения на буровой запаса порошкообразных материалов. Выпускается несколько типов БПР, отличающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР, выпускаемый Хадыженским машзаводом. Он представляет собой (рис. 7.3) два цельнометаллических бункера 1, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами 7, резинотканевыми гофрированными рукавами 3 и воздушными фильтрами 2. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель 4, который монтируется непосредственно на емкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

Бункера предназначены для приема, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя. Они представляют собой цилиндрические резервуары с коническими днищами и крышей, которые установлены на четырех приваренных к раме 5 стойках 6. Порошкообразный материал подается в них из автоцементовозов по трубе, закрепленной на внешней поверхности цилиндрической части бункера. К коническому днищу прикреплено разгрузочное устройство, включающее аэратор, поворотную шиберную заслонку и воздушный эжектор. На крышке бункера установлен воздушный фильтр.

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится прием для поступающего из бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба. При прохождении подаваемой насосом жидкости через штуцер в камере гидроэжекторного смесителя создается вакуум. В результате этого порошкообразный материал из бункера поступает по резиноканевому гофрированному рукаву в камеру.

Принцип действия блока БПР состоит в следующем (рис. 7.4). Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы 1 пневмотранспортом при помощи компрессора. Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу через фильтр 2. При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шиберную заслонку, в результате чего обеспечивается доступ материалов в гофрированный шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создает разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью. Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае ее патрубков закрыт пробкой.

Блок БПР-70 оборудован гидравлическим измерителем массы порошкообразного материала ГИВ-М.

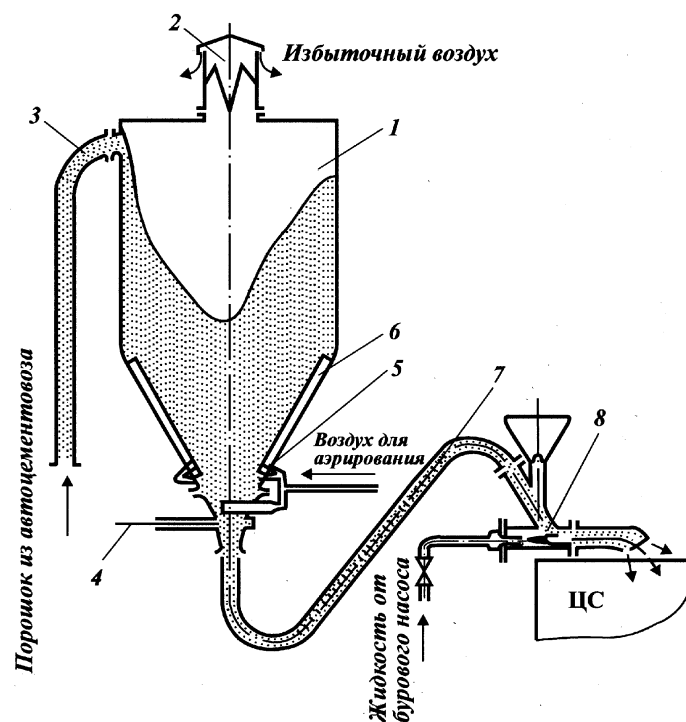


Рис. 7.4. Схема работы блока БПР:
 1 — силос; 2 — фильтр; 3 — загрузочная труба; 4 — разгрузочное устройство; 5 — система аэрирования; 6 — аэродорожка; 7 — подводящий шланг; 8 — гидросмеситель

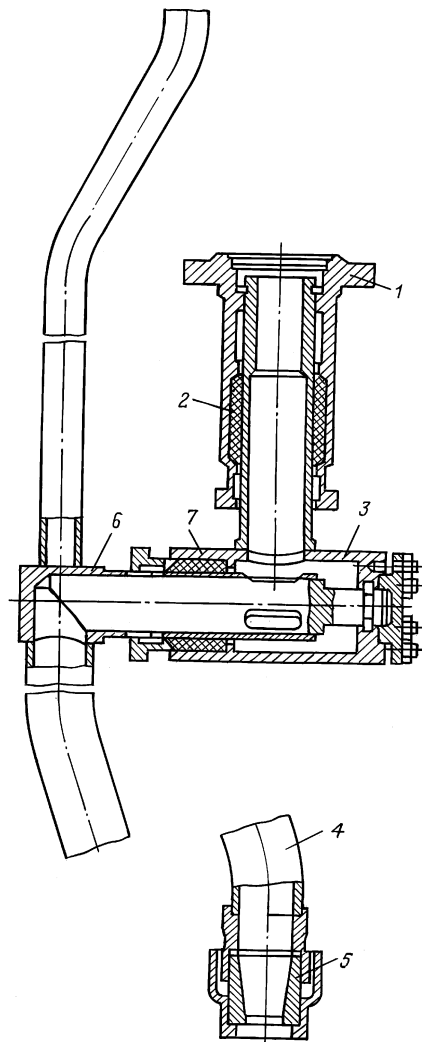
Техническая характеристика БПР-70

Число силосов в одном блоке	2
Объем каждого силоса, м ³	35
Способ загрузки силосов	Пневматический
Смесительное устройство	Гидравлическое эжекторного типа
Производительность блока при подаче порошкообразных материалов в гидросмесители одновременно из двух силосов, кг/с	10
Габариты, мм	6200 × 3300 × 8000

Серийно БПР-70 выпускается Хадыженским машиностроительным заводом.

На неподвижной части силоса смонтировано разгрузочное устройство, включающее тарельчатый питатель, пневматический эжектор и гидравлический смеситель. Последний можно

Рис. 7.5. Гидравлический перемешиватель



устанавливать как на площадке блока, так и на емкости циркуляционной системы буровой установки. В последнем случае вместо тарельчатого питателя применяется шиберный затвор с аэратором в верхней его части. Привод тарельчатого питателя осуществляется при помощи электродвигателя с редуктором. Так как тарелка питателя вращается с постоянной

частотой, то подача порошкообразного материала в зону смешивания регулируется изменением положения специального ножа, входящего в комплект питателя.

Для равномерного распределения компонентов по всему объему бурового раствора применяют перемешивающие устройства. Отечественная промышленность выпускает гидравлические и механические перемешиватели.

Гидравлический перемешиватель ПГ (рис. 7.5) — двухшарнирный и состоит из приемного патрубка 1, корпуса 3, монитора 4 и насадок 5. Он присоединяется к трубопроводу, по которому поступает буровой раствор, с помощью фланца. Монитор фиксируют в заданном положении с помощью пальцев. Угольник монитора 6 и приемный патрубок с резиновыми уплотнениями на концах 2 и 7 вставлены в корпус перемешивателя и двумя рядами шариков зафиксированы от перемещения в осевом направлении, в результате чего монитор свободно вращается вокруг двух взаимно перпендикулярных осей корпуса.

Механический перемешиватель ПМ (рис. 7.6) также предназначен для перемешивания бурового раствора в емкостях ЦС. Он состоит из лопастного 1 и промежуточного 2 валов, рамы 3, мотор-редуктора 4 и крыльчатки 5. Лопастный вал выполнен в виде трубы, к верхней части которой приварен фланец, а к нижней — присоединена втулка с шестью лопастями. Нижняя часть промежуточного вала соединена с лопастным валом при помощи фланца, а верхняя часть — с мотор-редуктором при помощи муфты.

В настоящее время налажено серийное производство наиболее совершенных механических перемешивателей ПЛ₁ и ПЛ₂ (рис. 7.7).

Главным преимуществом их является то, что они оснащены комбинированным турбинно-пропеллерным перемешивающим органом, позволяющим значительно повысить эффективность перемешивания буровых растворов. Кроме того, их конструкция упрощена, а вместо дефицитного мотор-редуктора МПО2-15В-5,5/45,5 используются редукторы массового производства.

Механический перемешиватель с комбинированным перемешивающим органом создает в буровом растворе перекрестные потоки сразу в нескольких плоскостях, в результате чего обеспечивается интенсивное перемешивание бурового раствора, предупреждается выпадение утяжелителя на дно емкостей и исключаются застойные зоны в буровом растворе.

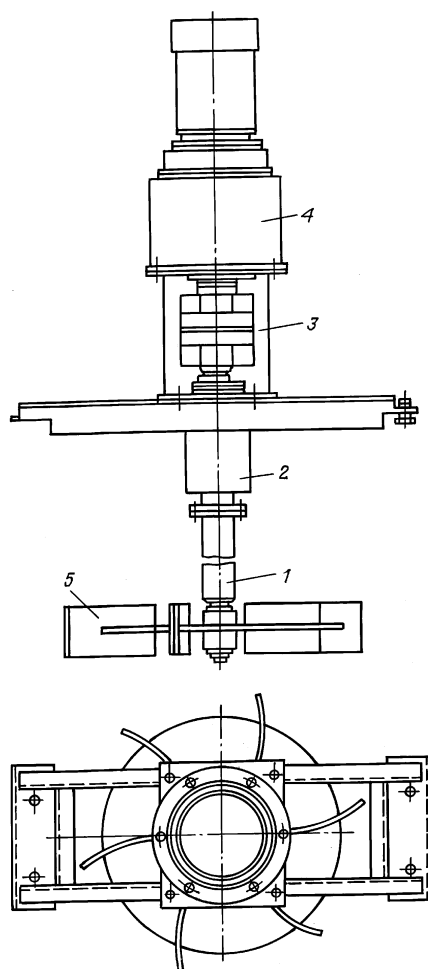


Рис. 7.6. Механический перемешиватель

Техническая характеристика перемешивателей

Тип перемешивателя.....	ПЛ ₁	ПЛ ₂
Мощность привода, кВт.....	5,5	3,0
Частота вращения крыльчатки, об/с.....	2,2	0,75
Диаметр крыльчатки, мм.....	700	1240
Вид мешалки.....	Турбинно-пропеллерная	
Число лопастей.....	3 × 4	6 × 6
Габариты, мм.....	700 × 1320 × 2700	1240 × 1320 × 2700

Технология приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов представляет собой ряд последовательных операций, включающих расчет компонентного состава, подготовку материала к выгрузке из бункеров БПР и

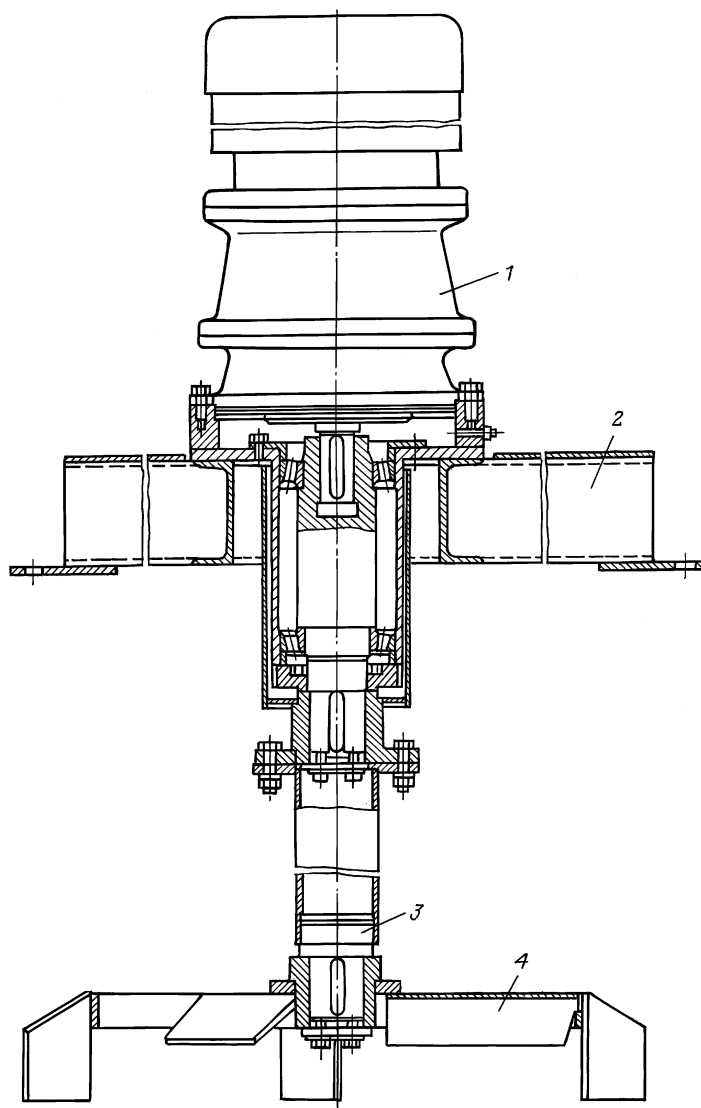
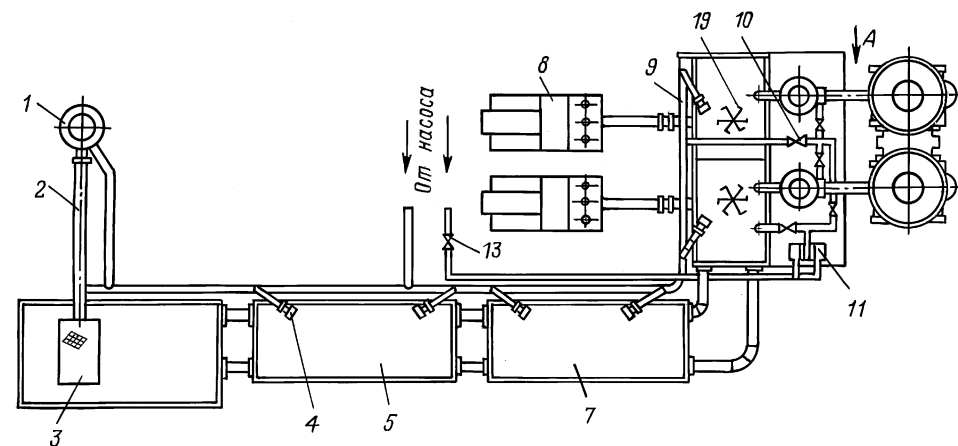


Рис. 7.7. Механический перемешиватель с турбинно-пропеллерной мешалкой:
1 — мотор-редуктор; 2 — основание; 3 — вал; 4 — мешалка

транспортирование его в зону смешения, дозированное введение материала в дисперсную среду, диспергирование компонентов и гомогенизацию готового раствора.



Вид А повернута

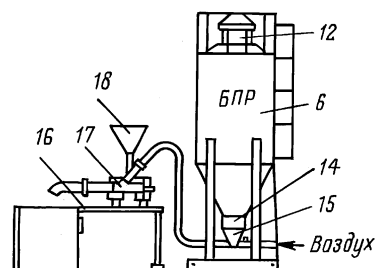


Рис. 7.8. Современная технологическая схема приготовления бурового раствора:

1 — приемная воронка; 2 — растворопровод; 3 — блок очистки; 4, 19 — перемешивающие устройства, соответственно гидравлические и механические; 5 — промежуточная емкость; 6 — бункер блока приготовления; 7 — емкость с поперечным желобом; 8 — буровые насосы; 9 — приемная емкость; 10, 13 — задвижки низкого и высокого давления соответственно; 11 — гидравлический диспергатор; 12 — фильтр; 14 — аэрирующее шиберное устройство; 15 — разгрузочное пневматическое устройство; 16 — площадка; 17 — гидросмеситель; 18 — воронка

Для осуществления такого технологического процесса описанное выше оборудование обвязывают в единую систему, как показано на рис. 7.8.

Приготавливают новую порцию раствора в последней емкости ЦС, на которой устанавливают гидроэжекторные смесители с воронками и гидравлический диспергатор. Буровые насосы обвязывают с блоком приготовления раствора таким образом, чтобы они могли подавать раствор в диспергатор по линии высокого давления, а в гидроэжекторные смесители — по линии низкого давления (до 4 МПа). Схема движения жидкости может быть следующей:

а) емкость ЦС — буровой насос — линия высокого давления через задвижку 13 — гидравлический диспергатор — емкость ЦС;

б) емкость ЦС — буровой насос — линия высокого давления через задвижку 13 — диспергатор — гидроэжекторный смеситель — емкость ЦС;

в) емкость ЦС — буровой насос — линия низкого давления через задвижку 10 — гидроэжекторный смеситель — емкость ЦС;

г) емкость ЦС — буровой насос — линия низкого давления через задвижку 10 — емкость ЦС.

Первый этап приготовления бурового раствора — это расчет компонентного состава. Для водоглинистого раствора обычно используют два-три компонента: глинопорошок и воду; глинопорошок, воду и порошкообразный барит. Количество глинопорошка для получения неутяжеленной водоглинистой суспензии выбирают в соответствии с табл. 7.11, количество глинопорошка и порошкообразного барита (в кг) для получения 1 м³ утяжеленной суспензии — в соответствии с табл. 7.12.

Второй этап — приготовление водоглинистой суспензии. В емкость ЦС заливают воду в количестве, примерно равном половине объема приготавливаемой порции раствора.

На гидроэжекторном смесителе устанавливают штуцер в соответствии с подачей насосов, указанной ниже.

Подача насосов, л/с	35	15—35	15
Диаметр штуцера в эжекторном смесителе, мм...	40	25	20

Воздух для аэрации порошка в бункере БПР подают в течение 5—7 мин при давлении воздуха 0,02—0,03 МПа.

Буровой насос включают по схеме емкость — гидравлический диспергатор — гидроэжекторный смеситель — емкость. При этом значение давления на выкиде насоса должно со-

Таблица 7.11
Выход бурового раствора из глинопорошка

Технологические показатели	Тип глинопорошка			
	Вайо-мингский бентонит	Саригтохский бентонит		Черкасский бентонит 2-го сорта
		1-й сорт	2-й сорт	
Массовая доля, %:				
глинопорошка	5,3	5,0	5,8	6,2
воды	94,7	95,0	94,2	93,8
Выход раствора, м ³ /т	20,0	20,2	16,3	16,4
Параметры водоглинистой суспензии:				
плотность, г/см ³	1,030	1,036	1,038	1,038
условная вязкость, с	28–35	21–25	19–23	23–32
статическое напряжение сдвига за 1 мин, Па	0,2–0,4	0,4–0,9	0,3–1,0	2,8–3,5*
структурная вязкость, 10 ⁻³ Па·с	15–24	7–9	3–11	6–9
Массовая доля, %:				
глинопорошка	12,0	15,2	17,7	25,4
воды	88,0	84,8	82,3	74,6
Выход раствора, м ³ /т	8,3	6,3	5,7	4,0
Параметры водоглинистой суспензии:				
плотность, г/см ³	1,075	1,080	1,110	1,260
условная вязкость, с	22–27	18–26	22–38	24–28
статическое напряжение сдвига за 1 мин, Па	0,2–0,7	0,5–1,2	0,4–1,2	5,0–6,0
структурная вязкость, 10 ⁻³ Па·с	8–12	5–9	8–16	7–9
*Глина модифицирована кальцинированной содой.				

ставлять 13–15 МПа, а вакуума в камере эжекторного гидросмесителя — не менее 0,02 МПа.

После предварительной азрации открывают воздушный вентиль и подают воздух в гофрированный рукав БПР. Таким способом регулируют величину вакуума в камере гидроэжекторного смесителя в пределах 0,008–0,012 МПа.

Затем открывают запорную заслонку разгрузочного отверстия бункера и вводят в циркулирующую воду через эжекторный гидросмеситель расчетное количество глинопорошка, после чего запорную заслонку закрывают, прекращают доступ воздуха в камеру гидроэжектора и диспергируют водоглинистую суспензию в течение пяти-восьми циклов круговой циркуляции через диспергатор. Приготовленную водоглини-

табл. 7.12

Зависимость плотности бурового раствора от количества глины и барита

Глинопорошок	Плотность суспензии, г/см ³					
	1,1	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
Вайомингский	<u>49,6</u>	<u>45,5</u>	<u>39</u>	<u>34</u>	<u>30</u>	<u>27,2</u>
	93,3	229	501	772	1040	1310
Саригюхский, сорт:						
1-й	<u>47,1</u>	<u>43,2</u>	<u>37</u>	<u>32,4</u>	<u>28,8</u>	<u>25,9</u>
	94,7	231	503	773	1043	1310
2-й	<u>54,7</u>	<u>50,2</u>	<u>43</u>	<u>37,6</u>	<u>33,4</u>	<u>30,1</u>
	88	225	497	769	1040	1310
4-й	<u>117,3</u>	<u>107,5</u>	<u>92</u>	<u>80,6</u>	<u>71,7</u>	<u>64,5</u>
	36	177	453	733	1010	1280
Черкасский, 2-й сорт	<u>58,5</u>	<u>53,7</u>	<u>46</u>	<u>40,3</u>	<u>35,8</u>	<u>32,2</u>
	85	223	495	765	1035	1307
Куганакский	—	<u>164</u>	<u>140</u>	<u>123</u>	<u>110</u>	<u>98</u>
		133	417	700	976	1250
Нефтеабадский	—	<u>246</u>	<u>211</u>	<u>184</u>	<u>164</u>	<u>148</u>
		63	360	653	933	1210

Примечание. В числителе количество глины, в знаменателе — барита.

тую суспензию разбавляют водой до расчетного объема и тщательно перемешивают.

При необходимости приготовления утяжеленного раствора выполняют третий этап — утяжеление приготовленной водоглинистой суспензии. Все элементы операций с порошкообразным баритом аналогичны описанным выше. Процесс утяжеления заканчивается перемешиванием раствора после введения в него расчетного количества барита. Интенсивность утяжеления водоглинистой суспензии регулируют величиной вакуума в камере эжекторного гидросмесителя с помощью воздушного вентиля в соответствии с табл. 7.13.

В случае необходимости регулируют технологические свойства приготовленного бурового раствора путем введения через воронку гидроэжекторного смесителя химических реагентов.

В некоторых районах нашей страны для приготовления буровых растворов еще применяют установки УПР-Р-2, гидравлические мешалки ГДМ-1 конструкции Я.П. Герасимова, лопастные глиномешалки ГМ-4.

Прогрессивная технология приготовления буровых растворов позволяет предельно механизировать этот трудоемкий процесс по всей цепочке — от производителя материалов до циркуляционной системы буровой установки.

Таблица 7.13
Интенсивность утяжеления раствора от величины вакуума

Подача бурового насоса, л/с	Диаметр штуцера, мм	Величина вакуума, МПа	Интенсивность утяжеления, кг/м ³
40	20	0,05–0,075	170–500
	25	0,04–0,070	100–400
	40	0,01–0,020	—
30	20	0,04–0,070	100–400
	25	0,035–0,050	70–250
	40	0,005–0,015	—
20	20	0,025–0,055	50–200
	25	0,015–0,035	70
	40	0,005	—
<20	20	0,05–0,04	100
	25	0,02	—
	40	0	—

Широкое распространение в последние годы за рубежом получила технология приготовления буровых растворов, для реализации которой используется автономный блок фирмы "Холибуртон" (рис. 7.9). В блок входит следующее оборудование.

1. Перегрузочный бункер 2, представляющий собой резервуар объемом до 8,5 м³, оборудованный входным и выходным патрубками диаметром 125 мм, пылеуловителем и индикатором веса фирмы "Мартин Деккер" с пределом 13,6 т. Габариты бункера: длина и ширина около 2,5 м, высота более 5 м, общая масса перегрузочного бункера 3250 кг.

2. Вакуум-компрессор 3 фирмы "Гарднер-Дэнвер" с дизельным приводом, который в состоянии создавать как избыточное давление, так и разрежение и поэтому используется в системе пневмоперегрузки и пневмотранспорта. Этот шестицилиндровый компрессор с водяным охлаждением способен выполнять одноступенчатое сжатие воздуха до избыточного давления 0,28 МПа. Его габариты: длина около 3,5 м, ширина и высота менее 2 м, общая масса более 4 т. Компрессор имеет собственный воздухоприемник объемом 0,27 м³.

3. Бункера для хранения порошкообразных материалов 4 (глинопорошка, порошкообразного барита), представляющие собой вертикальные цилиндрические резервуары диаметром 3 м и высотой около 6 м и рассчитанные на максимальное внутреннее рабочее давление до 0,28 МПа. Дополнительно

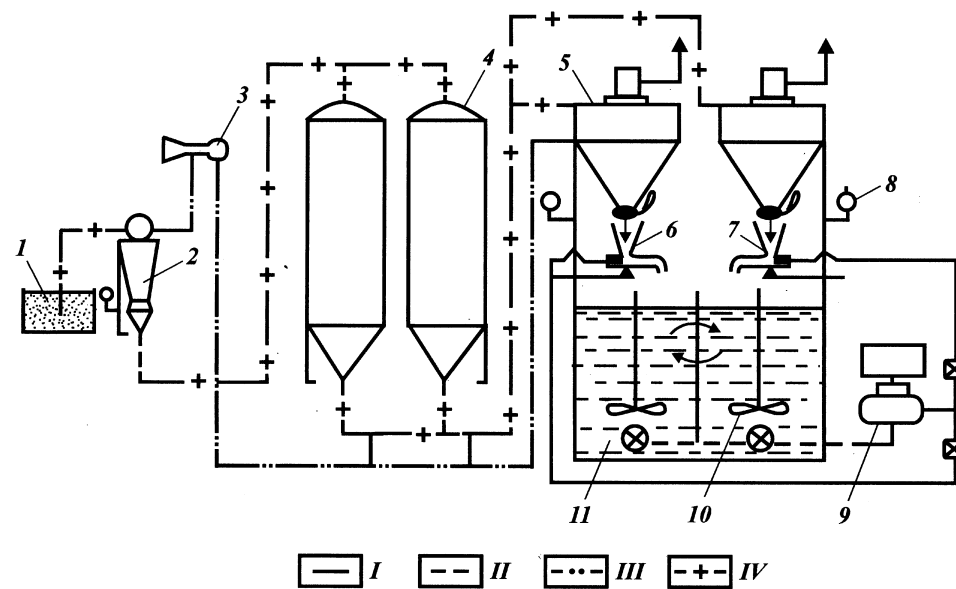


Рис. 7.9. Система фирмы "Холибуртон" для приготовления бурового раствора :
 I — нагнетательная линия; II — всасывающая линия; III, IV — воздушная линия пневмотранспорта материала;
 1 — передвижное средство; 2 — перегрузочный бункер; 3, 4 — бункер-хранилище; 5 — расходный бункер; 6, 7 — загрузочные воронки; 8 — индикатор веса; 9 — центробежный насос; 10 — перемешиватель; 11 — емкость

они оборудуются загрузочной камерой и дистанционно управляемыми разгрузочными клапанами. Объем каждого бункера 34 м^3 , общая масса без загрузочной камеры $5,6 \text{ т}$. Как правило, в блок входят два бункера, позволяющие хранить на буровой до 70 м^3 порошкообразного материала.

5. Расходные бункера 5, представляющие собой комбинированные цилиндрические вертикальные резервуары объемом до $1,2 \text{ м}^3$ каждый, оборудованы в нижней части приемными воронками диаметром примерно $1,5 \text{ м}$, общая масса достигает 650 кг . Они не рассчитаны на избыточное внутреннее давление, и поэтому фильтр, установленный в верхней части, сообщается с атмосферой.

Расходный бункер оснащен индикатором веса 8 фирмы "Мартин Деккер" с максимальным значением 4500 кг . Цифры на циферблате нанесены с интервалом около 90 кг . В нижней части бункера, над приемной воронкой, установлена регулируемая заслонка для подачи порошка в приемную воронку и камеру гидроэжекторного смесителя.

6. Прямоугольная емкость 11 разделена перегородками на несколько отсеков. Обычно это двухсекционная емкость в составе циркуляционной системы, объем каждого отсека которой до 30 м^3 . Емкость оборудуется механическими мешалками 10 фирмы "Пирамид" и гидросмесителями. Как правило, на этой же емкости монтируются подпорные центробежные насосы 9.

7. Центробежный насос 9 фирмы "Мишон Магнум" предназначен для осуществления круговой циркуляции жидкости через гидроэжекторный смеситель и перемешивания раствора в емкости. Подача насоса до 75 л/с , максимальное давление на выкиде $0,5 \text{ МПа}$. Для привода используется электродвигатель мощностью 45 кВт .

С помощью описанного блока приготовления бурового раствора, поставляемого фирмой "Холибуртон", достигают высокой степени механизации работ. Порошкообразный материал (бентонитовая глина, порошкообразный барит и т.д.) поступает на буровую установку в мешках, контейнерах или металлических емкостях на передвижных средствах 1. С помощью пневматического перегружчика (перегрузочного бункера 2 и вакуум-компрессора 3) материал транспортируется пневмотранспортом в бункер-хранилище 4. Практически 4 т бентонитового глинопорошка перегружаются из бункера 2 в бункер-хранилище 4 за $5-6 \text{ мин}$ при рабочем давлении пневмотранспорта до $0,2 \text{ МПа}$. Количество загруженного в бункер-хранилище 4 порошка фиксируется в рабочем

журнале. В последующем делаются отметки о количестве израсходованного материала.

По мере необходимости приготовления раствора порошкообразный материал порционно перегружают через нижние отводы в расходные бункера, создавая избыточное давление в верхней части бункера-хранилища при помощи вакуум-компрессора. Избыточное давление в бункере-хранилище при пневмотранспорте глинопорошка доводят до 0,07–0,08 МПа, а при пневмотранспорте барита — до 0,12–0,14 МПа. Практически загрузка расходного бункера (немногим более 1 т глины) длится несколько минут.

К расходным бункерам также подведен воздух, что позволяет не только аэрировать порошок, но и интенсифицировать его подачу в приемную воронку гидроэжекторного смесителя. Допустимо создавать при этом избыточное давление в расходном бункере до 0,02 МПа. Расход порошка через нижнюю заслонку расходного бункера регулируют положением заслонки и величиной давления аэрации.

Применение блоков при бурении скважин показало, что пневмотранспорт порошка не лишен недостатков: во-первых, порошок иногда зависает в конусных днищах бункеров; во-вторых, возникает необходимость периодически продувать емкости воздухом; в-третьих, приходится постоянно регулировать величину открытия шарового клапана на воздушной линии.

Технология приготовления бурового раствора при помощи блока фирмы "Холибуртон" заключается в следующем. В один из отсеков емкости 11 заливают расчетное количество дисперсионной среды (например, воды) и центробежным насосом 9 прокачивают ее через гидроэжекторный смеситель с загрузочными воронками 6 и 7. После стабилизации подачи насоса подают воздух к расходному бункеру 5 и устанавливают давление на воздушной линии равным 0,015–0,02 МПа. Открывают до определенного положения нижнюю заслонку расходного бункера и подают с определенной скоростью порошок в загрузочную воронку 7. За счет гидровакуума, созданного центробежным насосом в камере гидроэжекторного смесителя, порошкообразный материал засасывается в камеру эжектора и смешивается с потоком дисперсионной среды. Полученная таким образом однородная суспензия поступает снова в тот же отсек емкости.

Круговая циркуляция по схеме емкость — насос — камера эжектора — емкость продолжается до тех пор, пока расчетное количество порошкообразного материала не подадут в

поток. После этого доступ материала в воронку прекращают, закрыв нижнюю заслонку расходного бункера и прекратив подачу воздуха.

Аналогично осуществляют утяжеление бурового раствора, прокачивая его также через гидроэжекторный смеситель и подавая барит в приемную воронку из расходного бункера.

Количество израсходованного материала определяют по индикатору веса 8 расходного бункера.

После тщательного перемешивания раствора с помощью перемешивателей 10 его при необходимости подвергают химической обработке. Для обработки сухим реагентом, а также для добавок в малых дозах бентонитового порошка в циркуляционной системе установлена дополнительная гидроворонка с аэрожелобом или вибрационным побудителем перемещения порошка. В случае применения жидких реагентов используют вертикальную цилиндрическую емкость объемом до 1,5 м³, которая оборудована механической мешалкой, подогревателем и сливным патрубком с дозирующим вентилем. Такой блок химической обработки устанавливают непосредственно над одной из емкостей циркуляционной системы и вокруг нее устраивают площадку для обслуживания. Химические реагенты подают на площадку с помощью передвижного механического погрузчика.

Если буровой раствор готовится впрок, то после смешивания всех компонентов его выдерживают не менее 8 ч и периодически перемешивают. После этого при необходимости раствор окончательно разбавляют или обрабатывают реагентами, доводя показатели свойств до нормы.

В литературе имеются сведения о том, что при бурении скважин используются также автоматизированные системы приготовления буровых растворов (автомат), которые позволяют автоматически управлять технологическими операциями по пневмотранспорту, дозированному вводу и смешиванию компонентов. Управление процессом приготовления осуществляется по команде прибора, непрерывно контролирующего плотность бурового раствора, выходящего из камеры гидроэжекторного смесителя. Плотномер (радиоизотопный денсиметр) подает электрический сигнал на систему управления дозатором (обычно лопастного типа) расходного бункера, установленным вместо нижней заслонки, и таким образом регулируется скорость подачи материала в зону смешения.

Как показали испытания, автоматизированная система эффективна при утяжелении бурового раствора, так как она

сводит колебания плотности обработанного раствора к минимуму. В других случаях — добавление бентонитового порошка, химическая обработка — система малоэффективна, так как плотность не является основным параметром, по величине которого должно осуществляться управление.

Таким образом, технологии приготовления буровых растворов за рубежом уделяют большое внимание, в результате чего этот технологический процесс доведен до высокой степени совершенства. Экономическая целесообразность применения совершенных технологических операций и оборудования по всей цепочке от погрузочно-разгрузочных работ до стабилизации свойств готового раствора очевидна. Минимизируется расход материала за счет сокращения потерь, снижаются затраты времени на приготовление бурового раствора, почти не отвлекается от основных операций рабочая сила, улучшается общая культура производства, не загрязняется окружающая среда.

Дальнейшее совершенствование приготовления эмульсионных и суспензионных систем идет по пути интенсификации взаимодействия компонентов. Для этой цели в последние годы разработаны и начали успешно применяться диспергаторы ДГ-2 и ДШ-100.

Диспергатор ДГ-2 предназначен для диспергирования твердой и эмульгирования жидкой фаз буровых растворов и других жидкостей специального назначения при их приготовлении. Применяется при строительстве и капитальном ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности, а также в других отраслях при работе с насосами высокого давления. Обеспечивает сокращение расхода материалов и ускорение приготовления и утяжеления буровых растворов (рис. 7.10).

Техническая характеристика: принцип измельчения компонентов раствора — гидравлический "струя в струю"; рабочее давление на входе в диспергатор 10–14 МПа; пропускная способность 40–100 м³/ч; габариты 1190 × 750 × 280 мм; масса — 190 кг.

Диспергатор ДШ-100 предназначен для диспергирования твердой и эмульгирования жидкой фаз буровых растворов и различных технологических жидкостей при их приготовлении. Применяется при строительстве и капитальном ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности и строительной индустрии при работе с насосами низкого давления (рис. 7.11).

Техническая характеристика: принцип измельчения ком-

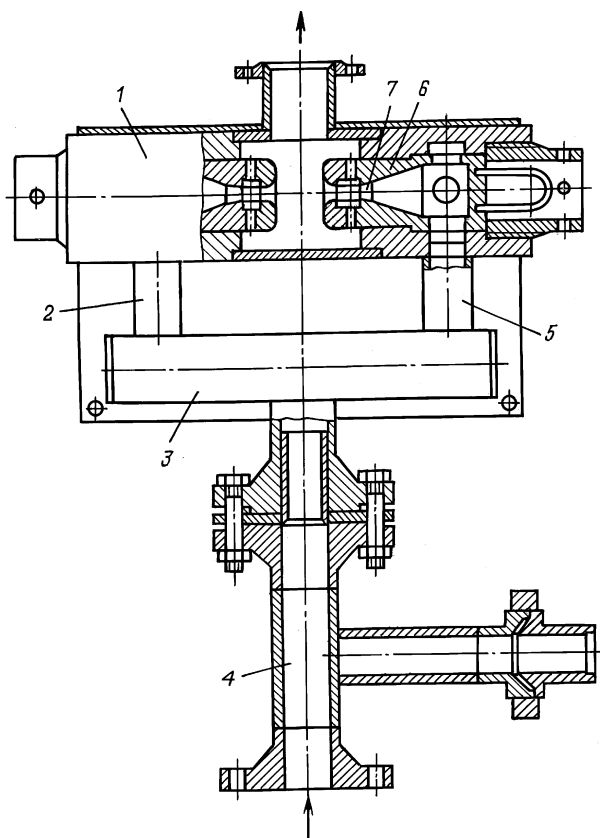


Рис. 7.10. Гидравлический диспергатор типа "струя в струю" ДГ-2:
1 — корпус; 2, 5 — патрубки; 3 — коллектор; 4 — входной патрубок; 6 —
сопло; 7 — насадка

понентов раствора — гидромеханический; рабочее давление на входе в диспергатор — $0,3-0,4$ МПа; пропускная способность — $80-100$ м³/ч; габариты $600 \times 250 \times 400$ мм; масса — 50 кг.

Преимущества этих диспергаторов состоят в следующем: низкая энергоемкость процесса диспергирования, безопасность работ, сокращение расхода материалов, простота обслуживания и эксплуатации, что подтверждено успешной эксплуатацией в управлениях буровых работ и тампонажных конторах объединения "Грознефть", "Коминнефть", "Киргиз-

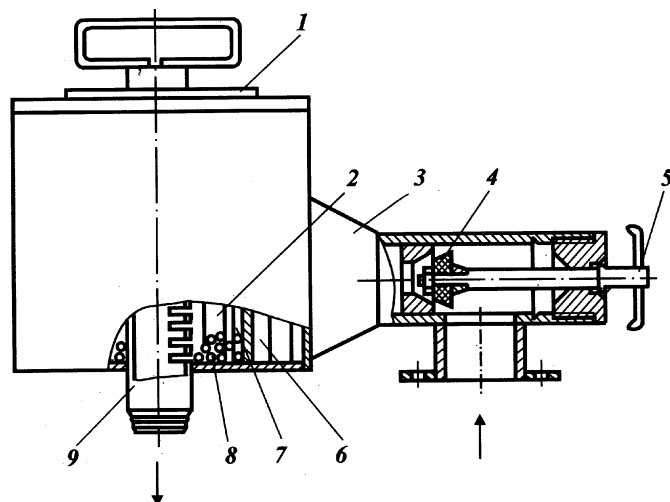


Рис. 7.11. Диспергатор циклонный шаровой ДШ-100:
1 — крышка; 2 — внутренняя камера; 3 — патрубок; 4 — клапан; 5 — запорное устройство; 6 — наружная камера; 7 — щелевидное сопло; 8 — мельющие тела; 9 — фильтр

нефть", "Актюбинскнефть", "Пермнефть", "Удмуртнефть", "Куйбышевнефть", а также в Тюменской и Астраханской областях.

§ 4. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА

В связи с тем, что поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а следовательно, на технико-экономические показатели бурения, очистке буровых растворов от вредных примесей уделяют особое внимание.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее неблагоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

Несмотря на то, что система очистки сложная и дорогая, в большинстве случаев применение ее рентабельно вследствие

значительного увеличения скоростей бурения, сокращения расходов на регулирование свойств бурового раствора, уменьшения степени осложненности ствола, удовлетворения требований защиты окружающей среды.

При выборе оборудования для очистки буровых растворов учитывают многообразие конкретных условий. В противном случае возможны дополнительные затраты средств и времени.

Каждый аппарат, используемый для очистки раствора от шлама, должен пропускать количество раствора, превышающее максимальную производительность промывки скважины (исключая центрифугу).

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться в строгой последовательности. При этом схема прохождения раствора должна соответствовать следующей технологической цепочке: скважина — газовый сепаратор — блок грубой очистки от шлама (вибросита) — дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) — блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель).

Разумеется, при отсутствии газа в буровом растворе исключают ступени дегазации; при использовании неутяжеленного раствора, как правило, не применяют глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного бурового раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители). Иными словами, каждое оборудование предназначено для выполнения вполне определенных функций и не является универсальным для всех геологических условий бурения. Следовательно, выбор оборудования и технологии очистки бурового раствора от шлама основывается на конкретных условиях бурения скважины. А чтобы выбор оказался правильным, необходимо знать технологические возможности и основные функции оборудования.

Обычно в буровом растворе в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы различных размеров (рис. 7.12). Размер частиц бентонитового глинопорошка изменяется от единицы до десятков микрометров, порошкообразного барита — от 5–10 до 75 мкм, шлама — от 10 мкм до 25 мм. Но пока частицы шлама достигнут циркуляционной системы, они уменьшатся за счет механического измельчения и диспергирования. В результате длительного воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора.

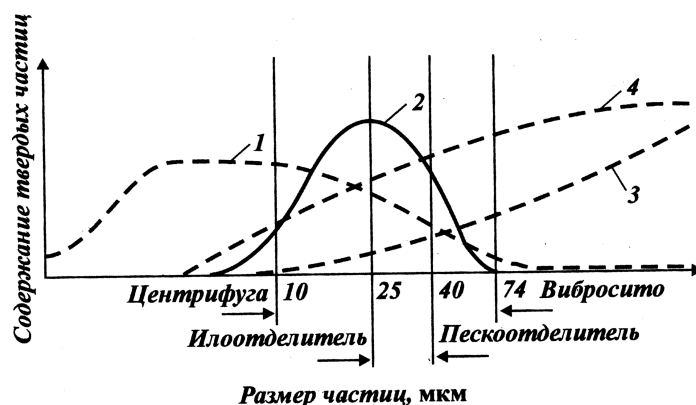


Рис. 7.12. Дисперсный состав бурового раствора и предельные возможности аппаратов для очистки раствора от шлама: 1, 2 — дисперсный состав глинопорошка и барита; 3, 4 — дисперсный состав шлама соответственно через один и два цикла циркуляции

При идеальной очистке из бурового раствора должны удаляться вредные механические примеси размером более 1 мкм. Однако технические возможности аппаратов и объективные технологические причины не позволяют в настоящее время достичь этого предела. Лучшие мировые образцы вибросит (ВС-1, В-21, двухсеточное одноярусное сито фирмы "Свако", двухъярусное вибросито фирмы "Бароид" и др.) позволяют удалять из бурового раствора частицы шлама размером более 150 мкм. Максимальная степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %. Это практически технологический предел вибросита при бурении глинистых отложений с промывкой их водными растворами.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить степень очистки бурового раствора до 70–80 %; удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаметром не более 100 мм — илоотделителей. С помощью этих аппаратов удается очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама сопряжена с применением очень сложных аппаратов — высокопроизводительных центрифуг и поэтому обычно экономически невыгодна. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе осуществляется разбавлением либо механичес-

кой обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

Как видим, механическими средствами можно достичь очень глубокой очистки неутяжеленного бурового раствора. Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэтому механическими аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь до 74 мкм (см. рис. 7.12). Частицы шлама размером от 5–10 до 75–90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в более грубодисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей.

ВИБРОСИТА

Процесс разделения суспензий по фракционному составу путем просеивания через вибрирующие сетки применяется в различных отраслях промышленности. Очистка бурового раствора от шлама с помощью вибрационных сит является также механическим процессом, в котором происходит отделение частиц определенного размера с помощью просеивающего устройства.

Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита следующие (рис. 7.13): основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, вибрирующая рама 5 с сеткой 4, вибратор 3, амортизаторы 6. Вибрирующие рамы располагают как в горизонтальной, так и в наклонной плоскости, а их движение может быть возвратно-поступательным по прямой, эллипсообразным, круговым и комбинированным.

Длительный производственный опыт показал, что оптимальное соотношение между длиной и шириной просеивающих устройств составляет 2 : 1, а размеры сетки не должны превышать следующих: длина 2,6 м, ширина 1,3 м. Наиболь-

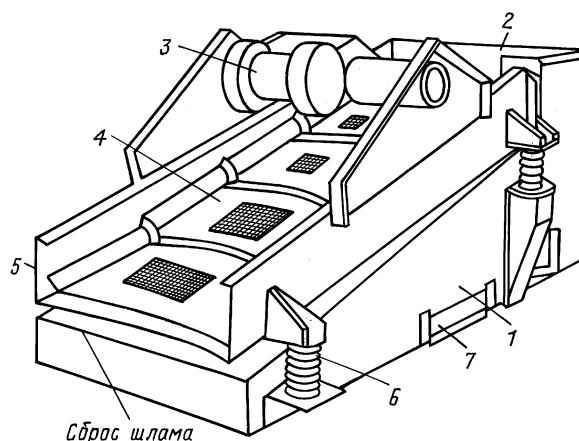


Рис. 7.13. Схема вибросита

шая производительность вибросита в том случае, когда шлам состоит из песка, наименьшая — когда шлам представлен вязкими глинами. В зависимости от типа и дисперсного состава шлама производительность вибросита может существенно изменяться.

Опыт применения вибросит для очистки бурового раствора показал, что эффективность очистки возрастает по мере увеличения времени нахождения частиц на сетке. Этого можно достичь увеличением длины сетки, снижением скорости потока, уменьшением угла наклона сетки, изменением направления перемещения частиц, уменьшением амплитуды колебаний сетки, одновременным использованием двух последовательных или параллельных сеток.

Эффективность работы вибросита (пропускная способность, глубина и степень очистки) зависит прежде всего от типа и рабочего состояния вибрирующей сетки. В настоящее время в отечественном бурении для очистки бурового раствора используют нержавеющую сетку с размером ячейки $0,7 \times 2,3$; $1 \times 2,3$; 1×5 ; $0,16 \times 0,16$; $0,2 \times 0,2$; $0,25 \times 0,25$; $0,4 \times 0,4$; $0,9 \times 0,9$; $1,6 \times 1,6$; 2×2 и 4×4 мм. В распоряжении буровиков США и Канады имеется более 30 типоразмеров сеток для вибросит: от 12 до 80 отверстий на 1 см, причем величина открытой поверхности (в %) у разных сеток отличается незначительно (табл. 7.14).

Для очистки бурового раствора используют сетки с переплетениями проволок четырех типов: квадратным, прямо-

Таблица 7.14
Характеристика сеток для вибросита

Число отверстий на 1 см длины и ширины	Диаметр проволоки, мм	Сторона отверстия, мм	Открытая поверхность, %
12 × 12	0,33	0,518	38,0
20 × 20	—	0,280	30,3
24 × 24	0,19	0,234	30,5
24 × 16	0,22	0,2 × 0,41	31,1
28 × 12	0,19	0,18 × 0,66	40,3
32 × 10	0,13	0,140	33,0
32 × 32	0,14	0,178	31,4
40 × 40	—	—	—
56 × 56	—	—	—
80 × 80	—	0,074	34,1

угольным, диагональным и двойным голландским. Наиболее часто используется квадратное переплетение, затем — прямоугольное, реже — диагональное и очень редко — голландское. При прочих равных условиях с помощью сеток с квадратным переплетением удаляют больше шлама, чем сетками с прямоугольным переплетением. Но при прямоугольном переплетении появляется возможность плести сетку из более толстой проволоки, поэтому такие сетки более долговечны.

Основные размеры зарубежных сеток с квадратным переплетением 12 × 12, 20 × 20, 24 × 24, 32 × 32, 48 × 48 и 80 × 80 отверстий на 1 см, основные размеры сеток с прямоугольными переплетениями 24 × 16 и 28 × 12 отверстий на 1 см. Сетки диагонального переплетения применяют только размером 32 × 16 отверстий на 1 см. Выполнены они из проволоки диаметром 0,18 мм и имеют сторону ячейки размером 140 мкм.

Все сетки для очистки бурового раствора в настоящее время изготавливают, как правило, в виде кассет с боковым обрамлением. Такое изготовление позволяет осуществлять равномерное поперечное натяжение сетки при установке ее на вибросите. Состояние натяжения сетки — важный технологический фактор, влияющий на эффективность работы вибросита. Поэтому натяжению сетки необходимо уделять большое внимание. Обычно поперечное натяжение каждой сетки на вибросите осуществляется шестью болтами. Развиваемое при этом суммарное натяжение достигает 50 кН на каждую сетку.

Считают, что только правильно установленная и нормально эксплуатируемая вибрирующая сетка позволяет использовать все технологические возможности вибросита. Плохо на-

тянутые сетки в несколько раз менее долговечны. Сухие сетки изнашиваются быстрее влажных. Ускоряют износ сеток слишком жесткие опоры. Большое внимание уделяется даже схеме натяжения сетки. Вначале рекомендуется натягивать среднюю часть сетки с помощью центральных болтов, приложив к головке болта крутящий момент $34,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$. Затем надо затянуть крайние болты с таким же усилием и лишь после этого постепенно увеличить крутящий момент при затягивании болтов до $48 \text{ Н} \cdot \text{м}$, начиная натяжение опять же от центра сетки.

Важную роль играет чистота сеток. Когда сетка забивается шламом, ее очищают струей воздуха. Если такая очистка неэффективна, то сетку снимают и чистят проволочной щеткой с обратной стороны. Во время перерывов между циркуляциями сетку промывают и закрывают предохранительной крышкой, чтобы исключить ее случайное механическое повреждение.

Засорить сетку могут соль, ангидрид, гипс, смазки, нефтепродукты. В таких случаях для промывания применяют пресную воду, 10 %-ный раствор уксусной или соляной кислоты. Налипшие продукты нефти удаляют керосином или дизельным топливом. Такой тщательный выбор типоразмера сетки и поддержание ее в рабочем состоянии объясняется тем, что именно эти факторы определяют в первую очередь эффективность очистки бурового раствора от шлама на вибрационных ситах.

На средства грубой очистки, т.е. вибросита, приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять наибольшее внимание. Для утяжеленных буровых растворов это, в сущности, единственный высокоэффективный аппарат. В практике отечественного бурения широко используются одноярусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, а также одноярусные двухсеточные вибросита ВС-1.

Вибрационное сдвоенное вибросито СВ-2 предназначено для очистки бурового раствора от шлама при бурении глубоких скважин в любых типах пород. Оно состоит (рис. 7.14) из рамы 1, распределительного желоба 2, двух электродвигателей 3, ограждения 4, вибрирующей рамы 5, амортизаторов 6 и барабанов для натяжения сетки 7. Боковые стенки, приваренные к полозьям опорной рамы, образуют ванну, в которую поступает очищенный буровой раствор. На опорной раме установлены распределительный желоб и две вибрирующие рамы. Распределительный желоб устроен таким обра-

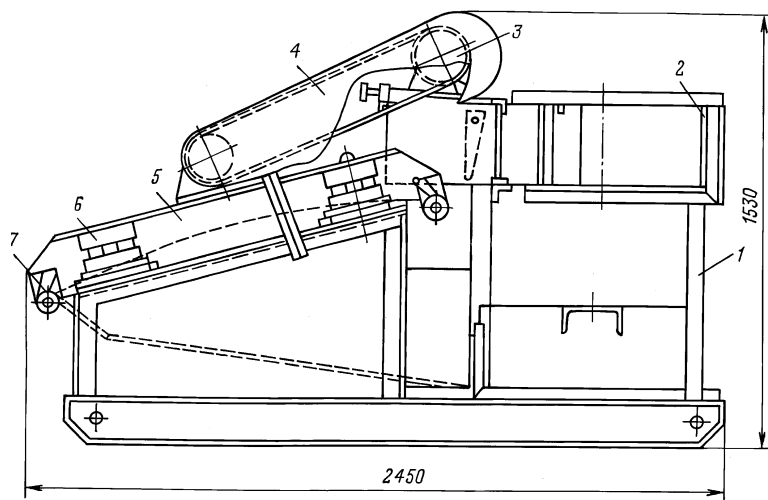


Рис. 7.14. Вибрационное сито СВ-2

зом, что обеспечивает прием бурового раствора с трех сторон и подачу его на сетку вибрирующей рамы через два сливных лотка. Выравниватели сливных лотков обеспечивают равномерное распределение раствора по ширине сетки. Выравниватели могут полностью перекрыть сливные лотки желоба.

В центре распределительного желоба выполнено окно, с помощью которого желоб соединяется с ванной вибросита. Поэтому при закрытых выравнивателях лотках и поднятом вверх угловом шибере раствор будет поступать непосредственно в ванну, минуя сетку. Окно перекрывается угловым шибером.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в движение двумя электродвигателями. Каждая вибрирующая рама опирается на четыре резиновых амортизатора и имеет вибратор с эксцентриковым валом. На концах вибрирующей рамы установлены два барабана с храповыми механизмами. Между барабанами натягивается рабочая часть сетки, и ее запасная часть, которая в 2 раза больше рабочей, наматывается на верхний барабан вибрирующей рамы. По мере износа сетки перематывают на нижний барабан до полного износа по всей длине.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1 × 5 мм. Длина

рабочей части сетки 1,2 м, ширина 0,9 м. Общая длина устанавливаемой на вибросито сетки 4,5 м. Сетка колеблется с частотой 1600 или 2000 колебаний в 1 мин. Наклон сетки к горизонту 12–18 °С. Масса вибросита 1380 кг.

Вибрационное сито СВ-2Б представляет собой модернизированный вариант сита СВ-2. Оно рассчитано для установки непосредственно над емкостью ЦС и поэтому не имеет ванны для приема очищенного раствора. Кроме того, к корпусной стенке распределительной коробки приварены патрубки диаметрами 325 и 60 мм. К 325-мм патрубку присоединяют растворопровод, идущий от устья скважины; 60-мм патрубок с фланцем через задвижку соединяется с вспомогательным нагнетательным трубопроводом блока очистки.

Конструкция вибрирующих рам, барабанов с сеткой и приводов вибраторов аналогична конструкции этих узлов на сите типа СВ-2. Технологические характеристики этих вибросит одинаковые.

Вибрационное сито ВС-1 значительно сложнее описанных выше, но более эффективно, особенно при очистке утяжеленных буровых растворов. Оно состоит (рис. 7.15) из станины 1 для крепления вибросита на блоке очистки ЦС (станина является также сборником и распределителем очищенного раствора) и вибрирующей рамы 2, предназначенной для непосредственной очистки бурового раствора путем процеживания его через сменные вибрирующие сетки и сброса шлама в отвал.

Станина представляет собой пространственную конструкцию, выполненную из профильного проката. Полозья-сани соединены между собой двумя трубами 3 и листом-поддоном. На ползьях устанавливается приемная емкость 4 для поступающего из скважины бурового раствора. В верхней части приемной емкости смонтированы поворотные распределители потока 5, с помощью которых обеспечивается равномерная подача раствора на сетку. Распределители могут фиксироваться под любым углом к потоку. Если необходимо подавать раствор, минуя сетку, приемная емкость имеет клиновой шибер 6, степень открытия которого регулируется вручную и фиксируется цепью. По бокам ползьев-саней имеются отверстия, позволяющие выпускать очищенный раствор. Отверстия закрываются плоскими шиберами 7.

На ползьях установлены четыре тумбы 8 для монтажа вибрирующей рамы. Связь между станиной и вибрирующей рамой осуществляется при помощи четырех витых цилиндрических пружин 9.

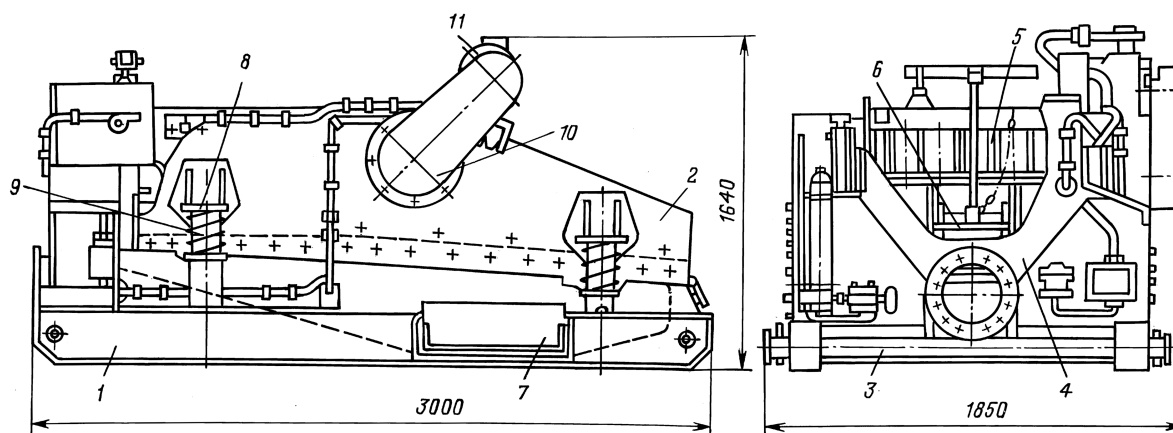


Рис. 7.15. Вибрационное сито ВС-1

Под козырьком приемной емкости расположена ручная станция для периодической смазки подшипников вибратора.

Вибрирующая рама по конструкции представляет собой закрепленное между боковинами основание для крепления сетки. Кроме основания сетки боковины скрепляются стяжной трубой, корпусом вибратора и рамой привода. В корпусе вибратора 10 размещен вал, на обоих концах которого установлены дисбалансы, создающие необходимую амплитуду колебаний. На раме привода установлен электродвигатель 11, обеспечивающий нужную частоту колебаний, а на противоположном конце расположены грузы, уравнивающие привод. Передача движения от двигателя к вибратору осуществляется двумя клиновыми ремнями.

Вибросито ВС-1 оснащается двумя заделанными в кассеты сетками. Используются сетки с размером ячейки $0,16 \times 0,16$; $0,2 \times 0,2$; $0,25 \times 0,25$; $0,4 \times 0,4$ и $0,9 \times 0,9$ мм. Первая сетка устанавливается горизонтально, а вторая — с наклоном около 5° к горизонту. Поперечное натяжение каждой сетки осуществляется подпружиненными болтами с усилием до 50 кН. Траектория колебаний сеток эллиптическая. Наибольшая двойная амплитуда 8 мм, частота колебаний 1130 и 1040 в 1 мин. Рабочая поверхность сетки $2,7 \text{ м}^2$.

Вибросито ВС-1 способно пропустить через сетку с ячейкой $0,16 \times 0,16$ мм 40 л/с воды и не менее 10 л/с бурового раствора. При использовании сетки $0,9 \times 0,9$ мм пропускная способность вибросита превышает 100 л/с. Масса вибросита 1800 кг, длина 3 м, ширина 1,85 м, высота 1,64 м.

В зарубежной практике механическим средствам грубой очистки уделяют большое внимание. Несколько фирм США выпускают вибросита самых разнообразных конструкций: одинарные, сдвоенные и строенные, одно-, двух- и трехъярусные комбинированные, двухступенчатые и т.д. Наиболее совершенными признаны вибросита фирм "Брандт", "Свако" и "Бароид", которые позволяют полностью удалять из раствора частицы шлама размером более 180 мкм (табл. 7.15).

Круговая траектория вращения всех точек фильтрующей буровой раствор сетки позволяет удалять шлам с постоянной скоростью и избежать скопления его, сохранив предпочтительное горизонтальное расположение вибрирующей сетки на двухъярусном сите.

Горизонтальное расположение сеток позволяет продлить обработку бурового раствора, а размещение сеток в два яруса — поддерживать высокую и постоянную производитель-

Таблица 7.15
Характеристика вибросит зарубежных фирм

Показатели	Фирма, тип вибросита		
	"Томпсон"	"Хатчисон"	"Милкем"
Пропускная способность, л/с	<80	<120	<50
Размер ячеек сетки, мм	$\geq 0,8 \times 2,2$ $\leq 0,4 \times 0,4$	$\geq 0,8 \times 2,2$ $\leq 0,15 \times 0,15$	$\geq 1,5 \times 1,5$ $\leq 0,15 \times 0,15$
Площадь сетки, м ²	3,6	3,5	1,44
Мощность привода, кВт	4,4	4,4	2,25
Масса, кг	2180	2550	2200
Размер частиц, удаляемых на 100 %, мм	0,4	0,15	0,15
Нормальная степень очистки раствора от шлама, %	—	—	< 40

Продолжение табл. 7.15

Показатели	Фирма, тип вибросита		
	"Свако", один ярус, две сетки	"Бароид" В 18-58, сдвоенное	"Брандт", двухъярусное
Пропускная способность, л/с	<40	<60	<60
Размер ячеек сетки, мм	$\geq 1,2 \times 1,2$ $\leq 0,125 \times 0,125$	$\geq 0,6 \times 0,6$ $\leq 0,18 \times 0,125$	$\geq 0,8 \times 0,8$ $\leq 0,18 \times 0,18$
Площадь сетки, м ²	3,0	1,82	3,68
Мощность привода, кВт	—	7,4	—
Масса, кг	1950	1150	—
Размер частиц, удаляемых на 100 %, мм	0,125	0,125	0,177
Нормальная степень очистки раствора от шлама, %	<50	<50	<40

ность вибросита. Это происходит потому, что верхняя сетка не позволяет попасть крупным частицам шлама на нижнюю сетку и уменьшить пропускную способность мелкоячеистой нижней сетки. Верхняя сетка, кроме того, защищает нижнюю, менее прочную, сетку от повреждения большими, острыми и тяжелыми частицами шлама.

Вибрирующие сетки можно быстро и легко заменить. Для этого достаточно освободить одну боковину кассеты, которая натянута в горизонтальной плоскости с помощью четырех болтов.

Производительность вибросита выбирается в зависимости от типа установки, типоразмера нижней сетки и плотности бурового раствора. Используются сетки размером от 8×8 до 40×40 отверстий на 1 см. Для утяжеленных растворов почти не применяют сетки мельче 32×32 отверстий на 1 см, очень редко применяют сетки крупнее 12 отверстий на 1 см.

К последним достижениям в области устройств грубой очистки буровых растворов от шлама относят механическое вибросито II фирмы "Бароид" и супервибросито фирмы "Свако".

Механическое вибросито II фирмы "Бароид" представляет собой устройство с двумя вибрирующими сетками, расположенными друг над другом в горизонтальной плоскости. Весь поток бурового раствора проходит последовательно через обе сетки: верхнюю и нижнюю с размером ячейки соответственно 0,59 и 0,177 мм. Обе сетки совершают не только колебательные, но и вращательные движения по траектории в виде окружности. Частицы шлама подбрасываются на сетке вверх и вперед, в результате чего вероятность закупорки ячеек сетки снижается до минимума. С помощью этого сита удаляется 100 % частиц размером до 177 мкм и большая часть шлама с размером частиц от 50 до 177 мкм. Длина сита 3,35 м, ширина 1,82 м и высота 1,06 м.

Супервибросито фирмы "Свако" было специально сконструировано для очистки бурового раствора на нефтяной основе. Оно представляет собой одноярусную установку с двумя сетками: первая установлена горизонтально, вторая — под углом 5° . Размеры каждой сетки приблизительно $1,2 \times 1,2$ м, что соответствует поверхности просеивания около 3 м^2 . Сита комплектуются сетками кассетного исполнения с 12, 16, 24, 32, 40, 48, 56, 64 и 80 отверстиями на 1 см.

Максимальная пропускная способность обеспечивается при 1140 колебаниях в 1 мин и двойной амплитуде около 8 мм.

В современной модификации супервибросита "Свако" используют круговую траекторию в центре и наклонно-эллиптическую у приема и выброса сита. Выше центра тяжести помещается эксцентрик для увеличения оси эллипса. В результате частицы шлама стремятся двигаться от боковых сторон горизонтальной сетки к центру. Поэтому, чтобы направить частицы от центра в сторону сброса, вторая сетка выполнена наклонной. Экспериментально установлено, что оптимальное значение угла наклона второй сетки составляет 5° . При этом достигается оптимальное время отделения и

осушки шлама, частицы лучше агломерируются в результате эффекта комкования. Таким способом удаляется из бурового раствора большая часть шлама, размер частиц которого меньше размера ячейки сетки. Например, при очистке утяжеленного раствора плотностью $1,92-2,04 \text{ г/см}^3$ при использовании сеток $178 \times 178 \text{ мкм}$ удаляется до 40 % шлама с размером частиц от 44 до 178 мкм.

Остальные рекомендации по практическому применению супервибросита сводятся к следующему:

1) при высоких скоростях механического бурения использование мелкоячеистых сеток размером 80 отверстий на 1 см нецелесообразно, выгоднее применять одновременно два вибросита с сетками 16–32 отверстия на 1 см;

2) подача бурового раствора на вибросита должна быть такой, чтобы обезвоженный шлам занимал не более 25 % нижней поверхности второго сита;

3) если наблюдается закупорка сеток шламом, то наиболее целесообразно заменить сетку мелкоячеистой, но не наоборот;

4) сетка должна быть постоянно натянута предельно допустимым усилием;

5) вязкость бурового раствора влияет на пропускную способность вибросита, увеличение вязкости на каждые 10 % влечет за собой уменьшение пропускной способности сита на 2–3 %;

6) производительность вибросита на 8–10 % ниже при использовании раствора на нефтяной основе по сравнению с водоглинистым раствором;

7) при недостаточной смазке супервибросито быстро выйдет из строя;

8) вибросито при монтаже должно устанавливаться строго по уровню.

Таким образом, вибросито считается основным оборудованием для очистки бурового раствора, при этом потери раствора со шламом малы.

ГИДРОЦИКЛОННЫЕ ШЛАМООТДЕЛИТЕЛИ

Гидроциклоны представляют собой инерционно-гравитационные классификаторы твердых частиц и широко применяются в промышленности для разделения суспензии на жидкую и твердую фазы. В бурении гидроциклоны используют для отделения грубодисперсного шлама от бурового раствора. В качестве шламоотделителей гидроциклоны часто мо-

гут конкурировать даже с виброситами. Так, при удалении частиц шлама размером менее 0,5 мм экономическая эффективность гидроциклонов и вибросит одинакова, если обрабатывается неутяжеленный буровой раствор. С уменьшением размера частиц шлама эффективность гидроциклонов повышается, а преимущества их при удалении шлама с размером частиц менее 74 мкм становятся абсолютно бесспорными.

К сожалению, гидроциклонные шламоотделители, как правило, неприменимы для очистки утяжеленного бурового раствора вследствие больших потерь утяжелителя со шламом.

Гидроциклон представляет собой цилиндр, соединенный с усеченным перевернутым конусом (рис. 7.16). Нижняя часть конуса заканчивается насадкой для слива песков, а цилиндрическая часть оборудуется входной насадкой, через которую нагнетается буровой раствор, и сливным патрубком, через который отводится очищенный раствор.

Буровой раствор насосом подается через входную насадку в цилиндрическую часть гидроциклона по касательной к внутренней поверхности. Обладая сравнительно большой скоростью на входе, частицы шлама под действием инерционных сил отбрасываются к стенке гидроциклона и движутся к песковой насадке в соответствии с законом Стокса. Тонкодисперсные частицы шлама вместе с компонентами бурового раствора сосредотачиваются в спиралевидном потоке, движущемся снизу вверх. Попадая в сливной патрубок, очищенный раствор выводится из циклона, а шлам (пески) перемещается внешним, движущимся вниз спиралевидным потоком

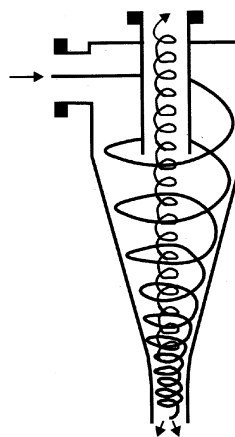


Рис. 7.16. Схема гидроциклона для очистки бурового раствора от шлама

к песковой насадке и выгружается через нее вместе с некоторой частью бурового раствора.

Гидроциклон — один из наиболее сложных аппаратов, используемых для очистки флюидов от механических примесей. Его технологические характеристики меняются при изменении любого геометрического размера.

Технологические показатели работы циклона при разделении суспензии на жидкую и твердую фазы ухудшаются при уменьшении напора подающего насоса, увеличении вязкости или плотности подаваемой жидкости, повышении концентрации твердых частиц в суспензии, понижении плотности твердой фазы, уменьшении размера отделяемых частиц, резком отличии формы частиц от сферической, сокращении размера отверстия песковой насадки.

Гидроциклонные шламоотделители делят на песко- и илоотделители условно. Пескоотделители — это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более. Илоотделителями называют аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром 100 мм и менее. Число гидроциклонов в батареях песко- и илоотделителя разное.

Как и вибросита, эти аппараты должны обрабатывать весь циркулирующий буровой раствор при любой подаче буровых насосов. Считается, что производительность пескоотделителя должна составлять 125 %, а илоотделителя 150 % от максимальной подачи насоса. Это позволяет гарантировать обработку всего потока бурового раствора на гидроциклонных шламоотделителях, а иногда использовать часть очищенного раствора для разбавления неочищенного и таким образом существенно повышать эффективность работы гидроциклонов.

Гидроциклонные шламоотделители обычно включают в работу с момента забуривания скважины. Уже при бурении под кондуктор система очистки бурового раствора должна работать на полную мощность. Шлам необходимо удалить из бурового раствора раньше, чем он будет подвергнут многократному истиранию и диспергированию в циркуляционной системе и стволе скважины. Только в этом случае удастся сохранить стабильными параметры бурового раствора, избежать перерасхода запасных деталей к гидравлическому обору́дованию, сохранить стабильным ствол и достичь высоких показателей работы долот.

В отечественной практике широко распространен гидроциклонный шламоотделитель 1ПГК, называемый пескоотде-

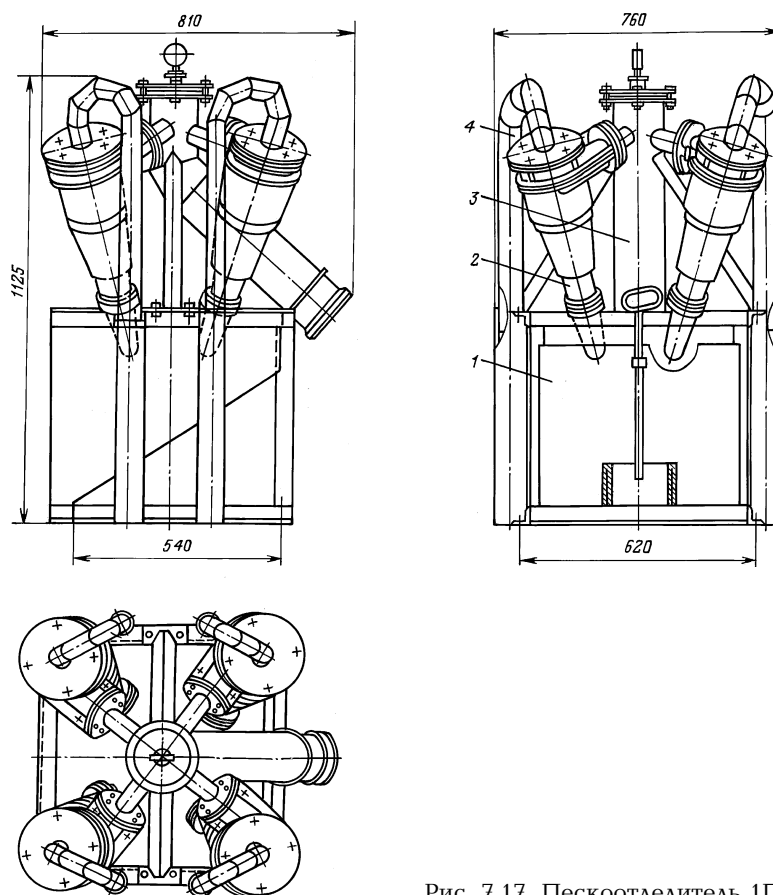


Рис. 7.17. Пескоотделитель 1ПГК

лителем. Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

Батарея гидроциклонов (рис. 7.17) состоит из сварной рамы 1, четырех гидроциклонов 2, крестовины 3 и четырех отводов 4 с резиновыми рукавами. Внутренняя часть рамы выполнена в виде лотка с наклонным дном и люком. В передней торцовой стенке установлен шибер. При открытом шибере песковые насадки погружаются в раствор со шламом, вытекающим через верхнюю кромку передней торцовой стенки. При открытом шибере шлам свободно вытекает через люк.

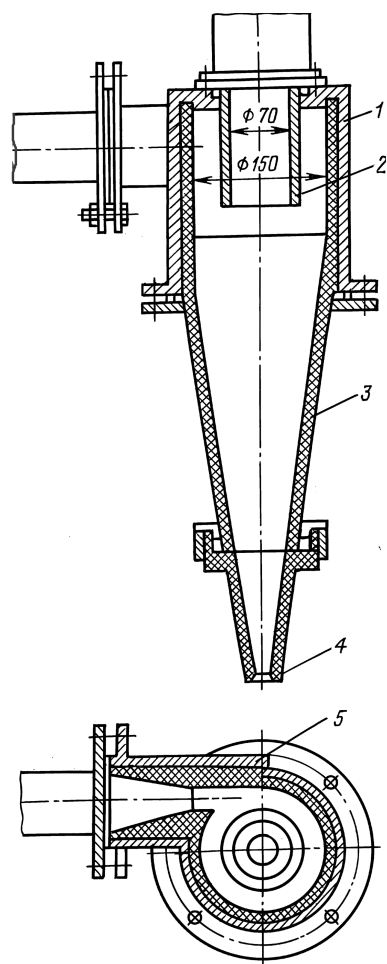


Рис. 7.18. Гидроциклон

Гидроциклон (рис. 7.18) состоит из металлического корпуса 1, внутри которого установлен цельнолитой полый резиновый конус 3, питающей резиновой насадки 5 и металлической сливной насадки. В нижнюю часть гидроциклона вставляется резиновая песковая насадка 4 с отверстием 15 или 25 мм. Раствор из гидроциклона сливается по патрубку 2.

Вертикальный шламовый насос (рис. 7.19) представляет собой центробежный насос погружного типа с открытым рабочим колесом 5, установленным в полости 8. Колесо защищено дисками 7. Вместо сальника в нем используется

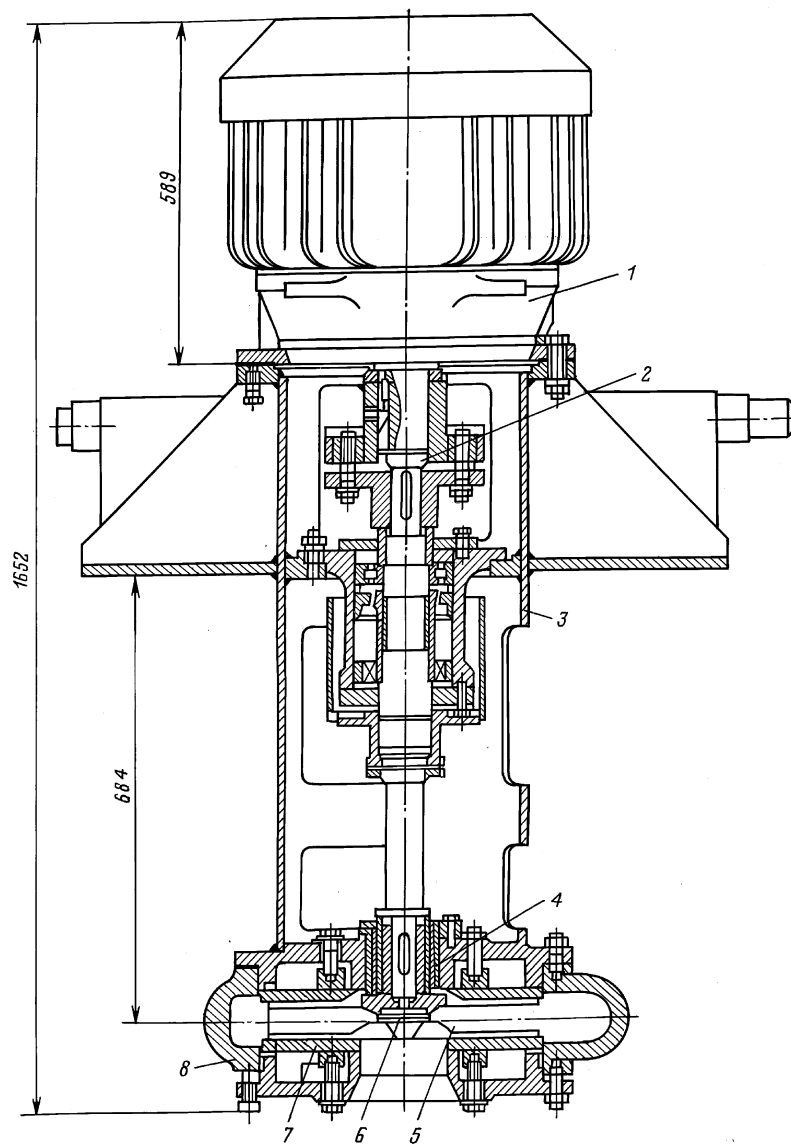


Рис. 7.19. Вертикальный шламовый насос ВШН-150

разъемная резиновая втулка 4, которая служит не только уплотнителем, но и одновременно является опорой нижнего конца вала 6 насоса.

Два шарикоподшипника играют роль основных опор вала колеса. Они расположены в верхней части корпуса 3 насоса выше уровня перекачиваемого раствора и надежно защищены от его воздействия.

Привод насоса осуществляется от вертикального фланцевого электродвигателя 1 через упругую пальцевую муфту 2. Электродвигатель крепится к корпусу насоса, который имеет два опорных кронштейна с приваренными цапфами для установки в емкости ЦС. Такое устройство позволяет переводить насос из рабочего вертикального положения в горизонтальное для ремонта.

Пескоотделитель 1ПГК способен обрабатывать до 60 л/с бурового раствора и удалять из него частицы шлама размером 60 мкм при наименьшем допустимом давлении около 0,2 МПа. Общая масса установки составляет 1310 кг.

В настоящее время применяют более надежные модели пескоотделителей ПГ-50 и ПГ-90; число обозначает производительность (в л/с). Они отличаются более стойкими и совершенными по форме резиновыми элементами.

Кроме того, во многих районах России внедрены шламоотделители с гидроциклонами диаметрами 75 и 100 мм, так называемые илоотделители. Они представляют собой блок из 12–16 гидроциклонов, установленных на общей раме и имеющих общий ввод раствора и поддон для сбора ила (шлама с раствором). Для подачи раствора используется вертикальный шламовый насос.

В США гидроциклонные шламоотделители выпускают фирмы "Свако", "Демко", "Бароид", "Милкем" и др. Они отличаются конструктивным исполнением, размерами и числом гидроциклонов в каждом блоке. Кроме того, выпускаются отдельные автономные блоки по очистке бурового раствора, включающие вибросито, песко- и илоотделитель, иногда дегазатор.

Фирма "Свако" выпускает до 10 видов пескоотделителей и 5 видов илоотделителей для различных технологических параметров промывки скважин. Производительность пескоотделителей и илоотделителей изменяется от 16 до 95 л/с. Практически охватывается весь диапазон подачи буровых насосов при промывке скважин. При соблюдении нормальных условий работы пескоотделитель полностью удаляет из неутяжеленного бурового раствора плотностью 1,05–1,10 г/см³ и

вязкостью 30–35 с шлам с размером частиц 44–60 мкм, а при использовании илоотделителя удаляется шлам с размером частиц 25 мкм.

Комплект оборудования пескоотделителя фирмы “Свако” состоит из трех основных элементов, которые поставляются отдельно или вместе с установкой:

- комплекта 305-мм циклонов с поддоном для сбора песка, установленных на массивной стальной опоре;

- центробежного насоса с регулируемой подачей;

- электрического или дизельного двигателя к центробежному насосу.

Подобно пескоотделителю илоотделитель фирмы “Свако” состоит также из трех основных элементов:

- установки гидроциклонов, каждый конус которой включает два 100-мм циклона с общим подающим трубопроводом (в установку входит от 2 до 10 спаренных гидроциклонов, укрепленных на тяжелой стальной основе вместе с подающим и сливным трубопроводом, а также стальным лотком для сбора илов);

- центробежного насоса;

- индивидуального привода.

Эффективность разделения суспензии с помощью гидроциклонов повышается с увеличением давления на входе. Однако опыт работы с буровыми растворами показывает, что оптимальное значение давления для пескоотделителей составляет 0,25 МПа, а для илоотделителей — 0,32 МПа. Такие условия достигаются при давлении в нагнетательной линии насоса 0,4–0,5 МПа.

Основным методом регулирования работы гидроциклонов в условиях бурения скважин является изменение размеров отверстия для сбрасывания песков или илов. При высоких скоростях бурения это отверстие должно быть достаточно большим. Но если оно окажется больше, чем необходимо для удаления из раствора выбуренной породы, то эффективность работы циклона снизится, а потери раствора со шламом возрастут.

Уравновешенный гидроциклон имеет наилучшие характеристики только в том случае, когда слив песков идет в виде зонтика (рис. 7.20, Φ), а не в виде шнура (рис. 7.20, $\bullet$). Следует помнить, что у современных гидроциклонов нижнее отверстие является каналом разгрузки, а не штуцером. При правильной работе циклона допускаются потери раствора со шламом от 1 до 5 %. Стремление получить с помощью гидроциклонов почти сухой шлам приводит также к ухудшению

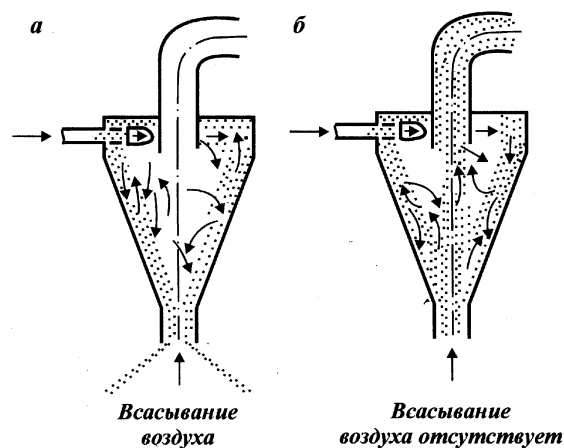


Рис. 7.20. Схема работы гидроциклона

разделения суспензии: тонкодисперсные, необходимые для раствора частицы глины не могут попасть в восходящий вихрь и уносятся песками в отвал.

Основной контролируемой рабочей характеристикой гидроциклонов является плотность песков (илов). Плотность нижнего продукта слива должна быть на $0,30 - 0,42 \text{ г/см}^3$ выше плотности очищенного раствора.

Потери в гидроциклонах части бурового раствора со шламом всегда меньше потерь, которые связаны с необходимостью разбавления загущенного шламом раствора и его откачки в амбары.

Предположим, что рабочий раствор плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$ циркулирует со скоростью около 60 л/с . При разбурировании пород раствор обогащается частицами ила, которые повышают его плотность до $1,13 \text{ г/см}^3$. Допустим, что выходящий из илоотделителя шлам с раствором имеет плотность $1,38 \text{ г/см}^3$, а производительность сброса илов 1 л/с . Следовательно, в отвал выносятся примерно $0,5 \text{ кг/с}$ ила и около 1 л/с бурового раствора.

Предположим далее, что в процессе бурения нарабатывается $1,5 \text{ кг/с}$ материала, который переходит в раствор в виде мелких частиц, не удаляемых илоотделителями. Для сохранения объема и характеристик раствора в этом случае требуется добавлять $0,82 \text{ л/с}$ нового раствора плотностью $1,03 \text{ г/см}^3$. В результате раствор, поступающий в буровые насосы, будет

иметь плотность $1,12 \text{ г/см}^3$, потери раствора составят $0,88 \text{ л/с}$, а объем ила составит $0,2 \text{ л/с}$.

Если в данном случае не использовать илоотделитель, то для доведения плотности раствора до $1,12 \text{ г/см}^3$ в него необходимо добавить $16 \text{ м}^3/\text{ч}$ раствора. В этом случае требуется почти в 5 раз больше раствора и глины, чем при использовании илоотделителя.

В связи с высокой эффективной вязкостью растворов на углеводородной основе (РУО) эффективность работы гидроциклонных аппаратов снижается. Для этих растворов в качестве пескоотделителей используются илоотделители. Плотность сгущенного продукта при очистке неутяжеленных буровых растворов на углеводородной основе при одном и том же количестве удаляемого песка будет меньше, чем при очистке раствора на водной основе. Например, сгущенный продукт, содержащий 25 % твердой фазы, при плотности раствора $1,14 \text{ г/см}^3$ имеет плотность $1,48 \text{ г/см}^3$, в то время как в РУО плотностью $1,02 \text{ г/см}^3$ сгущенный продукт имеет плотность $1,39 \text{ г/см}^3$.

Так же, как и в случае с буровыми растворами на водной основе, гидроциклоны выбрасывают в отходы меньше жидкости, чем ее потерялось бы при разбавлении раствора. А так как РУО стоит значительно дороже раствора на водной основе, очистка его от выбуренной породы по сравнению с разбавлением дает большие экономические преимущества.

Обычные илоотделители не применяют для очистки утяжеленных буровых растворов, так как, удаляя частицы шлама размером 25 мкм , они также удаляют из раствора практически весь барит с частицами размером более 16 мкм и часть барита с частицами меньшего размера. При очистке илоотделителем тяжелых растворов 95 % шлама будут составлять крупные частицы и одновременно будет теряться до 50 % барита.

В последние годы для очистки утяжеленных буровых растворов применяются так называемые сепараторы (рис. 7.21), которые состоят из гидроциклонного илоотделителя 1, установленного над вибрирующей мелкоячеистой просеивающей сеткой 2. Утяжеленный буровой раствор, очищенный с помощью вибросита, подается центробежным насосом в батарею гидроциклонов, где он разделяется на утяжеленный и неутяжеленный. Неутяжеленный поток возвращается в циркуляционную систему, а утяжеленный через песковые насадки падает на тонкоячеистое вибросито, где частицы шлама, которые крупнее частиц утяжелителя, сбрасываются в отвал,

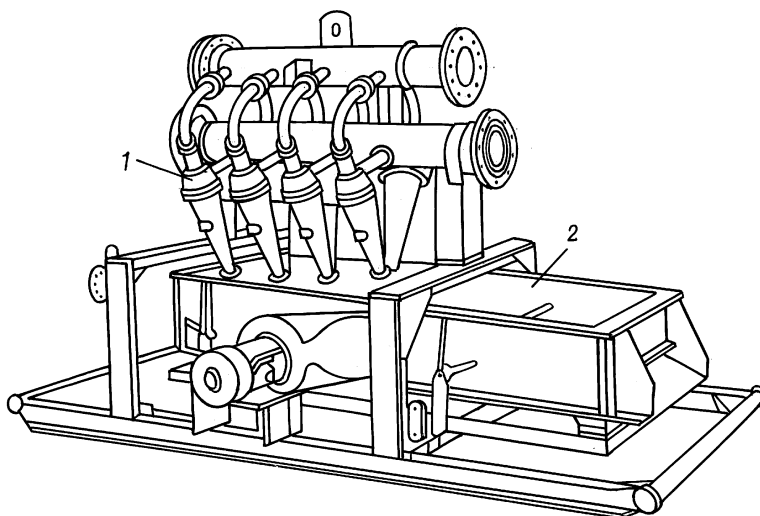


Рис. 7.21. Гидроциклонный сепаратор

а остальная часть утяжеленного раствора просеивается через вибросито и, возвратившись в циркуляционную систему, соединяется с неутяжеленной частью раствора.

В связи с тем, что поток утяжеленного раствора значительно меньше потока неутяжеленного, можно использовать в сепараторах мелкоячеистые вибрирующие сетки и таким образом значительно улучшить очистку утяжеленных буровых растворов.

Подобные устройства выпускаются фирмами "Бароид" и "Свако".

Сепаратор фирмы "Бароид" представляет собой блок из восьми гидроциклонов и вибросита с размером ячейки $0,61 \times 1,56$ мм, колеблющегося по круговой траектории. Очень высокая частота колебаний мелкоячеистого сита позволяет возвращать в систему жидкую фазу и большую часть барита. При этом в отвал сбрасывается шлам с частицами размером более 74 мкм. Производительность сепаратора 45 л/с.

Сепаратор фирмы "Свако" лишь конструктивно отличается от сепаратора фирмы "Бароид". Он имеет восемь полиуретановых 100-мм циклонов и фильтрующую круглую сетку с 60—80 отверстиями на 1 см.

В сепараторах фирмы "Свако" используются илоотделители модели 4Т4, 6Т4 и 8Т4, вибросито НРМ-126 или супер-

фильтр с сеткой 60×60 отверстий на 1 см. Пропускная способность этих сепараторов $140\text{--}280 \text{ м}^3/\text{ч}$. С помощью этих сепараторов из бурового раствора удаляются частицы шлама размером более 104 мкм.

Бурение нефтяных и газовых скважин в основных нефтедобывающих районах ведут с промывкой неутяжеленными буровыми растворами плотностью до $1,2 \text{ г/см}^3$. Дисперсный состав шлама в таких растворах очень разнообразный, и поэтому требуется использовать многоступенчатую систему очистки.

В б. ВНИИКрнефти разработана технология очистки буровых растворов по трехступенчатой системе, которая успешно внедрена в ряде районов страны. Эта технология предусматривает очистку: грубую — на вибросите, тонкую — на песко- и илоотделителях. В результате из бурового раствора удаляется не менее 60 % выбуренной породы, в том числе частицы размером до 30 мкм.

Технология трехступенчатой очистки предполагает обработку раствора плотностью не более $1,25 \text{ г/см}^3$, условной вязкостью не более 45 с и СНС не более 5 Па. На первой ступени очистки используются вибрационные сита СВ-2, СВ-2Б, СВ-2В, ВС-1, на второй — пескоотделители 1ПГК, ПГ-50, ПГ-90, на третьей — илоотделители ИГ-45.

Технология очистки неутяжеленного бурового раствора по трехступенчатой системе представляет собой ряд последовательных операций, включающих грубую очистку на вибросите и тонкую очистку — пескоотделение и илоотделение — на гидроциклонных шламоотделителях (рис. 7.22). Буровой раствор со шламом после выхода из скважины 1 подвергается на первой ступени грубой очистке на вибросите 2 и собирается в емкости 10. Из емкости центробежным насосом 3 раствор подается в батарею гидроциклонов пескоотделителя 4, где из раствора удаляются частицы песка. Очищенный от песка раствор поступает через верхний слив в емкость 9, а песок сбрасывается в шламовый амбар. Из емкости 9 центробежным насосом 5 раствор подается для окончательной очистки в батарею гидроциклонов илоотделителя 6. После отделения частиц ила очищенный раствор направляется в приемную емкость 8 бурового насоса 7, а ил сбрасывается в шламовый амбар.

Особенностью технологии является, во-первых, использование 25—35 % очищенного от песка раствора для разбавления раствора, поступающего в пескоотделитель; во-вторых, для повышения эффективности работы илоотделителя подача

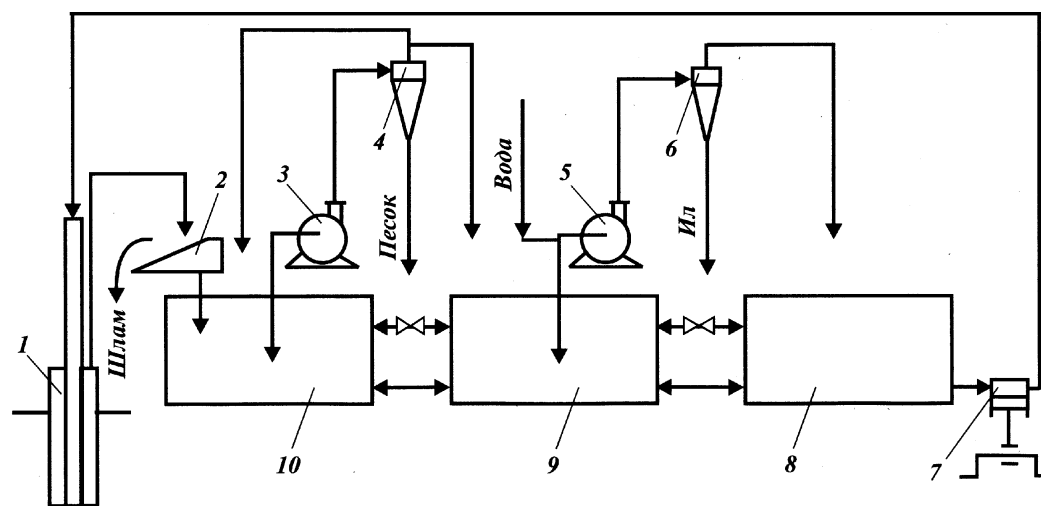


Рис. 7.22. Схема трехступенчатой очистки неутяжеленного бурового раствора

в него (минуя пескоотделитель) до 10 % бурового раствора; в третьих, разбавление (при необходимости) раствора, поступающего в илоотделитель, водой до минимальной вязкости, регламентированной геолого-техническим нарядом.

Для эффективной очистки бурового раствора от тонкодисперсных частиц выбуренной породы необходимо подобрать оптимальные параметры работы вибросита (подачу раствора, число сеток, размер ячеек сетки), гидроциклонных шламоотделителей (подачу раствора, давление на входе) и поддерживать минимально возможными вязкость и плотность бурового раствора.

Размер ячеек сетки вибросита выбирают по номограмме (рис. 7.23) в зависимости от массы выбуренной породы и пропускной способности сетки. Номограмма состоит из трех взаимосвязанных графиков. По графику (рис. 7.23, а) определяют объем выбуренной в единицу времени породы в зависимости от механической скорости бурения и диаметра долота. По графику (рис. 7.23, б) находят приращение содержания твердой фазы в буровом растворе за один цикл циркуляции в зависимости от массы выбуренной в единицу времени породы и подачи буровых насосов. На графике (рис. 7.23, в) дана зависимость пропускной способности одной сетки вибросита СВ-2Б от приращения объемного содержания твердой фазы.

Пример 1. Механическая скорость проходки 60 м/ч, диаметр долота 320 мм, подача буровых насосов 80 л/с. Циркуляционная система имеет одно сдвоенное вибросито и набор сеток с размерами ячеек 0,4 × 0,4; 0,7 × 0,7; 1,6 × 1,6 и 2 × 2 мм.

Из точки, соответствующей заданной механической скорости проходки (см. рис. 7.23, а), восстанавливаем перпендикуляр до пересечения с прямой, соответствующей диаметру долота 320 мм. Из полученной точки пересечения проводим линию, параллельную оси абсцисс, до пересечения с осью ординат и определяем расчетный объем выбуренной породы 4,8 м³/ч. Продолжив горизонтальную линию на графике рис. 7.23, б до пересечения с наклонной прямой, соответствующей подаче буровых насосов, и опустив из полученной точки пересечения перпендикуляр на ось абсцисс, получим приращение содержания твердой фазы в буровом растворе — 1,5 %.

Продолжим перпендикуляр до пересечения с кривыми графика рис. 7.23, в, соответствующими разным размерам ячеек сетки. Из полученных точек пересечения прямой с кривыми проводим прямые, параллельные оси абсцисс, до оси ординат и определяем пропускную способность сеток с заданными размерами ячеек:

Размер ячейки, мм.....	0,4 × 0,4	0,7 × 0,7	1,6 × 1,6	2 × 2
Пропускная способность одной сетки, л/с.....	30	57	135	170

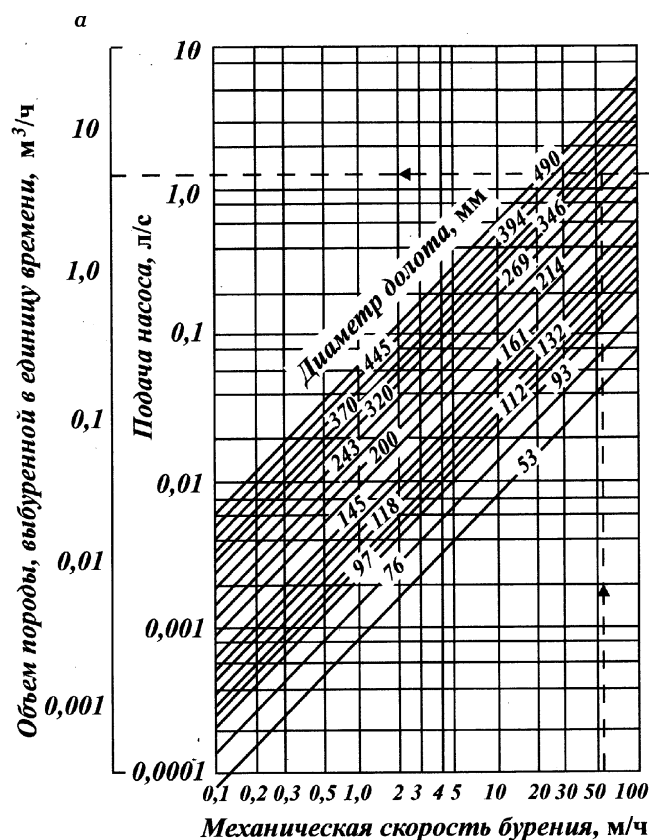
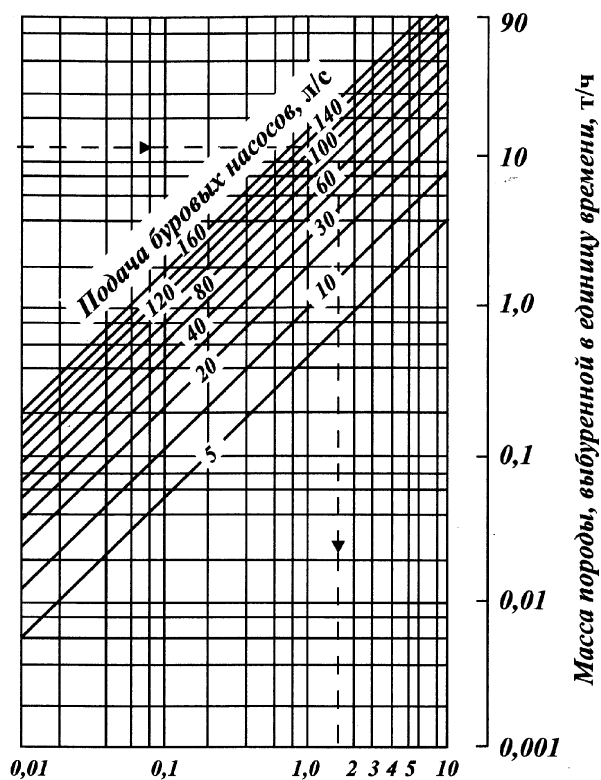


Рис. 7.23. Номограмма для выбора сеток к вибрационным ситам

Необходимо иметь в виду, что для большей эффективности работы вибросита всегда должно быть оснащено мелкоячеистой сеткой, позволяющей полностью пропустить раствор, выходящий из скважины. В данном примере для обеспечения промывки скважины при подаче насоса 80 л/с одно полотно сдвоенного вибросита должно быть оснащено сеткой с размером ячейки $0,4 \times 0,4$ мм, второе — $0,7 \times 0,7$ мм. Это позволит обеспечить пропускную способность вибросита до 87 л/с.

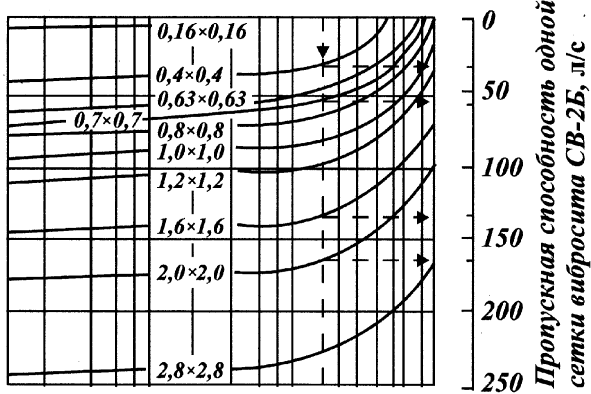
Естественно, что расчетные данные необходимо уточнять для каждого района бурения. Однако, как правило, прогноз бывает достаточно объективным.

б



Приращение объемного содержания
твёрдой фазы в буровом растворе, %

в



Эффективность работы гидроциклонных шламоотделителей в значительной степени зависит от вязкости бурового раствора. На номограмме (рис. 7.24) показано влияние вязкости на размер удаляемых с помощью гидроциклона частиц шлама при работе на тестовой и реальной суспензиях. Номограмма представлена двумя взаимосвязанными графиками. График (рис. 7.24, а) служит для установления эффективности работы гидроциклонов при очистке реальных буровых растворов, имеющих различные вязкость η и плотность ρ . На графике (рис. 7.24, б) нанесены кривые, характеризующие размер удаляемых из тестовой жидкости частиц в гидроциклонах различных диаметров в зависимости от давления на входе в циклон.

Пример 2. Определим необходимое давление на входе в гидроциклон диаметром 150 мм при удалении из него частиц шлама размером 85 мкм. Параметры раствора: $\rho = 1,2 \text{ г/см}^3$, $\eta = 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

На оси абсцисс графика (см. рис. 7.24, а) находим точку, соответствующую заданному диаметру частиц (85 мкм), и восстаиваем из нее перпендикуляр до пересечения с лучом, соответствующим заданной вязкости бурового раствора ($10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). Из полученной точки проводим прямую, параллельную оси абсцисс, до пересечения с лучом плотности бурового раствора ($1,2 \text{ г/см}^3$).

Проведя линию, параллельную оси абсцисс, до пересечения с осью ординат и кривой, соответствующей выбранному диаметру гидроциклона (150 мм), и опустив из точки пересечения перпендикуляр на ось абсцисс графика (см. рис. 7.24, б), находим необходимое давление перед гидроциклоном — $0,21 \text{ МПа}$.

Пересечение с осью ординат укажет размер отделяемых частиц в гидроциклоне соответствующего диаметра при работе с использованием жидкости. В данном случае диаметр частиц равен 43 мкм.

Из номограммы следует, что при повышении вязкости от $0,01$ до $0,4 \text{ Па} \cdot \text{с}$ гидроциклон диаметром 100 мм при давлении $0,25 \text{ МПа}$ будет удалять частицы породы размерами только более 70 мкм, т.е. эффективность классификации в илоотделителе будет равна соответствующим показателям работы пескоотделителя. Поэтому важнейшее условие эффективной работы илоотделителя — поддержание минимально возможной вязкости бурового раствора при подаче его в гидроциклон.

Для удаления тонкодисперсных частиц из вязкого бурового раствора ($\eta = 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$) требуется более высокое давление на входе в гидроциклон. Так, для удаления частиц шлама размером 30 мкм в гидроциклоне диаметром 100 мм при вязкости раствора $2 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$ давление должно быть $0,28 - 0,30 \text{ МПа}$.

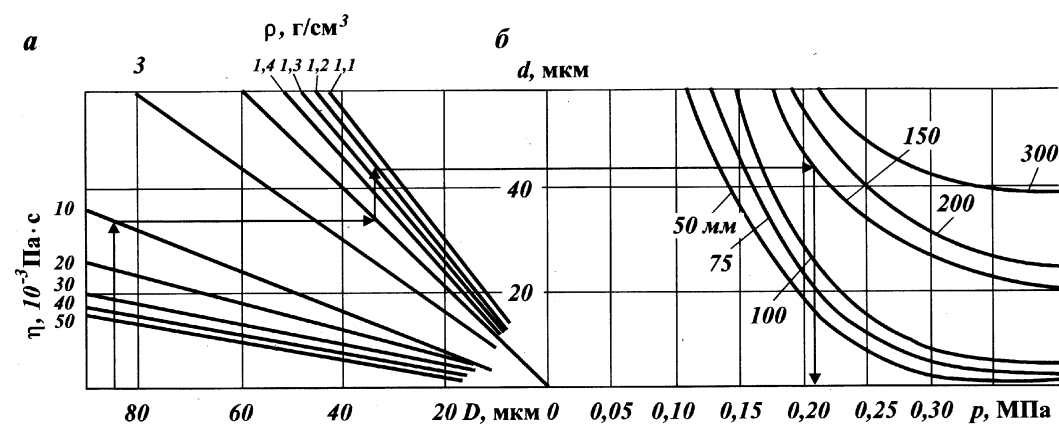


Рис. 7.24. Номограмма для определения размера выделяемых в гидроциклонах частиц шлама

Необходимо всегда помнить, что классификация твердой фазы суспензии в гидроциклоне происходит в жидкой среде. Поэтому при удалении частиц песка и ила частично захватывается жидкая фаза, что вполне естественно. Оптимальной эффективности работы гидроциклона можно достичь в том случае, когда разгрузка выбрасываемого шлама осуществляется в виде "зонтика". Разгрузку твердой фазы в виде "шнура" порой ошибочно считают показателем хорошей работы.

§ 5. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ГАЗА

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; во-вторых, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления в результате снижения эффективной плотности бурового раствора (а следовательно, и гидравлического давления на пласты); в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом).

Попадающий в циркуляционный поток газ приводит к изменению всех технологических свойств бурового раствора, а также режима промывки скважины. Кроме очевидного уменьшения плотности раствора изменяются также его реологические свойства — по мере газирования раствор становится более вязким, как и всякая двухфазная система. Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно.

Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флокуляцию.

Снижение гидравлической мощности вследствие присутствия в растворе газа отрицательно сказывается на всем процессе бурения. Оптимизированные программы бурения требуют, чтобы на долоте срабатывалось до 65—70 % гидравлической мощности. Но снижение объемного коэффициента полезного действия насоса в результате газирования бурового раствора влечет за собой существенное уменьшение подачи насосов, так как

$$N \sim pQ,$$

$$p \sim Q^{1,86},$$

$$N \sim Q^{2,86},$$

где N — гидравлическая мощность; Q, p — соответственно подача и давление, развиваемые буровыми насосами.

Как видно из рис. 7.25, зависимость гидравлической мощности от степени газирования (объемная доля) бурового раствора весьма заметна. Так, при содержании (объемной доле) газа, равном 2 %, снижение гидравлической мощности составляет 5,6 %.

Чтобы свести к минимуму вредное влияние самопроизвольного газирования бурового раствора, необходимо знать условия проникновения газа в него и их физико-химическое взаимодействие.

Газ из пласта попадает в буровой раствор в результате отрицательного дифференциального давления между скважиной и пластом либо вследствие высокой скорости бурения, когда пластовый газ не успевает оттесниться фильтратом от забоя и стенок скважины и попадает в поток раствора вместе с выбуренной породой.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состоянии. По мере перемещения потока раствора к устью пузырьки свободного газа увеличиваются в объеме в результате снижения давления, сливаются друг с другом, образуя газовые пробки, которые прорываются в атмосферу. Свободный газ легко удаляется из раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании, например во время бурения при несбалансированном давлении, свободный газ удаляют из бурового раствора с помощью газового сепаратора.

Пузырьки газа, которые не извлекаются из бурового раствора при перепаде давления между ними и атмосферой, ока-

Рис. 7.25. Зависимость гидравлической мощности насоса от степени газирования бурового раствора



зываются вовлеченными в буровой раствор и для их удаления требуется дополнительная энергия.

Полнота дегазации бурового раствора зависит от его плотности, количества твердой фазы, вязкости и прочности структуры. Существенную роль играют также поверхностное натяжение жидкости, размер пузырьков и силы взаимного притяжения.

В связи с высоким поверхностным натяжением трудно поддаются дегазации буровые растворы на углеводородной основе, а также растворы, содержащие в качестве регулятора водоотдачи крахмал. Некоторые углеводороды, проникая из пласта в буровой раствор при повышенных температуре и давлении, остаются в жидком состоянии. Попадая в другие термодинамические условия, например в поверхностную циркуляционную систему, они превращаются в газ и заметно изменяют технологические свойства бурового раствора.

Некоторые газы при повышенных температуре и давлении проникают в межмолекулярную структуру бурового раствора и вызывают едва заметное увеличение его объема. Наиболее опасны в этом отношении растворы на углеводородной основе, в которые может проникать большое количество пластового газа. Обнаружить вовлеченный таким способом в буровой раствор природный газ очень трудно.

Растворы, газированные сероводородом, создают особые трудности при дегазации:

- система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород — опасный яд;

- сероводород взрывоопасен даже при объемной концентрации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %);

- сероводород растворим в буровых растворах, его растворимость в воде приблизительно пропорциональна давлению;

- сероводород обладает высокой корродирующей способностью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепаратор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на выбросах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

Газ, проникший в молекулярную структуру раствора, из-

влекать значительно труднее. Для этого требуется не только затратить некоторую энергию, но и часто необходимо применять понизители вязкости и поверхностного натяжения, если используется недостаточно совершенная система дегазации.

Жидкие и растворимые газы удалить из раствора довольно трудно, так как газ входит в межмолекулярную структуру нефтяной фазы бурового раствора. Легкие углеводороды ($C_1 - C_5$) можно извлечь с помощью вакуумного дегазатора, а тяжелые почти невозможно. Выходя из раствора в виде пара, эти газы причиняют много неприятностей.

Если поступающий в раствор газ содержит двуокись углерода или сероводород, то обычно повышают pH раствора, чтобы избежать образования слабых кислот. Применяют также раскислитель сероводорода как средство против отравления людей этим сильнотоксичным газом. В качестве раскислителя чаще всего используют каустическую соду, модифицированные неорганические соединения железа, соединения карбоната меди, карбоната цинка и оксида цинка.

Обычная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) показана на рис. 7.26. Газожидкостный поток из скважины 2, дойдя до вращающегося превентора 3, через регулируемый штуцер 4 и герметичные манифольды поступает в газовый сепаратор 5, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито 6 и собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется с помощью специального аппарата-дегазатора 7. Окончательная дегазация происходит в проме-

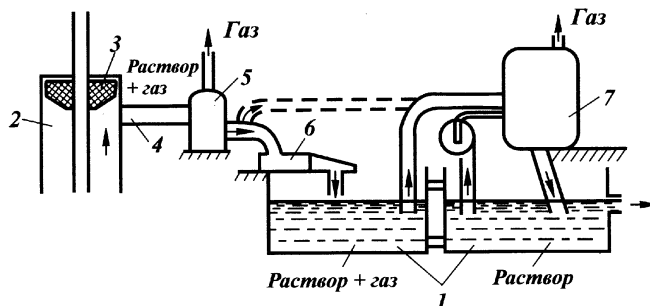


Рис. 7.26. Схема дегазации бурового раствора

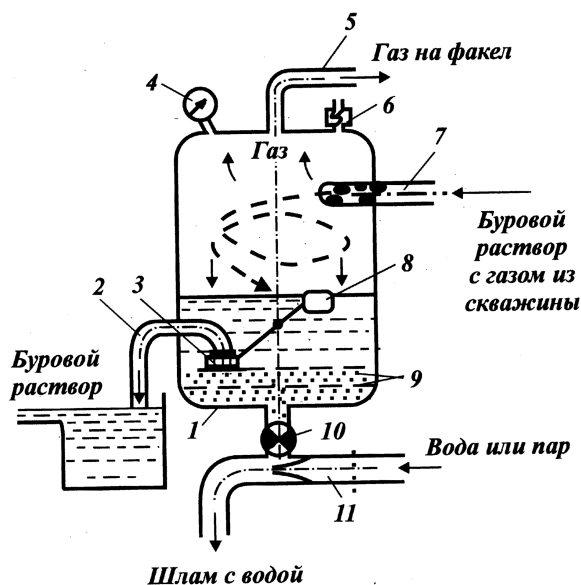


Рис. 7.27. Схема газового сепаратора

жуточных емкостях 1 циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

Газовый сепаратор, используемый в качестве первой ступени очистки бурового раствора от газа (рис. 7.27), представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объема, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов.

Буровой раствор из скважины через вращающийся преентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по тангенциальному вводу 7 в полость газового сепаратора 1, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу 5 на факел.

Буровой раствор, очищенный от свободного газа, собирается в нижней части газосепаратора, откуда он подается по линии 2 для очистки от шлама на вибросито.

Современные газовые сепараторы, имеющие вместимость 1–4 м³, рассчитаны на давление до 1,6 МПа и устанавливаются непосредственно над первой емкостью циркуляционной

системы. Они оборудуются предохранительным клапаном 6, регулятором уровня бурового раствора поплавкового типа 3 и эжекторным устройством 11 для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама.

Эжекторное устройство работает следующим образом. Воду, а в зимнее время пар пропускают через штуцер эжектора 11, в результате чего в сбросовой патрубке газосепаратора создается разрежение. При открытой сбросовой задвижке 10 скопившийся на дне газового сепаратора шлам 9 вместе с частью бурового раствора устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды (или пара) и выбрасывается из сепаратора наружу. После очистки полости сепаратора сбросовую задвижку 10 закрывают. Для контроля за давлением внутри сепаратора газовая часть его полости оборудуется манометром 4.

В период интенсивных газопрооявлений и задавливания пластов буровым раствором в процессе газового выброса, когда сепаратор не в состоянии обеспечить разделение газожидкостного высокоскоростного потока, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Однако такие ситуации очень редки и считаются аварийными.

Регулятор уровня раствора 3 в полости сепаратора предназначен для того, чтобы исключить попадание газа в сливной патрубок 2 очищенного раствора, так как создаются условия для его постоянного затопленного состояния с помощью поплавка 8.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на выброс. Однако при наличии в растворе токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. В этом случае только после окончательной дегазации раствор очищают от шлама.

В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки раствора от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по величине давления в камере — на вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру — на гравитационные, эжекционные и центробежные. При центробежной подаче бурового раствора используют, как правило, самопродувающиеся центробежные насосы. В вакуумных дегазаторах иногда применяют самозаполняющиеся центробежные насосы.

Наибольшее распространение в отечественной и зарубежной практике получили вакуумные дегазаторы с эжекцион-

ной и центробежной подачей газированного бурового раствора. Разрежение в полости таких дегазаторов создается вакуумным насосом и эжектором. Газированный раствор подается в камеру дегазаторов обычно за счет разности давлений между атмосферой и вакуумированной камерой. Это не самый эффективный, но очень надежный способ подачи бурового раствора в дегазатор. Обычно центробежные насосы для этой цели непригодны вследствие способности "запираться" газовыми пробками.

Степень вакуума в камере дегазаторов — наиболее важный технологический фактор дегазации и определяется не только разрежением в камере эжектора и техническими возможностями вакуум-насосов, но и, прежде всего, высотой всасывающей линии. Она должна быть такой, чтобы в камере дегазатора обеспечивался вакуум 0,03 МПа.

Другим важным фактором, влияющим на глубину дегазации бурового раствора в дегазаторе, является длительность нахождения раствора в камере. Чем выше скорость циркуляции раствора в камере дегазатора, тем меньше времени раствор находится в ней и, следовательно, хуже дегазируется. Для улучшения дегазации необходимо уменьшать скорость циркуляции бурового раствора. Так, при циркуляции 24 л/с дегазация каждой порции раствора в аппарате вакуумного типа будет длиться 25 с, а при 48 л/с — около 12 с. Практически полная дегазация бурового раствора в аппаратах вакуумного типа происходит за 10–20 с.

Обычно с помощью газового сепаратора удается выделять из бурового раствора десятки кубических метров газа в минуту. В результате на вторую ступень дегазации — в дегазатор — поступает буровой раствор с содержанием газа не более 20 %. Некоторые типы вакуумных дегазаторов обеспечивают скорость извлечения газа 0,1–0,25 м³/мин, пропуская буровой раствор объемом 1–3 м³/мин. В худшем случае остаточное содержание газа в буровом растворе после обработки в дегазаторе не превышает 2 %.

Типичным представителем дегазаторов вакуумного типа, используемых в отечественном бурении, является дегазатор типа ДВС. В зарубежной практике распространены вакуумные аппараты, выпускаемые фирмой "Свако".

Вакуумный дегазатор представляет собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Производительность дегазатора по раствору достигает 45 л/с; остаточное газосодержание в рас-

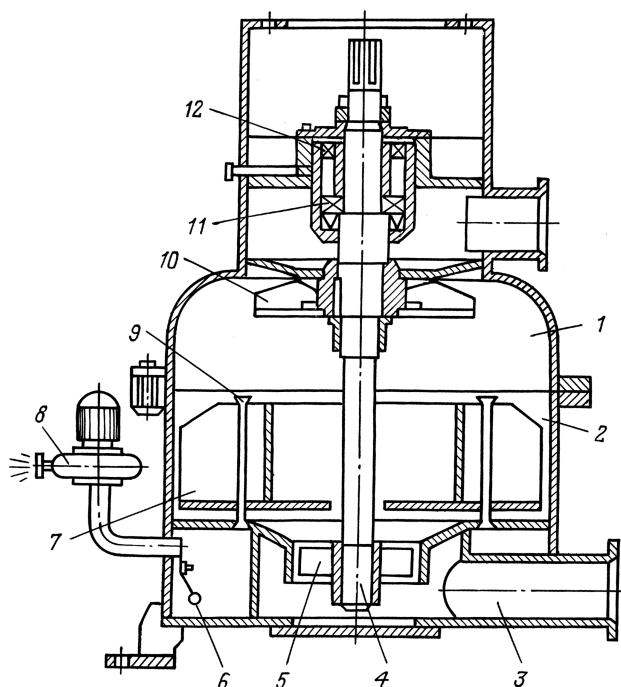


Рис. 7.28. Центробежно-вакуумный дегазатор ЦВА:
1, 2 — части корпуса; 3 — труба; 4 — вал; 5 — осевая турбина; 6 — клапан;
7 — пластинчатый деструктор; 8 — вентилятор; 9 — патрубки для отвода
газа; 10 — ротор; 11, 12 — подшипники

творе после обработки не превышает 2 %. Привод вакуумного насоса осуществляется от электродвигателя мощностью 22 кВт.

Центробежно-вакуумный дегазатор ЦВА (рис. 7.28) состоит из цилиндрического вертикально установленного корпуса 1, 2, внутри которого с высокой частотой вращается вал 4 с ротором 10, подобным рабочему колесу центробежного насоса с загнутыми назад лопатками. Поступающий в ЦВА газированный буровой раствор интенсивно разбрызгивается ротором тонким слоем внутри корпуса и дегазуруется. Дегазированный раствор перекачивается обратно в ЦС с помощью осевого насоса, а выделившийся из раствора газ отводится вентилятором 8 по отводным каналам наружу.

Центробежно-вакуумный аппарат типа ЦВА обеспечивает не только эффективную дегазацию буровых растворов, но и

Таблица 7.16
Техническая характеристика ЦВА

Плотность раствора, г/см ³		Условная вязкость рас- твора, с		Содержание газа в растворе, %	
до ЦВА	после ЦВА	до ЦВА	после ЦВА	до ЦВА	после ЦВА
1,38	1,42	105	63	9	0
1,36	1,40	100	55	8	0
1,34	1,43	108	59	12	0
1,38	1,40	102	60	5	0
1,39	1,42	97	52	7	0

интенсивное перемешивание входящих в него жидких и твердых компонентов (табл. 7.16).

В объединении "Пермнефть" разработан гидравлический веерный дегазатор (рис. 7.29), который включает основание 11, полый цилиндрический корпус 2 с желобом 1 и люком 5 для слива дегазированной жидкости, ствол 3, веер-центратор 4, подпружиненные тарелки 9 и 10, зафиксированные винтом 7 с гайкой 6, и газоотводную трубу 8. Газированный буровой раствор подводится к стволу дегазатора через нагнетательную трубу 12. Днище корпуса имеет уклон в сторону стекания дегазированной жидкости по желобу.

Ствол дегазатора расположен соосно с корпусом. В верхней его части установлено сопло, представляющее собой тру-

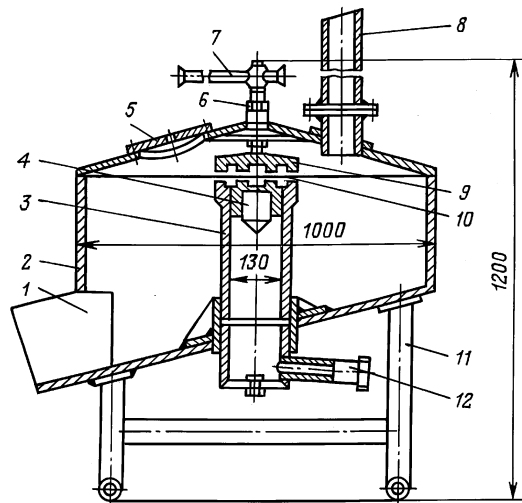


Рис. 7.29. Гидравлический веерный дегазатор

бу с развальцованным верхним концом. Нижний конец сопла имеет резьбу, с помощью которой оно ввинчивается в корпус дегазатора.

Главные рабочие органы дегазатора — верхнее сопло ствола и веер-центратор, которые образуют кольцевое веерное сопло с переменным регулируемым зазором. В статическом состоянии веер-центратор поджимается пружинами к торцу ствола и плотно закрывает его отверстие. Пружины отжимаются при напоре жидкости в стволе, равном 0,3–1 МПа.

Газированный буровой раствор, поступающий из скважины, насосом подают в дегазатор через нагнетательную трубу 12 и ствол 3. В результате создаваемого в системе избыточного давления веер-центратор 4 преодолевает сопротивление пружин 10 и поднимается вверх, открывая вход раствору в корпус дегазатора. Буровой раствор через кольцевой зазор сопла ствола и веера-центратора высокоскоростной веерной струей втекает в корпус дегазатора, где избыточное давление близко к нулю. Там раствор дегазируется, стекает на дно корпуса и по сливному желобу поступает в ЦС. Выделившийся из раствора газ удаляется в атмосферу через газоотводную трубу.

Дегазация бурового раствора в гидродинамическом веерном дегазаторе происходит в результате следующих процессов:

- расширения предварительно сжатой струи газированной жидкости при истечении через кольцевое веерное сопло в зону пониженного (атмосферного) давления;

- удара высокоскоростного потока жидкости о стенки корпуса дегазатора;

- турбулентного стекания жидкости по вертикальной стенке корпуса дегазатора.

Испытания этого дегазатора показали, что он может успешно применяться для очистки бурового раствора от газа. За один цикл обработки плотность бурового раствора была увеличена на одной скважине от 1,22 до 1,40 г/см³, на другой — от 1,16 до 1,23 г/см³. При этом дегазатор обеспечивал подачу насоса до 30 л/с при напоре 0,8 МПа.

В используемых в зарубежной практике атмосферных аппаратах дегазация бурового раствора происходит в результате турбулизации тонкого плоского потока. Обычно раствор в дегазатор такого типа поступает при подаче насоса примерно 35 л/с, чтобы скорость течения на входе в дегазатор составляла примерно 1 м/с. В камере дегазатора имеется система

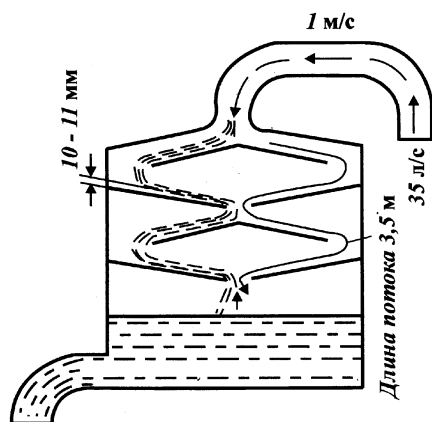


Рис. 7.30. Схема атмосферного дегазатора

наклонных плоских перегородок, по которым стекает, периодически завихряясь, буровой раствор (рис. 7.30). Толщина слоя раствора на перегородках 10–15 мм, а длина пути раствора 3,5 м.

Наиболее совершенной конструкцией дегазатора атмосферного типа считается аппарат фирмы "Дрилко" (рис. 7.31). Раствор в камеру этого дегазатора впрыскивается радиально с помощью вертикальной трубы, ударяясь о стенки емкости, раствор растекается вверх и вниз по стенкам очень тонким слоем с большой скоростью. Выделяющийся газ улетучивается в атмосферу, а дегазированный раствор собирается в нижней конусной части корпуса и перетекает по желобу в емкость циркуляционной системы.

Дегазаторы такого типа недостаточно эффективны при использовании растворов с повышенными значениями плотности, вязкости и СНС. Исследования показали, что даже при многократной дегазации таких растворов полного удаления газа из раствора достичь не удастся.

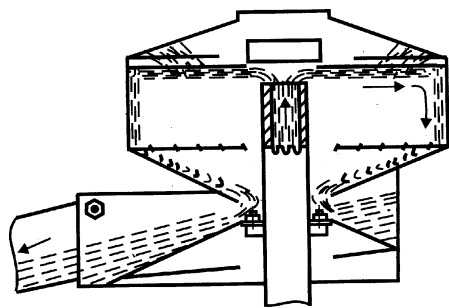


Рис. 7.31. Схема камеры дегазатора фирмы "Дрилко"

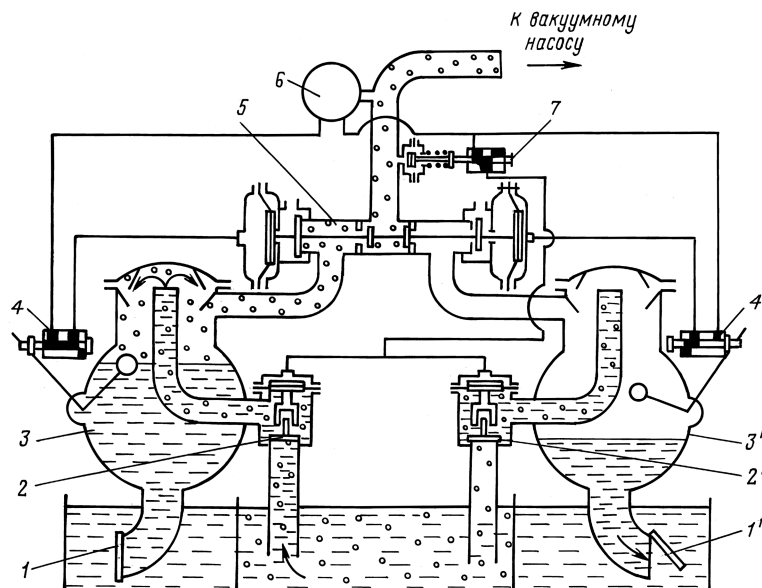


Рис. 7.32. Принципиальная схема двухкамерного вакуумного дегазатора:

1, 1' — сливные клапаны; 2, 2' — всасывающие клапаны; 3, 3' — дегазационные камеры; 4, 4' — золотники регуляторов уровня; 5 — клапан-разрядник; 6 — вакуумный ресивер; 7 — регулятор вакуума

Отечественной промышленностью широко используется вакуумный дегазатор ДВС.

Технологический процесс дегазации буровых растворов в двухкамерных вакуумных дегазаторах происходит следующим образом (рис. 7.32). Поступающий из скважины газированный буровой раствор проходит грубую очистку от шлама и газа на вибрационном сите и попадает в первую емкость циркуляционной системы или в специальную емкость дегазатора. Всасывающий клапан под действием давления бурового раствора открывается, и раствор начинает поступать в дегазационную камеру. Для обеспечения дегазации бурового раствора достаточно включить вакуумный насос ВВН-2. Так как в момент включения клапан-разрядник 5 находится в одном из крайних положений, то одна из дегазационных камер 3 подключена к вакуумному насосу, а вторая 3' сообщается с атмосферой. Работающий вакуумный насос создает в каме-

ре 3 разреженность, поэтому сливной клапан 1 закрыт под действием атмосферного давления.

Когда в камере 3 будет достигнута заданная величина вакуума, мембрана золотникового механизма 7, сжав пружину и заняв нижнее положение, переместит шток золотника и соединит мембранную полость всасывающего клапана 2 с вакуумным ресивером 6. После этого мембрана перемещается вверх, всасывающий клапан открывается, поступающая в дегазационную камеру жидкость очищается от газа и собирается в сборнике.

По мере заполнения сборника дегазированной жидкостью шток золотника 4 поплавкового регулятора перемещается под действием поплавка и системы рычагов, и при предельном уровне жидкости мембранная полость клапана-разрядника оказывается соединенной с вакуумным ресивером 6. Клапан-разрядник соединяет заполненную камеру 3 с атмосферой, а порожнюю камеру 3' подключает к вакуумному насосу при помощи клапана 2'. В этот момент дегазированный буровой раствор начинает выливаться в емкость через сливной клапан 1. Одновременно в камере 3' создается разрежение, и нагнетательный клапан 1' закрывается. Как только камера 3' заполнится буровым раствором, золотник 4 соединит мембранную полость клапана-разрядника с вакуумным ресивером и произойдет следующий цикл переключения камер.

Технологический режим работы дегазатора зависит от многих факторов: реологических свойств бурового раствора, его газонасыщенности, подачи буровых насосов и др. Основные параметры режима работы дегазатора — глубина вакуума в камерах и количество обработанного бурового раствора.

В зависимости от газонасыщенности буровые растворы условно делятся на четыре группы: 1) интенсивно вспенивающиеся; 2) умеренно вспенивающиеся; 3) газированные со стойкой фазой газа; 4) газированные с нестойкой фазой газа. Для каждого раствора рекомендуется определенное значение вакуума при обработке в дегазаторе.

Группа раствора.....	1	2	3	4
Вакуум, МПа.....	0,075—0,08	0,05—0,07	0,03—0,07	0,03—0,05

Значение вакуума в дегазаторе регулируют путем изменения степени сжатия пружины мембраны золотника. После того как установлено необходимое разрежение в камере дегазатора, необходимо отрегулировать его пропускную спо-

способность при помощи ограничительных болтов, позволяющих изменять ход приемных клапанов. При ввинчивании болтов внутрь клапанных коробок снижается их пропускная способность. Желательно, чтобы пропускная способность дегазатора была больше объема циркулирующего раствора. В этом случае часть дегазированной жидкости перетекает из выкидного отсека емкости в приемный и над всасывающими патрубками приемных клапанов автоматически устанавливается уровень жидкости.

По мере увеличения вакуума пропускная способность дегазатора уменьшается, поэтому не следует без необходимости устанавливать в камерах дегазатора высокую степень разрежения. Начинать дегазацию буровых растворов следует лишь тогда, когда газ не удаляется с помощью вибросита и желобов, причем необходимо вначале вести процесс дегазации при низкой степени разрежения в камерах. Если эффект дегазации не достигается, следует перейти на более глубокий вакуум. Потребность в увеличении вакуума возникает обычно при дегазации буровых растворов, обработанных ПАВ. Но и в этом случае надо подбирать оптимальную величину вакуума в камере дегазатора, при которой остаточная газонасыщенность бурового раствора минимальная.

Как заниженная, так и завышенная степень разрежения может не обеспечить необходимую глубину очистки бурового раствора от газа. Величина вакуума в момент открытия приемного клапана дегазационной камеры зависит от количества выделяющегося газа и удельной подачи жидкости в камеру. При этом величина вакуума при дегазации может самопроизвольно меняться с изменением количества газовой фазы. Если вакуумный насос не успевает откачивать выделяющийся в дегазаторе газ, то степень разрежения в камерах будет уменьшаться после открытия приемного клапана. В противном случае величина вакуума будет возрастать.

Повышения эффекта дегазации можно достигнуть только путем повышения величины вакуума в дегазационных камерах. Но при этом скорость действия вакуумного насоса уменьшается, а количество выделяющейся газовой фазы возрастает, поэтому после открытия приемного клапана величина вакуума резко уменьшается вследствие неспособности насоса справиться с откачкой увеличивающегося объема газа. Это может привести к снижению эффекта дегазации. Таким образом, величину вакуума необходимо регулировать одновременно с пропускной способностью дегазатора. Снижением расхода жидкости можно уменьшить скорость газоотде-

ления в дегазационной камере и таким образом обеспечить оптимальный режим работы дегазатора.

В связи с тем, что сборник жидкости дегазатора имеет постоянный объем, пропускную способность дегазатора можно регулировать только при изменении времени полного цикла дегазации (длительность полного цикла дегазации складывается из времени откачки из дегазационной камеры и времени всасывания жидкости). Пропускную способность дегазатора можно изменять двумя способами: сжатием пружины золотника (изменением вакуума в камере), открытием приемного клапана (изменением пропускной способности дегазационной камеры). Оба способа имеют преимущества и недостатки, поэтому выбор способа определяется трудностью дегазации бурового раствора.

Если газовая фаза стойкая, то уменьшить подачу дегазатора лучше увеличением степени разрежения в дегазационных камерах. В этих условиях для повышения пропускной способности дегазатора необходимо удлинить ход приемного клапана. Тогда возрастет расход жидкости через дегазационную камеру и уменьшится общее время цикла дегазации за счет снижения длительности всасывания бурового раствора.

Чтобы не допустить попадания бурового раствора в вакуумный насос, следует избегать чрезмерного открытия приемных клапанов. При появлении раствора в вакуумном насосе надо, в первую очередь, прикрыть приемные клапаны. Для своевременного включения дегазатора в работу необходимо систематически контролировать содержание газа в буровом растворе. Особенно часто следует измерять содержание газа в период восстановления циркуляции бурового раствора, когда имеется опасность выхода из скважины большого количества газированного раствора.

Бесперебойная работа вакуумного дегазатора типа ДВС зависит от того, насколько правильно он подготовлен к работе. Перед его пуском требуется выполнить следующее: проверить положение штока клапана-разрядника и при необходимости переместить его вручную в крайнее положение; проверить вращение вала вакуумного насоса; заполнить выкидной отсек емкости буровым раствором так, чтобы выкидные клапаны погрузились в жидкость; подать воду в вакуумный насос.

Основным контролируемым параметром работы дегазатора является величина вакуума в камерах. Причиной ее изменения могут быть различного рода неполадки в системе дегазации. Так, снижение величины вакуума может возникнуть вследствие недостаточной подачи воды в вакуумный насос

или попадания воздуха в дегазационные камеры через неплотности в соединениях. Вакуум может также понизиться из-за повышения температуры жидкости в вакуум-насосе. В этом случае подачу воды необходимо увеличить, чтобы ее температура в насосе была не более 40 °С. Следует знать, что после остановки вакуум-насоса небольшое количество воды из него перетекает в дегазационные камеры через клапан-разрядник. В результате этого в зимнее время клапаны могут примерзнуть к седлам и для запуска дегазатора в работу потребуется прогреть паром внутреннюю полость клапана-разрядника.

§ 6. РЕГУЛИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Твердые частицы в буровом растворе, как правило, необходимы, но они всегда существенно затрудняют процесс бурения скважины. Твердые частицы в растворе приводят к повышению его вязкости, увеличению гидравлических сопротивлений, к усиленному износу деталей гидравлического оборудования, в первую очередь буровых насосов, элементов подземного оборудования, бурильных труб и циркуляционной системы, к возрастанию расхода топлива или электроэнергии.

Как показано на рис. 7.33, все это влечет за собой ухудшение показателей бурения. Так, при изменении содержания

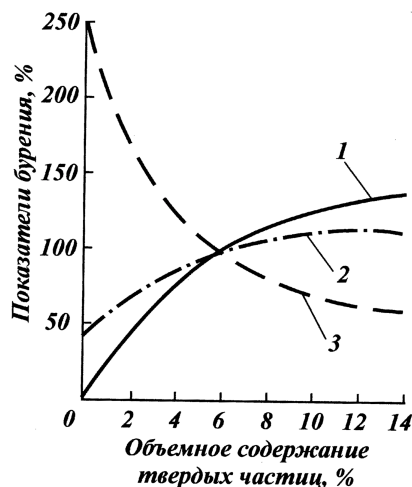


Рис. 7.33. Зависимость показателей бурения от содержания твердой фазы в буровом растворе:
1 — затраты энергии на работу долота; 2 — время бурения; 3 — суточная проходка

твердых частиц от 0 до 14 % время, затрачиваемое на бурение, возрастает в 3 раза.

В этом диапазоне концентраций твердой фазы каждый 1 % удаленных частиц в среднем эквивалентен увеличению механической скорости бурения на 5 %.

Более детальный анализ показывает, что разные материалы, представляющие твердую фазу буровых растворов, неодинаково влияют на снижение механической скорости бурения (%) при увеличении содержания твердой фазы в растворе на 1 %:

Барит	2,6
Буровой шлам	4,8
Глина	6,7

Примечание. Диапазон изменения объемной концентрации твердых частиц — 4–12 %.

Как видим, при эквивалентном объемном содержании частиц бурового шлама и барита снижение скорости бурения в первом случае в 2 раза больше, чем во втором. Барит повышает плотность бурового раствора в 2 раза эффективней, чем шлам; очевидно, что замена шлама баритом на 3/4 снижает возможность уменьшения механической скорости бурения. Таким образом, при необходимости увеличения плотности бурового раствора следует использовать материалы с большей плотностью (например, барит), стремясь всегда к минимизации объемного содержания твердой фазы в буровом растворе.

Когда в неутяжеленном растворе в результате его зашламления накапливается большое количество твердой фазы и удалить ее очистными устройствами трудно, буровой раствор просто заменяют свежеприготовленным. С экономических позиций часто более выгодно потерять некоторое количество реагентов, чем снизить скорость бурения.

Основная доля стоимости утяжеленных растворов приходится на барит, поэтому даже в тех случаях, когда содержание твердых частиц настолько велико, что раствор становится практически не прокачиваемым, его стараются не заменять, а отрегулировать в нем содержание и состав твердой фазы.

Если не противодействовать загрязнению бурового раствора твердыми частицами, то затраты на его обслуживание резко возрастут.

Независимо от основной функции бурового раствора количество, тип и состояние в нем твердой фазы должны регулироваться с целью поддержания основных технологических свойств.

Влияние частиц выбуренной породы на вязкость бурового раствора на водной основе определяют с помощью уравнения Муни:

$$\mu_p / \mu_o = \exp \left(\frac{\rho_t C}{1 - \frac{C}{K}} \right),$$

где μ_p , μ_o — эффективная вязкость соответственно раствора и основы раствора; ρ_t — плотность твердых частиц, г/см³; C — объемное содержание твердой фазы, доли единицы; K — коэффициент уплотнения частиц (для глинистого шлама $K = 0,65$, для барита $K = 0,74$).

По мере увеличения концентрации инертных частиц вязкость раствора постепенно возрастает, пока не достигает критической точки, после чего стремительно увеличивается (рис. 7.34). Для соленасыщенных растворов эта зависимость более существенна.

Активные глинистые частицы в буровом растворе набухают, диспергируются, присоединяют к себе большое количество



Рис. 7.34. Зависимость вязкости бурового раствора от содержания инертных частиц твердой фазы

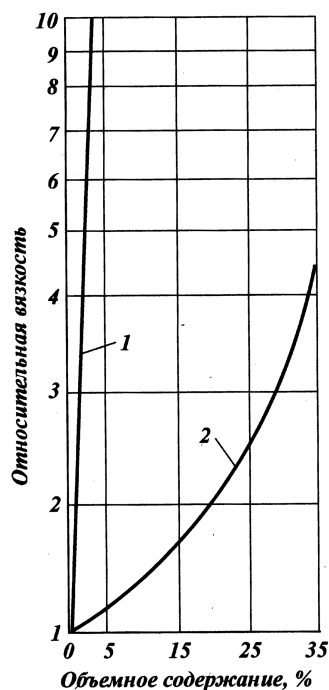


Рис. 7.35. Зависимость вязкости бурового раствора от содержания бентонита (1) и барита (2)

во воды, что влечет за собой значительное увеличение вязкости бурового раствора. Количество 1 % гидратированного в воде бентонитового глинопорошка так же влияет на вязкость бурового раствора, как 20 % барита (рис. 7.35).

Таким образом, не только количество, но и состав твердой фазы определяют столь важный технологический показатель, как вязкость бурового раствора.

Твердые частицы в буровом растворе влияют на величину фильтрации бурового раствора, которую можно оценить из следующей формулы:

$$V_{\phi} = A \sqrt{\frac{2k_{\text{пр}} \left(\frac{\ddot{e}_k}{C} - 1 \right) \Delta p t}{\mu}},$$

где V_{ϕ} — объем фильтрата бурового раствора; A — площадь фильтрации; $k_{\text{пр}}$ — проницаемость глинистой корки; C_k и C — объемные доли твердой фазы соответственно в корке и буровом растворе; Δp — перепад давления при фильтрации; t — время фильтрации; μ — вязкость фильтрата бурового раствора.

Из приведенной математической зависимости нетрудно установить, что по мере выравнивания концентраций твердой фазы в растворе и корке фильтрация прекращается. В противном случае толщина фильтрационной корки стремится к бесконечности.

Толстая глинистая корка на стенках скважины может привести к различным отложениям: прихвату колонны, сальникообразованию и гидроразрыву при спуске-подъеме колонны, разрыву бурильной колонны, затруднению каротажных работ, посадкам при спуске обсадных колонн, некачественному цементированию.

С ростом концентрации твердой фазы в буровом растворе толщина глинистой корки будет увеличиваться, часто даже в том случае, когда уменьшается водоотдача. Поэтому считают, что регулирование фильтрационных свойств бурового раствора только по результатам измерения его водоотдачи не дает желаемых результатов. Часто хорошие результаты получают путем регулирования отношения количества твердой фазы в глинистой корке к количеству твердой фазы в буровом растворе.

Таким образом, содержание и состав твердой фазы в буровом растворе являются определяющими факторами при регулировании технологических свойств бурового раствора и

оказывают первостепенное влияние на скорость бурения и экономические показатели проходки скважины. Поэтому в зарубежной практике регулированию твердой фазы в буровом растворе, особенно в последние годы, уделяют большое внимание. Для этой цели используют разнообразные приемы, методы, оборудование, даже дорогостоящее и требующее специального обслуживания.

В течение многих лет в нефтяной промышленности для регулирования содержания и состава твердой фазы применяли лишь следующие методы:

1) замену части объема глинистого раствора водой, баритом и химическими реагентами; это дорогой и малоэффективный метод, так как он позволяет нормализовать состав твердой фазы лишь на некоторое время;

2) использование различных ингибиторов, позволяющих уменьшить диспергируемость шлама (известь, кальциевые глины и полимеры); период времени между частичными заменами объемов бурового раствора за счет ингибирования удавалось несколько увеличить;

3) применение понизителей вязкости.

В качестве понизителей вязкости используются таниновые и лигнинные материалы и их модификации, а также неорганические диспергаторы. Это давало, скорее, кажущийся, чем действительный эффект. Указанные реагенты, как правило, способствуют диспергированию шлама и затрудняют очистку буровых растворов.

Наиболее заметный прогресс в регулировании содержания и состава твердой фазы в буровых растворах был достигнут, начиная с 50-х годов, в результате применения центрифуг-отстойников. Это оборудование, претерпев значительную модернизацию, используется до настоящего времени. Основным современным аппаратом для выполнения этой технологической операции является центробежный сепаратор, представляющий собой разновидность центрифуг.

Центробежный сепаратор для буровых растворов (рис. 7.36) представляет собой перфорированный ротор 2, вращающийся внутри корпуса 1. Буровой раствор, поступая в корпус 1, попадает в центробежное поле ротора. Поток раствора приобретает поступательно-вращательное движение, в результате чего происходит разделение твердой фазы по массе. Наиболее массивные частицы раствора (барит, крупный шлам) оттесняются к стенкам корпуса сепаратора и перемещаются периферийной частью потока к сливному отверстию 4 корпуса. Жидкая фаза бурового раствора с тонкодисперс-

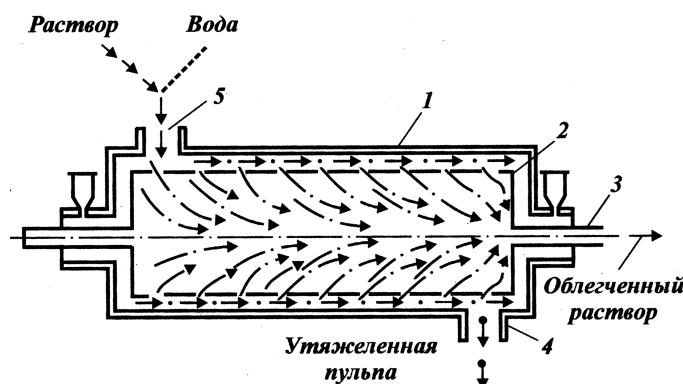


Рис. 7.36. Схема центробежного сепаратора буровых растворов

ными частицами движется внутри ротора и выходит из аппарата через полый вал 3 ротора.

Разделив буровой раствор на облепченный и утяжеленную пульпу, оператор получает возможность регулировать их возврат в циркуляционную систему и подачу в запасные емкости, таким образом осуществляя первичное регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе. Окончательное доведение раствора до кондиции производят путем добавления в него (при необходимости) свежих порций компонентов.

Поступающий через ввод 5 на обработку в центробежный сепаратор буровой раствор обычно разбавляют водой для того, чтобы уменьшить вязкость и таким образом улучшить условия разделения твердой фазы по массе.

Технологическую эффективность центробежного сепаратора можно определить из зависимости

$$\eta Q = Ad,$$

где η — эффективная вязкость бурового раствора, Па·с; Q — подача насосов сепаратора, л/мин; A — коэффициент, зависящий от перепада давления, длины и квадрата радиуса ротора, квадрата частоты вращения ротора; d — диаметр отделяемых от раствора твердых частиц, мкм.

Для выделения из раствора частиц барита размером от 5 до 45 мкм степень разбавления водой должна быть такой, чтобы произведение $\eta Q = 10+30$. При этих условиях из раствора с помощью центробежного сепаратора извлекается до 95 % барита, если он не слишком измельчен в результате длительной циркуляции.

Для нормальной эксплуатации таких центробежных сепараторов необходимо перед остановкой промыть их водой и поддерживать избыточное давление воды на сальниковых уплотнениях вала ротора, чтобы избежать быстрого износа опор вала. Обычно центробежный сепаратор — это передвижной агрегат с автономным дизельным или электрическим приводом, с центробежными насосами для подачи воды и бурового раствора. На рабочее место он доставляется прицепом, транспортируемым легким автомобилем. Подготовка агрегата к работе на буровой занимает не более 30 мин.

С помощью агрегата можно выполнять следующие функции:

1) тонкую очистку раствора от шлама — для этого сепаратор устанавливают в качестве четвертой ступени очистки после илоотделителя; часть бурового раствора, очищенного на блоке гидроциклонов илоотделителя, подают в сепаратор и таким образом удаляют из раствора частицы шлама размером более 4 мкм;

2) регенерацию утяжелителя — в процессе циркуляции или спускоподъемных операций сепаратор включают в работу и из избыточной части раствора извлекают пульпу утяжелителя; эту пульпу затем собирают в запасную емкость и при необходимости добавляют в рабочий объем бурового раствора;

3) регулирование содержания и состава твердой фазы — это основная технологическая задача, для решения которой строго контролируются подача раствора и режим работы агрегата; утяжеленная пульпа, твердая фаза которой состоит в основном из барита, возвращается частично или полностью в циркуляционную систему, а облегченная часть раствора в случае его обогащения тонкодисперсными частицами шлама сбрасывается в отстойный амбар; эта часть потока частично используется для разбавления рабочего объема бурового раствора;

4) сгущение пульпы из песков и илов. Иногда сепаратор используют для дополнительного сгущения пульпы из песков и илов, собираемых из нижних насадок гидроциклонных шламоотделителей; это позволяет сократить потери бурового раствора при использовании многоступенчатой гидроциклонной очистки; дополнительно извлеченный из песков и илов буровой раствор вместе с дорогостоящими реагентами возвращается в циркуляционную систему, а шлам сбрасывается в отвал.

Как правило, центробежный сепаратор используется периодически в качестве кондиционера бурового раствора. Ис-

пользовать его более 6 ч в сутки не рекомендуется, за исключением особых случаев, когда происходит интенсивная наработка бурового раствора за счет выбуренной породы.

Современная центрифуга при нормальном режиме работы способна обрабатывать до 1,5 л/с бурового раствора. На форсированном режиме допускается подача до 2 л/с; рабочий диапазон производительности 45–75 л/мин.

Центрифуга — высокоэффективный аппарат для разделения суспензий, но и она имеет недостатки: конструкция ее сложна и требуется высокая квалификация обслуживающего персонала. Поэтому наиболее целесообразно аппараты использовать кратковременно. Наличие многочисленных вращающихся деталей, абразивная рабочая среда, высокие частоты вращения (1800–2300 об/мин), сальниковые уплотнения, винтовые насосы — все это требует тщательного ухода и высокой культуры эксплуатации.

Центрифуга в 10–11 раз дороже песко- и илоотделителей.

При обработке утяжеленного бурового раствора перед подачей в центрифугу его необходимо разбавлять водой. В противном случае потери утяжелителя будут существенными. Современные условия эксплуатации центрифуг таковы, что каждые один-два объема бурового раствора надо разбавлять одним объемом воды. Поэтому, во-первых, облегченную часть раствора вместе с реагентами приходится выбрасывать, а во-вторых, возникает необходимость в специальной системе оборотного водоснабжения и захоронении (или нейтрализации) сбрасываемого осветленного продукта. Все это свидетельствует о необходимости строгого анализа границ применимости центрифуги в определенных геолого-технических условиях бурения скважин.

Зарубежный опыт показывает, что при правильной организации работы центробежных сепараторов они дают большую экономическую выгоду.

В определенных условиях количество барита, необходимого для бурения глубокой скважины с использованием утяжеленного бурового раствора на водной основе, без применения центрифуги в среднем в 4 раза больше по сравнению с расчетной нормой. Применение центрифуги позволяет существенно приблизиться к идеальной норме расхода барита.

Наиболее широкое распространение при бурении скважин в США и Канаде получили центрифуги фирм "Свако", "Пайониер", "Милкем" и др. Принципиально центробежные

сепараторы мало отличаются друг от друга, поэтому опишем более подробно только центробежный сепаратор фирмы "Милкем".

Роторный сепаратор (центрифуга) фирмы "Милкем" предназначен для кондиционирования бурового раствора по твердой фазе. Максимальная производительность его до 1,75 л/с, максимальная скорость регенерации барита из обрабатываемого раствора до 4 т/ч. Фирма выпускает полустационарные установки с дизельным и электрическим приводами, а также передвижные установки с дизельным приводом. Суммарная мощность привода 30—40 кВт, масса установки до 2 т.

Работа роторного сепаратора фирмы "Милкем" не зависит от плотности твердой фазы нижнего потока (пульпы). Благодаря хорошим насосам аппарат способен поднимать раствор, предназначенный для обработки, в резервуар на высоту до 8 м. Как осветленные, так и сгущенные продукты могут быть поданы под давлением на расстояние до 15 м от агрегата.

Основной узел роторного сепаратора — центрифуга. Ее разделительная камера состоит из стационарного кожуха и перфорированного цилиндра, который концентрически вращается внутри кожуха. Два насоса с комбинированным выкидом дозированно подают раствор и воду в кольцевой зазор между стационарным кожухом и вращающимся перфорированным цилиндром. В инерционном поле из раствора выделяется барит и сгущается у стенок кожуха.

Степень разбавления раствора водой составляет 0,7 (на 1 часть раствора 0,7 частей воды). Водяной и растворный насосы соединены и приводятся в действие одним гидравлическим двигателем, что облегчает дозирование жидкостей. Скорость гидравлического двигателя регулируется гидравлическим дроссельным регулятором, установленным на панели контроля и управления.

Необходимые рабочие характеристики агрегата определяют путем регулирования скорости истечения нижнего сгущенного продукта (пульпы). С этой целью работу насоса на нижнем стоке контролируют вторым гидравлическим регулятором, установленным также на панели контроля и управления.

Дизельный или электрический двигатель приводит во вращение разделительную камеру, перфорированный цилиндр и гидравлический насос. Масло (нефть) под давлением подается через регулирующие клапаны, расположенные на панели для гидравлических двигателей, приводящих в движение раствор-



Рис. 7.37. Зависимость потерь барита от глубины разделения твердой фазы раствора

ный и водяной насосы, а также насос нижнего слива сгущенного продукта.

На рис. 7.37 показано типичное соотношение между размером выделяемых из раствора частиц барита и количеством барита, уносимого с осветленным продуктом. Так, если в нижний слив поступает 100 % частиц барита размером 5 мкм, то эффективность регенерации утяжелителя составляет 82 %. Если центрифуга полностью отсекает частицы барита размером 2 мкм, то эффективность регенерации составляет 96 %.

Степень регенерации изменяется при изменении частоты вращения ротора, степени разбавления раствора водой, длительности обработки раствора.

Продолжительные испытания показали, что можно обеспечить степень регенерации барита до 82–96 % в диапазоне плотностей раствора от 1,4 до 2,15 г/см³ при постоянной частоте вращения ротора и постоянном коэффициенте разбавления раствора и таким образом регулировать режим работы аппарата, изменяя скорости подачи раствора и слива сгущенного продукта. Чаще всего применяют регулирование скорости нижнего слива.

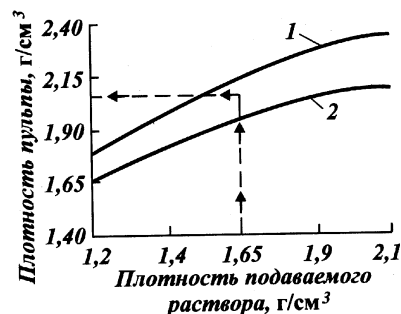
Чтобы использовать центрифуги с максимальной эффективностью, рекомендуется следующая скорость подачи раствора на обработку.

Подача раствора, л/мин.....	100	90	80	68
Плотность раствора, г/см ³	1,40	1,65	1,85	2,15

Нижний слив надо регулировать таким образом, чтобы плотность сгущенного продукта была в 1,1–1,4 раза выше плотности подаваемого в центрифугу бурового раствора, но значение плотности пульпы не должно превышать 2,5 г/см³.

Практически работу роторного сепаратора контролируют следующим образом. Подачу насосов, подающих раствор и воду, устанавливают равной 3/4 от рекомендуемой. Дроссель насоса нижнего потока монтируют таким образом, чтобы

Рис. 7.38. Рабочая полоса роторного сепаратора:
1 — ограничение сверху; 2 — ограничение снизу



плотность сгущенного продукта была в 1,1–1,4 раза выше плотности подаваемого раствора. После этого доводят подачу раствора до рекомендуемой величины и окончательно регулируют плотность сгущенного продукта, выходящего через нижний слив.

На рис. 7.38 приведена рабочая полоса для роторного сепаратора. Нетрудно заметить, что соотношение между плотностями сгущенного и осветленного продуктов уменьшается по мере увеличения плотности обрабатываемого раствора от 1,4–1,5 до 2,1 г/см^3 .

Центробежные сепараторы наиболее эффективны при обработке высокоутяжеленного бурового раствора, когда в процессе бурения наблюдается интенсивное обогащение его тонкодисперсными глинами. В таких случаях экономическая целесообразность применения центрифуги очевидна, поскольку затраты на ее эксплуатацию окупаются экономией барита.

В зарубежной практике бурения скважин для регулирования содержания и состава твердой фазы широко используются шнековые центрифуги (рис. 7.39). Шнек вращается с определенной скоростью и транспортирует скапливающуюся у стенок корпуса сгущенную пульпу к разгрузочному устройству. Такой тип центрифуги позволяет почти полностью отделять от барита жидкую фазу и поэтому чаще всего используется для регенерации утяжелителя из бурового раствора. Режим работы этих центрифуг регулируют подачей раствора на обработку, степенью его разбавления водой, частотой вращения ротора.

Однако в связи с высокой стоимостью и сложностью технического обслуживания центрифугу не всегда целесообразно применять. Выгодней и проще использовать гидроциклонные аппараты. Сущность работы такого аппарата в режиме реге-

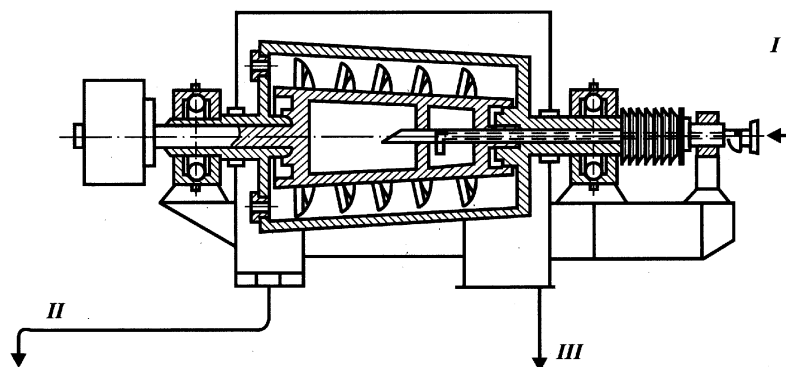


Рис. 7.39. Схема шнековой центрифуги для регенерации утяжелителя:

I — подача раствора; *II* — выход утяжеленной пульпы; *III* — слив раствора

нерации утяжелителя состоит в том, что разбавленный водой буровой раствор поступает по тангенциальному вводу в гидроциклон, в центробежном поле которого происходит отделение барита от раствора. Баритовая пульпа возвращается в буровой раствор или сливается в специальную емкость, а облегченная водоглинистая смесь через верхний слив гидроциклона сбрасывается в отстойник. Вода в отстойнике отделяется от глинистых частиц и может повторно использоваться для разбавления новых порций подаваемого на обработку бурового раствора.

Такие аппараты, обычно называемые гидроциклонными глиноотделителями, достаточно эффективны. Они способны регенерировать до 80–90 % барита при степени разбавления бурового раствора, равной четырем. Значительное разбавление раствора водой (соотношение вода : раствор составляет 4 : 1) является главным недостатком гидроциклонных глиноотделителей. Однако они могут использоваться с хорошей экономической эффективностью.

В последние годы замечается тенденция к использованию для регулирования содержания и состава твердой фазы буровых растворов специальных реагентов — флокулянтов — в сочетании с известными и широко применяемыми средствами очистки: отстойниками, виброситами и гидроциклонными шламоотделителями. Принцип действия флокулянтов основан на том, что частицы твердой фазы под действием этого реагента агрегируются в так называемые флокулы и превращаются в сравнительно большие по размеру хлопья, которые

можно удалить с помощью обычных средств очистки раствора от шлама.

Флокулянты бывают общего и селективного действия. Первые флокулируют твердую фазу растворов независимо от ее природы и дисперсного состава, вторые агрегируют лишь частицы определенного материала и дисперсного состава.

Если в качестве промывочной жидкости используют техническую воду, то обычно применяют флокулянты общего действия и с помощью отстойников осаждают всю твердую фазу и таким образом осветляют и кондиционируют техническую воду. При использовании многокомпонентных буровых растворов (особенно утяжеленных) приемлема лишь селективная флокуляция твердых частиц. Следует флокулировать и удалять из бурового раствора только избыток твердой фазы, в основном шлам, а необходимые компоненты — коллоидные материалы и утяжелитель — сохранять в растворе в обычном состоянии. Этой наиболее трудной задачей в настоящее время интенсивно занимается ряд зарубежных фирм.

Большой проблемой при использовании флокулянтов является получение прочной флокулы, способной противостоять разрушающим нагрузкам, воздействующим на нее со стороны вибросит, гидроциклонов, насосов. Вероятно, эта проблема еще не решена полностью применительно к буровому раствору, поэтому широкого распространения в практике бурения скважин за рубежом флокулянты пока не получили. Известно, однако, что наибольшая прочность флокул достигается в тех случаях, когда концентрация реагента оптимальна, раствор в период флокуляции перемешивается, а флокулянт добавляется в несколько приемов.

В качестве флокулянтов чаще всего используют полиакриламиды. Фирма "Магкобар" выпускает три вида химических реагентов-флокулянтов:

1) бенекс — сополимер малеинового ангидрида поливинилацетата; это флокулянт избирательного действия, который не влияет на активность и дисперсный состав бентонитового глинопорошка, но флокулирует частицы выбуренной породы; его можно применять в воде, содержащей соли NaCl;

2) рапидрил — полимер, применяемый для буровых растворов с низким содержанием твердой фазы; он оказывает избирательное флокулирующее действие на твердую фазу бурового раствора;

3) флоксит — сильнодействующий органический флокулянт, используемый для общей флокуляции твердой фазы

бурового раствора; реагент представляет собой растворимый в воде полиэлектролит, является флокулянтom общего действия и чаще всего используется для обработки технической воды, применяемой в качестве промывочной жидкости при бурении скважин.

Если флокулянты способствуют агрегированию частиц твердой фазы, то реагенты-разжижители — ее диспергированию. Реагенты-разжижители изменяют дисперсный состав глинистых частиц бурового раствора и таким образом регулируют его вязкостные и фильтрационные показатели. Поэтому разжижители необходимо рассматривать в первую очередь как регуляторы дисперсного состава твердой фазы буровых растворов.

Выпускаемые фирмой "Магкобар" квебрахо, сперсин и ХР-20 обладают хорошей способностью улучшать фильтрационные показатели и так называемую глиноемкость раствора. Это достигается за счет адсорбции реагентов на поверхности частиц и дополнительного образования частиц глины размером менее 1—2 мкм.

Таким образом, для достижения высоких технико-экономических показателей бурения и оптимальных показателей технологических свойств бурового раствора первостепенное внимание необходимо уделять чистоте раствора, содержанию и составу его твердой фазы. Только при такой постановке работы можно получить максимальную эффективность от используемого оборудования, бурильного инструмента и долот.

§ 7. ТЕХНОЛОГИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

По мере углубления ствола скважины изменяются геологические условия разреза. Это часто приводит к необходимости изменения некоторых параметров бурового раствора. Если надо изменить реологические или фильтрационные характеристики бурового раствора, то его обрабатывают различными химическими реагентами.

Химическую обработку бурового раствора производят в процессе промывки скважины либо в перерывах между долблениями. В первом случае химические реагенты вводят в начале циркуляционной системы. Во втором случае химические реагенты подают в емкость циркуляционной системы.

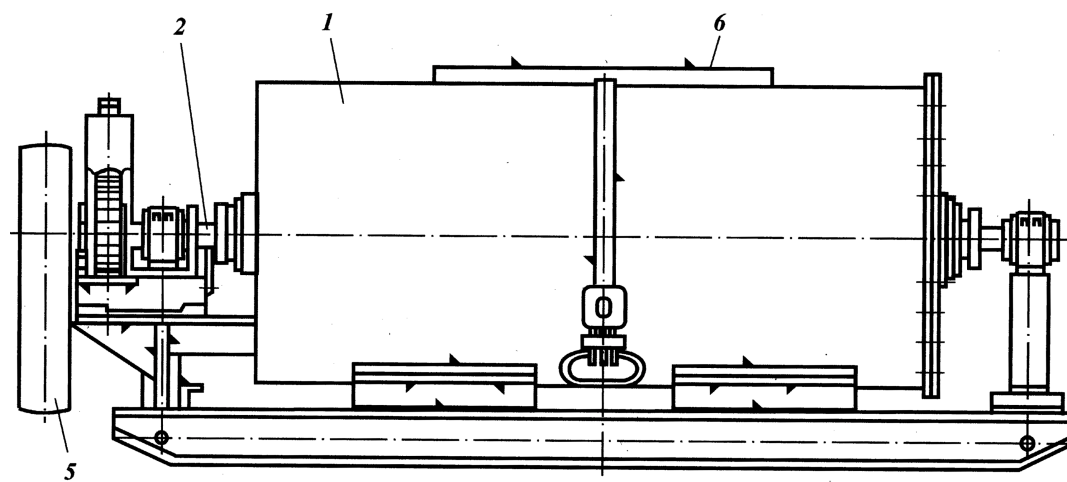
Предварительно химические реагенты или их смесь готовят в специальных устройствах: глино- и гидромешалках, блоках химической обработки, гидросмесителях и др.

Технология процесса химической обработки включает, как правило, гидравлические и механические перемешиватели, подпорные и шламовые насосы, а иногда — даже буровые насосы. При обработке во время циркуляции химические реагенты вводят равномерно в течение одного или двух циклов циркуляции. При отсутствии циркуляции буровой раствор обрабатывают поочередно в каждой емкости циркуляционной системы.

Наиболее широко распространено использование химических реагентов в виде водных растворов. Их можно приготовить в двухвальной глиномешалке (рис. 7.40). В соответствии с требуемой концентрацией в глиномешалку наливают необходимое количество воды, пускают ее в ход и добавляют через люк расчетное количество химического вещества. После полного растворения химических реагентов, не прекращая перемешивания, реагенты сливают дозированно в интенсивно перемешиваемый буровой раствор. В случае использования гидромешалки (рис. 7.41), в комплект которой входят воронка 1, камера смешения 4 с насадкой 5 и смесительная емкость 2, установленные на основании 3, через насадку в камеру смешения подают воду, которая при большой скорости истечения создает в камере вакуум, под действием которого засасывается подаваемый в воронку химический реагент. В смесительной камере он не только смешивается с водой, но и интенсивно перемешивается. Готовый химический реагент равномерно добавляют в перемешиваемый или циркулирующий буровой раствор.

С целью дальнейшей механизации химической обработки бурового раствора был создан специальный блок химической обработки бурового раствора (рис. 7.42). Он состоит из бака 1, химического насоса 2, гидросмесителя 6, устройства для разрыва мешков 4 и 9, манифольдов. На основании 5 размещен резервуар 3 для жидких химических реагентов. На втором ярусе расположена площадка для хранения затаренного в мешки порошкообразного реагента.

В нижней части основания установлен химический насос 2, который обвязан с баком 1 и с резервуаром для химических реагентов 3. На верхней площадке размещают эжекторный гидросмеситель 6, около которого расположен стол с ножом для разрезания мешков. Такой же стол смонтирован у химического насоса. Гидросмеситель соединен трубопроводом 10 с



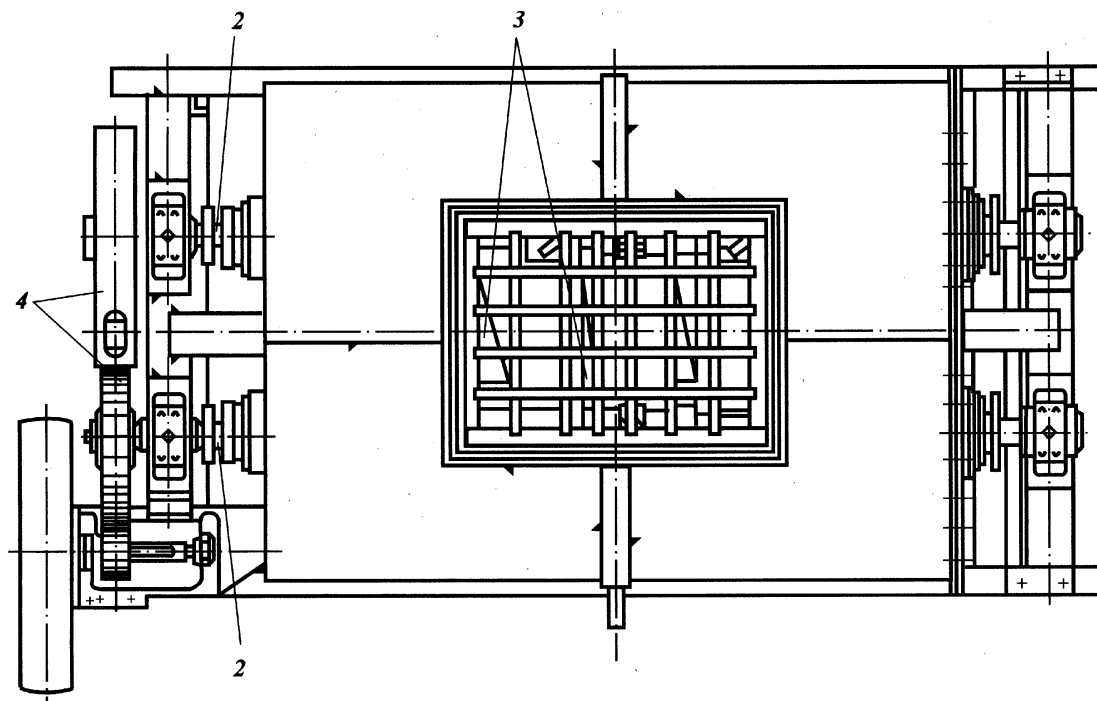


Рис. 7.40. Двухвальная лопастная глиномешалка:

1 — емкость; 2 — валы; 3 — лопасти; 4 — шестерни; 5 — шкив; 6 — люк

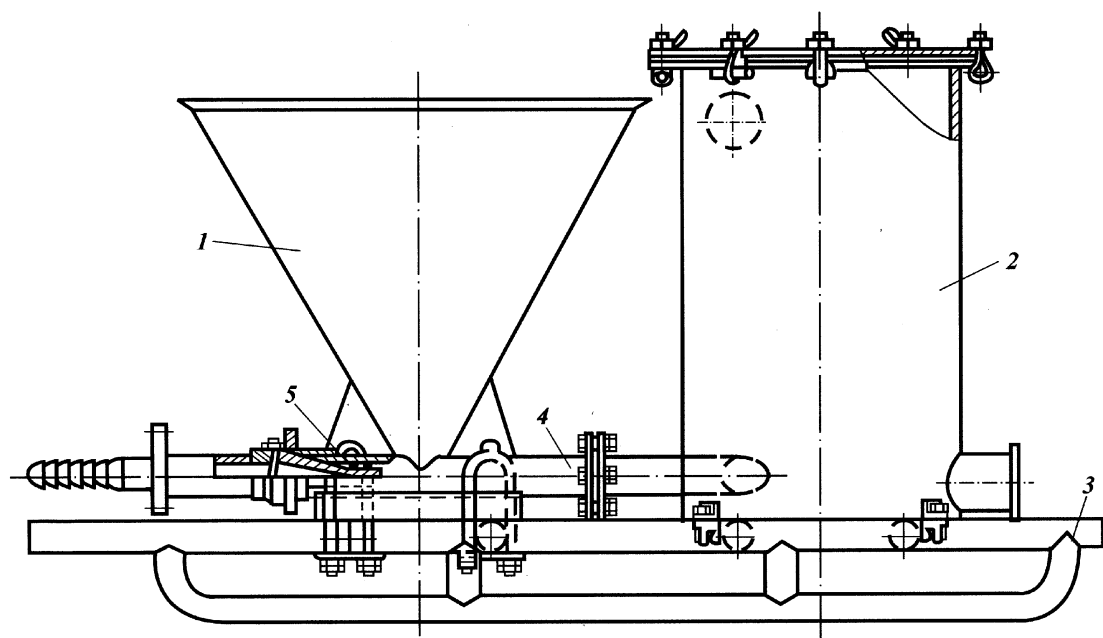


Рис. 7.41. Гидромешалка

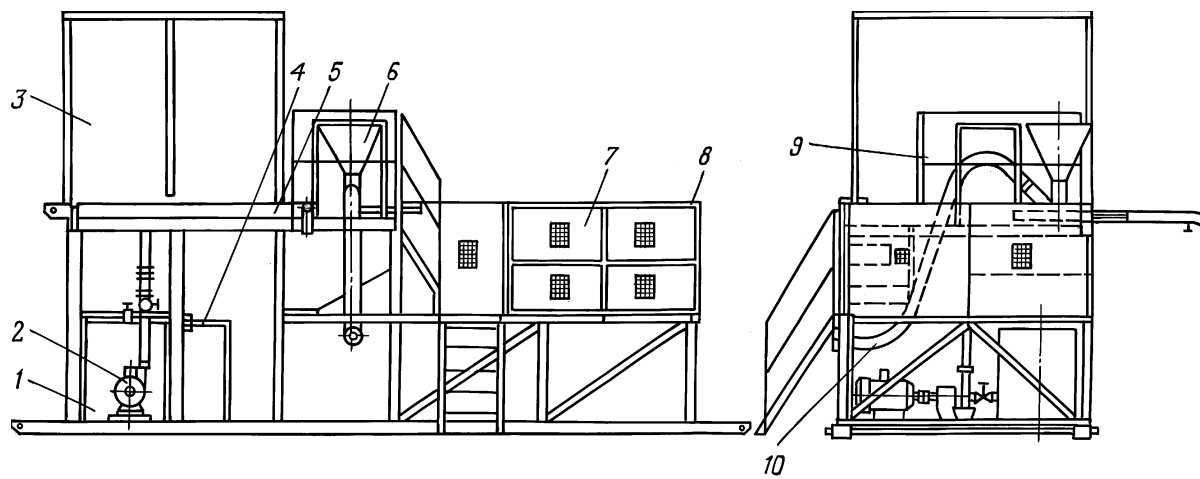


Рис. 7.42. Блок химической обработки буровых растворов

блоком приготовления бурового раствора (БПР). Основание 8 имеет откидной борт 7.

Блок предназначен для приготовления жидких химических реагентов, перекачки их из автоцистерн в резервуар, складирования мешков с порошкообразными материалами, подачи жидких реагентов в буровой раствор. Жидкие химические реагенты готовят в баке 1, в который подается вода по трубопроводам. Мешки с порошком разрезают на столе 4 и содержимое высыпают в бак. В этом случае для перемешивания используют комплект химического насоса 2. Жидкости перемешивают не менее 30 мин. Приготовленный химический реагент этим же насосом перекачивают в резервуар.

Обработанный буровой раствор из одной емкости в другую перекачивают шламовым насосом 12 (рис. 7.43), а перемешивание его до полной гомогенизации осуществляют перемешивателями. Для перекачивания бурового раствора из одного резервуара в другой надо открыть клапан коллектора того резервуара, из которого перекачивают раствор, а также шиберы 19 и 14, задвижку 22. Буровой раствор забирается из

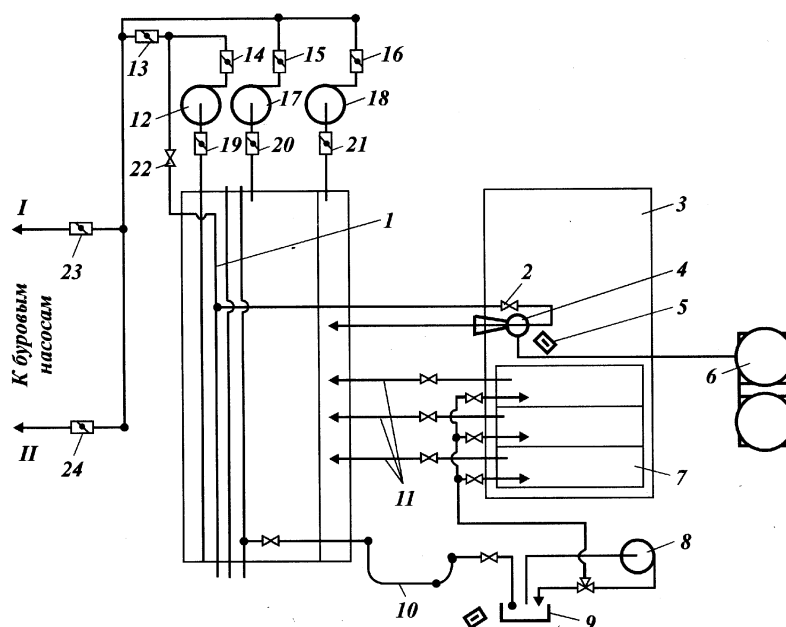


Рис. 7.43. Технологическая схема химической обработки буровых растворов

коллектора шламовым насосом 12, подается во вспомогательный напорный трубопровод 1 и через насадки гидравлического перемешивателя сливается в резервуар блока (при этом открыта задвижка гидравлического перемешивателя того блока, в который перекачивается раствор).

Если для перемешивания бурового раствора гидравлическими перемешивателями используется буровой насос, то раствор для подпора этого насоса подается шламовым насосом 12, при этом задвижка 22 должна быть обязательно закрыта, открыты шиберы 13, 14, 19 и шиберы 23, 24 буровых насосов I и II, а также приемный клапан коллектора того блока, в котором работают гидравлические перемешиватели. Если для перемешивания бурового раствора гидравлическими перемешивателями используется шламовый насос 12, то необходимо открыть шиберы 14, 19, задвижку 22 и задвижку того перемешивателя, который будет работать. При этом открыт приемный клапан коллектора в том резервуаре, в котором работает гидравлический перемешиватель и из которого забирается буровой раствор.

Для приготовления раствора можно использовать любой из буровых насосов: буровой раствор забирается из резервуара блока гидроциклонов или блока вибросит шламовым насосом 12 и подается на подпор бурового насоса I или II. При этом открыты шиберы 13, 14, 19 и 23 (или 24) и клапан коллектора в блоке вибросит или блоке гидроциклонов. Для промывки коллектора раствор забирается из приемного блока шламовыми насосами 17, 18 (или одним из них), подается во вспомогательный напорный трубопровод, а затем в коллектор. При этом открыты шиберы 13, 15, 16 и задвижка 22. Все остальные задвижки закрыты. Обработанный буровой раствор выбрасывается в резервуар блока вибросит, где открыт клапан коллектора, далее в желоб блока и по желобу — в приемный блок.

Если включен диспергатор 9, то работает любой из буровых насосов в линию 10. При этом открыта задвижка диспергатора. Для подачи жидких химических реагентов из резервуара 3 в циркуляционную систему необходимо открыть кран на сливном патрубке 11 отсека резервуара нужного реагента 7 и слить его в желоб приемного блока. При использовании БПР 6 и гидросмесителя 4 буровой раствор подают через задвижку 2. Для разрезания мешков служит стол 5, а для перемешивания химических реагентов — насос 8.

Глава 8

íŒĩ ç é ã éÉà ü íÄâ è é çÄŬ ç ð ĩ êÄÁ é í

§ 1. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Все способы цементирования имеют одну цель — вытеснить буровой раствор тампонажным из заколонного пространства скважины и поднять его на заданную высоту¹. В результате этого должна быть исключена возможность движения любой жидкости или газа из одного пласта в другой через заколонное пространство, обеспечена длительная изоляция продуктивных объектов от водоносных, укреплены неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям породы, предохранена от коррозии пластовыми водами обсадная колонна и повышена ее несущая способность.

Существует несколько способов цементирования обсадных колонн. Все они могут быть разделены на две большие группы — первичные и вторичные способы цементирования нефтяных и газовых скважин. Первичные цементирования проводят после бурения. Вторичные (ремонтные) — после первичных, обычно после некоторого периода работ в скважинах и нарушения герметичности заколонного пространства или колонны, появления посторонних вод, прохождения газа по зацементированному заколонному пространству.

Под технологией (от греческого "мастерство" и "наука") цементирования нефтяных и газовых скважин следует понимать осуществление выработанных норм и правил работ с целью наиболее полного замещения бурового раствора тампонажным при обеспечении контактирования его с обсадной колонной и стенкой скважины.

Эти работы связаны с приготовлением и движением буровых (главным образом, глинистых) и тампонажных растворов в обсадной колонне и заколонном пространстве. Для правильного ведения указанных работ следует знать свойства растворов.

¹Исключение могут составить ремонтные работы.

СПЛОШНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ С ДВУМЯ ПРОБКАМИ

После спуска в скважину колонны обсадных труб с установленными элементами технологической оснастки и стоп-кольцом на верхней трубе монтируют цементировочную головку. В цементировочной головке закрепляется верхняя цементировочная (разделительная) пробка. В некоторых конструкциях нижняя цементировочная пробка также монтируется в корпусе головки.

Цементировочная головка соединяется с цементировочными насосами или насосами буровой. После промывки скважины в колонну продавливают нижнюю цементировочную пробку (рис. 8.1, $\#$). Одновременно в работу включают насосы цементировочных агрегатов и цементно-смесительные машины, приготавливающие цементный (тампонажный) раствор.

После закачки в скважину необходимого количества цементного раствора сбрасывают верхнюю цементировочную пробку (рис. 8.1, $\bullet$). Цементный раствор движется между двумя пробками, которые отделяют его от бурового раствора, предохраняя от загрязнения в обсадной колонне (рис. 8.1, $\circ$).

Вслед за верхней цементировочной пробкой закачивают продавочную жидкость (чаще всего буровой раствор), которой продавливают цементный раствор в заколонное пространство. Продавливание начинается с момента посадки нижней пробки (если она используется) на стоп-кольцо и порыва

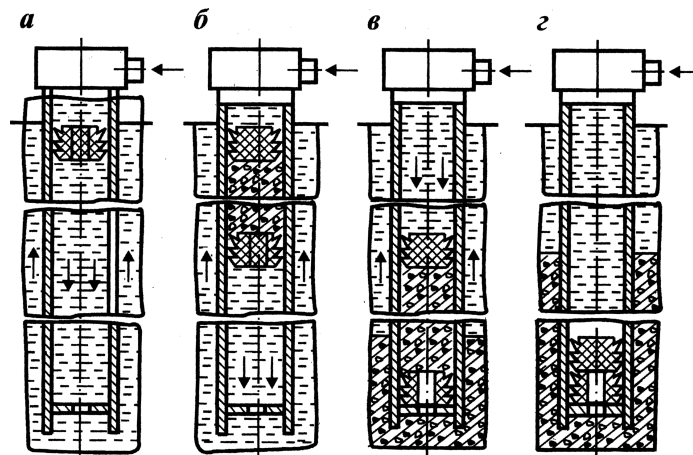


Рис. 8.1. Схема сплошного цементирования с двумя пробками

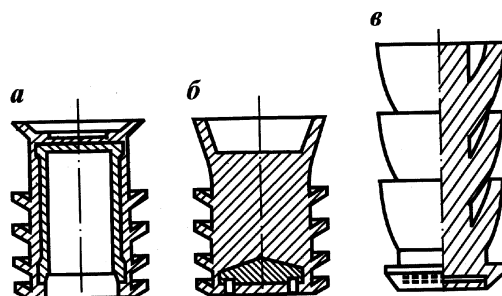


Рис. 8.2. Конструкция различных цементиловочных пробок

диафрагмы в пробке (рис. 8.1, „), что достигается повышением давления в колонне.

Подсчитывают количество продавочной жидкости, закачиваемой в скважину. Когда остается 1–2 м³ продавочной жидкости, интенсивность ее закачки снижают. Процесс ведут до схождения пробок, посадки верхней пробки на нижнюю. Этот момент называется моментом “стоп” и характеризуется повышением давления.

В случае применения буферной жидкости последняя транспортируется перед тампонажным раствором и вслед за ним. Она предназначена для предупреждения смешивания бурового и тампонажного растворов, для очистки ствола и стенки скважины.

На рис. 8.2 представлены конструкции различных цементиловочных пробок, предназначенных для разделения цементного и бурового растворов и фиксации окончания цементирования скважин.

СПЛОШНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ С ОДНОЙ (ВЕРХНЕЙ) ПРОБКЕЙ

При цементировании нефтяных и газовых скважин чисто используют одну (верхнюю) цементиловочную пробку. Операция осуществляется по схеме, описанной для сплошного цементирования с двумя пробками, с той лишь разницей, что нижняя цементиловочная пробка отсутствует, верхняя пробка садится на стоп-кольцо, что сопровождается ростом давления. Процесс цементирования считается окончанным. Предпочтение следует отдавать процессу с двумя цементиловочными пробками.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ХВОСТОВИКА И НИЖНИХ СЕКЦИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Хвостовики (лайнеры, потайные колонны) и нижние секции обсадных колонн при их секционном спуске цементируют в большинстве случаев одинаково. Иногда хвостовики цементируют без разделительных цементируемых пробок, в этом случае процесс цементирования заключается в следующем.

После подготовки ствола скважины на бурильной колонне спускают хвостовик до заданной глубины. Обсадная колонна (хвостовик) соединяется с бурильными трубами с помощью переводника с левой резьбой. При спуске хвостовик и бурильные трубы заполняют буровым раствором. Затем в трубы закачивают необходимое количество цементного раствора, продавливаемого продавочной жидкостью (буровым раствором). Количество продавочной жидкости принимают равным внутреннему объему бурильных труб и хвостовика, исключая объем цементного раствора, который остается в нижней части обсадных труб (цементный стакан). После продавки цементного раствора вращением вправо отвинчивают бурильные трубы от хвостовика и приподнимают их на несколько метров. Через бурильные трубы прокачивают буровой раствор, чтобы удалить из них и скважины излишки цементного раствора, поднявшегося выше верхней муфты хвостовика. Скважину промывают, пока не будет прокачан буровой раствор в количестве, равном полуторному или двойному объему скважины (выше хвостовика). В случае применения буферной жидкости последнюю закачивают перед тампонажным раствором, а иногда и после него.

В большинстве случаев при цементировании хвостовиков применяют цементирующую пробку. Пробка состоит из двух частей: нижняя часть подвешивается на специальном патрубке в хвостовике с помощью штифтов, верхняя часть пробки освобождается и движется по колонне бурильных труб. Когда верхняя часть пробки садится в отверстие нижней и перекрывает его, создается избыточное давление, и штифты срезаются. Обе части пробки движутся вместе, отделяя буровой раствор от цементного и давая возможность фиксировать давление "стоп". Для спуска хвостовиков и секций обсадных колонн (кроме верхней) и удержания их в подвешенном положении существуют специальные устройства — подвески, конструкции которых различны.

МАНЖЕТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Манжетное цементирование применяют на месторождениях с низким пластовым давлением или сильно дренированных, подверженных гидроразрыву пластами. На обсадной колонне в нижней части устанавливают манжету (корзину), в интервале крепления которой обсадную колонну перфорируют. Стоп-кольцо устанавливают выше отверстий перфорации. Цементирование проводят обычным технологическим приемом, однако цементный раствор выходит не из-под башмака колонны, а из отверстий в интервале установки корзины. Наличие манжеты не позволяет цементному раствору опускаться ниже места ее установки. Давление на пласт в нижней части скважины остается прежним. Зацементированным остается участок скважины выше манжеты.

ДВУХСТУПЕНЧАТОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ КОЛОНН

Двухступенчатое¹ цементирование применяют, когда по геолого-техническим причинам цементный раствор не может быть поднят на требуемую высоту в одну ступень. Такой способ цементирования целесообразно использовать: 1) при наличии зон поглощения в нижележащих пластах; 2) при наличии резко различающихся температур в зоне подъема цементного раствора, вызывающих быстрое его схватывание в нижней части; 3) в случае невозможности одновременного вызова на буровую большого числа цементируемых агрегатов. Применение двухступенчатого цементирования может способствовать экономии цемента.

При двухступенчатом цементировании колонну цементируют в две стадии: вначале цементируют ее нижнюю часть, затем — верхнюю.

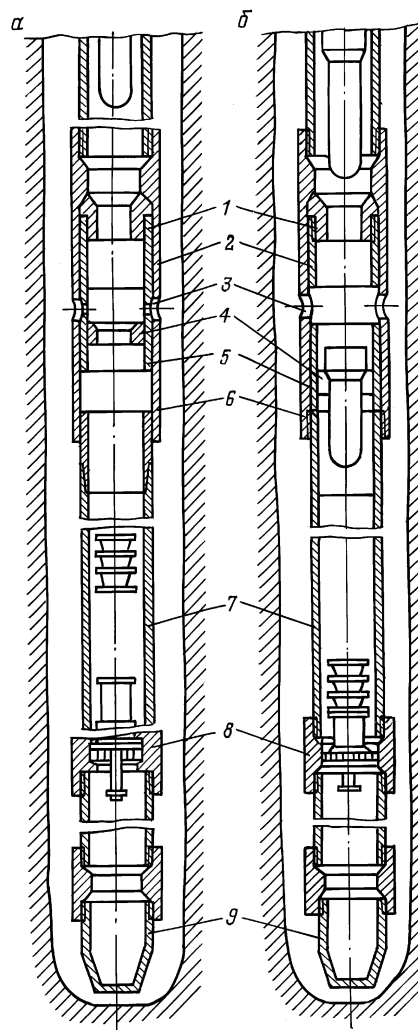
Рассмотрим более подробно способ двухступенчатого цементирования (рис. 8.3).

На выбранной глубине на обсадную колонну при ее спуске устанавливают специальную муфту, имеющую отверстия. При цементировании нижней части обсадной колонны они закрыты. После промывки скважины в колонну помещают нижнюю цементирующую (разделительную) пробку; при цементировании с одной пробкой нижнюю цементирующую пробку не применяют. Затем закачивают цементный раствор,

¹Известны случаи применения метода трехступенчатого цементирования.

Рис. 8.3. Схема двухступенчатого цементирования:

#, • — цементирование нижней и верхней секции колонны соответственно;
1 — муфта двухступенчатого цементирования; 2 — корпус муфты; 3 — циркуляционные отверстия; 4 — калиброванное седло для цементировочных пробок; 5 — подвижная втулка муфты; 6 — ограничитель хода втулки; 7 — обсадная труба; 8 — обратный клапан; 9 — направляющий башмак



после которого сбрасывают вторую цементировочную (разделительную) пробку. Продавочной жидкостью, взятой в количестве, равном объему нижней части обсадной колонны, продавливают цементный раствор. Затем в колонну помещают третью цементировочную (разделительную) пробку, диаметр которой больше диаметров первых.

Когда верхняя цементировочная (разделительная) пробка

садится на первую, третья пробка подходит к цементирующей муфте и сдвигает ниппель, открывая отверстия. Третья пробка остается на муфте, а продавочная жидкость выходит через отверстия специальной муфты. После промывки поднявшегося выше отверстий специальной муфты цементного раствора в течение некоторого времени (с учетом затвердения цементного раствора за нижней секцией колонны) закачивают новую порцию цементного раствора, которая выходит из отверстий и поднимается выше муфты в заколонном пространстве. За цементным раствором сбрасывают четвертую пробку, которая является одновременно запорной и разделительной. После выдавливания всего цементного раствора через отверстия четвертая пробка подходит к муфте и сдвигает ниппель, закрывая отверстия. Процесс цементирования считается законченным.

Описанный двухступенчатый способ цементирования часто применяют с некоторыми изменениями — используют первые две пробки или одну из них, буферную жидкость, увеличивают время между закачками раствора первой и второй ступеней и т.д.

Успех проведения процесса при двухступенчатом способе цементирования определяется в основном высоким качеством и надежностью муфты в работе.

МЕТОД ОБРАТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КОЛОНН (ЧЕРЕЗ ЗАКОЛОННОЕ ПРОСТРАНСТВО)

Под обратным цементованием понимают процесс, при котором тампонажный раствор заливается (закачивается) в заколонное (межколонное) пространство сверху и перемещается на любую глубину под действием своего собственного веса или насосами.

Этот метод в настоящее время находит широкое распространение при цементировании обсадных колонн, перекрывающих пласты большой мощности, которые подвержены гидроразрыву при небольших перепадах давления, а также при комбинированном методе, когда нижняя часть ствола цементируется по технологии прямой циркуляции, а верхняя — по технологии обратной циркуляции.

На рис. 8.4 показаны этапы цементирования по технологии, обеспечивающей контроль за поступлением цементного раствора в башмак обсадной колонны и вымывание смеси бурового и цементного растворов. Данная технология предусматривает спуск дополнительной (промывочной) колонны.

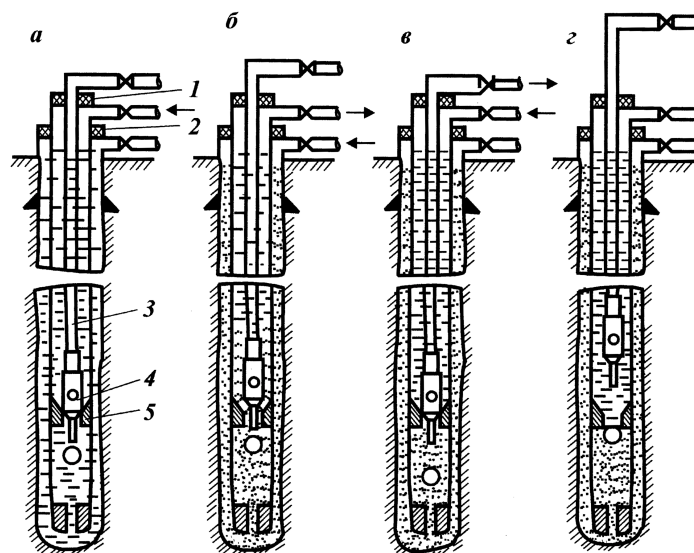


Рис. 8.4. Схема метода обратного цементирования обсадных колонн: а — опрессовка обсадной колонны; б — закачка цементного раствора в скважину; в — вымывание излишка цементного раствора из полости обсадной колонны; г — герметизация полости обсадной колонны обратным клапаном; 1 — головка с лубрикатором для промывочной колонны; 2 — превентор; 3 — промывочная колонна; 4 — промывочный узел; 5 — обратный клапан

Заколонное пространство при необходимости герметизируется превентором; при безнапорной закачке цементного раствора закрывать превентор не обязательно. Основные этапы технологии сводятся к следующему.

1. Промывочный узел 4 разгружают на седло обратного клапана 5 на 10–15 кН и обсадную колонну опрессовывают через межколонное пространство (рис. 8.4, а). Таким образом можно опрессовать обсадную колонну до цементирования, предварительно переведя трубное пространство на воду.

2. Промывочную колонну 3 приподнимают так, чтобы между промывочным узлом и седлом клапана образовался зазор, а шар был отжат толкателем ниже диафрагмы клапана (рис. 8.4, б). Начнется переток жидкости из заколонного пространства в трубное, и в это время следует приступить к закачке цементного раствора, которая может осуществляться без напора и, если есть необходимость, то и с некоторым опорожнением заколонного пространства.

Закачка цементного раствора продолжается до тех пор,

пока смесь цементного и бурового растворов полностью не войдет в обсадную колонну.

Контроль за входом цементного раствора в колонну следует осуществлять по объему закачиваемой и выходящей жидкости, а также по давлению.

В последние годы предложены и разработаны методы и устройства, позволяющие вымывать из обсадной колонны смесь цементного и бурового растворов и определять конец операции.

3. По окончании закачки цементного раствора промывочный узел разгружают на седло клапана и обратной промывкой удаляют образовавшуюся смесь и излишки цементного раствора из обсадной колонны (рис. 8.4, в). Эта операция позволяет убедиться в том, что процесс цементирования закончен и цементный раствор заполнил заколонное пространство, и одновременно избежать разбуривания цементного стакана в колонне.

4. На период ОЗЦ промывочный узел приподнимают над обратным клапаном так, чтобы шар перекрыл отверстие в диафрагме, и проводят все операции, предшествующие перфорации обсадной колонны, в том числе и заполнение опорожненной части заколонного пространства цементным раствором (рис. 8.4, г).

Обратный способ цементирования позволяет регулировать забойное давление в широком диапазоне, снижать гидродинамические нагрузки на пласты, использовать безнапорную закачку цементного раствора на скорости, при которой достигается турбулентный режим движения цементного раствора. Снижая время проведения операции цементирования за счет исключения этапа продавки, можно значительно снизить расходы химических реагентов при достижении одновременного схватывания цементного раствора по всей длине скважины.

§ 2. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В СКВАЖИНАХ, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМИ УСЛОВИЯМИ, КАВЕРНОЗНОСТЬЮ СТВОЛА И ПОГЛОЩЕНИЯМИ

Цементный мост — газонефтеводонепроницаемая перемычка определенной прочности, устанавливаемая в скважине с целью перехода на вышележащий объект, забуривания но-

вого ствола, ликвидации проявлений и поглощений, укрепления неустойчивой кавернозной части ствола, консервации или ликвидации скважины.

Цементный мост характеризуется:

несущей способностью (сопротивление моста сдвигу, обусловленное силами физико-химического сцепления и напряжениями трения цементного камня со стенками скважины);

герметичностью (способность моста разобщать выше- и нижележащие объекты при заданных перепадах давления);

прочностью (свойство камня цементного моста не разрушаться при испытании его нагружением весом заливочных труб);

долговечностью (свойство моста сохранить основные параметры в течение заданного времени);

высотой моста (параметр, количественно определяющий все основные свойства цементного моста; номинальное значение высоты моста должно обеспечивать требуемую несущую способность и герметичность, забуривание нового ствола).

К осложненным условиям установки цементного моста относят такое состояние в стволе скважины, когда отмечаются высокие температуры, поглощения или нефтегазоводопроявления, большая кавернозность ствола, высокие градиенты давления между разобщаемыми пластами.

К большой кавернозности ствола отнесены условия, когда коэффициент кавернозности превышает 1,3.

Высоким градиентом давления считается градиент более 0,5 МПа/м.

Способы установки цементных мостов могут быть следующими.

1. Балансовый способ. Сводится к уравниванию столбов тампонажного раствора в заливочной колонне и кольцевом пространстве.

2. Контролируемый способ. Осуществляется с использованием двух разделительных пробок и забойного устройства.

3. Желоночный способ. Мост устанавливается с помощью желонки на каротажном кабеле.

4. Способ оставления цементного стакана (моста) над интервалом осложнения при цементировании под давлением.

Характерные виды отказа технологического процесса — низкая прочность (или отсутствие) камня, негерметичность моста, возникновение аварийных ситуаций (чрезмерный рост давления при продавливании, значительные затяжки при подъеме заливочной колонны, ее прихват).

Определение высоты цементного моста. В необсаженных скважинах, ликвидируемых без спуска эксплуатационных колонн, высота цементного моста должна удовлетворять требованию, согласно которому высота каждого цементного моста должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливают высотой не менее 50 м.

Допустимую минимальную высоту моста $H_{\min}$ и высоту моста H_m (м), отвечающую требованиям по герметичности и несущей способности, определяют по формуле

$$H_m = Q_m / \pi D_c \tau \geq H_{\min},$$

где $H_{\min} = \Delta p \text{ grad } p$; Q_m — осевая нагрузка на мост, кН; D_c — средний диаметр скважины, м; τ — касательные напряжения при сдвиге моста, МПа; Δp — максимальный перепад давления, действующий на мост, МПа; $\text{grad } p$ — допустимый градиент давления, МПа/м (табл. 8.1).

Данные для расчета минимально допустимой высоты моста

Способ установки моста	В обсаженной скважине	В открытом стволе
$\text{grad } p$, МПа/м.....	1/2	0,5/1
τ , кН/м ²	50/500	10/50

Примечание. В числителе — значение параметра без применения буферной жидкости, в знаменателе — с применением.

Расчет необходимого объема тампонажного раствора проводят по формуле

$$V_{\text{ц}} = H_m S_{\text{скв}} + V_{\text{тр}}(0,02 + C_1 + C_2 + C_3),$$

где $S_{\text{скв}}$ — средняя площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; $V_{\text{тр}}$ — внутренний объем заливочных труб, м³; C_1 — коэффициент потерь раствора на стенках труб; C_2, C_3 — коэффициенты потерь раствора при его смещении с соседней жидкостью соответственно на нижней и верхней границах (при наличии верхней разделительной пробки $C_1 = C_3 = 0$).

Значения коэффициентов приведены в табл. 8.1.

Для определения объемов буферных жидкостей используют зависимости:

для первой порции (на нижней границе)

$$V_{\text{буф } 1} = C_4 V_{\text{тр}} + C_5 H_m S_{\text{скв}};$$

для второй порции (на верхней границе)

$$V_{\text{буф } 2} = V_{\text{буф } 1} \frac{d_1^2}{D_c^2 - d_1^2},$$

Таблица 8.1

Значения коэффициентов для расчета процессов установки цементных мостов

Коэффициент	Бурильные трубы	Насосно-компрессорные трубы
C_1	0,01/0,03	4/0,01
C_2	0,02/0,04	0,01/0,02
C_3	0,02/0,03	0,01/0,02
C_4	0,02/—	0,02/—
C_5	0,4/—	0,4/—

Примечание. В числителе — значение коэффициента при наличии буферной жидкости, в знаменателе — при отсутствии.

где C_4, C_5 — коэффициенты потерь буферной жидкости при ее движении соответственно по заливочным трубам и кольцевому пространству (см. табл. 8.1); d_1, d_2 — соответственно внутренний и наружный диаметры заливочных труб в интервале установки моста.

Объем продажной жидкости вычисляют по формуле

$$V_{\text{прод}} = V_{\text{тр}} - H_{\text{м}} S_{\text{тр}} - V_{\text{тр}}(C_1 + C_3) - V_{\text{буф} 2},$$

где $H_{\text{м}} S_{\text{тр}}$ — объем цементного раствора, оставляемого в заливочных трубах, м^3 .

Продолжительность процесса установки цементного моста должна удовлетворять требованию

$$T \leq 0,75T_{\text{заг}},$$

где $T_{\text{заг}}$ — время загустевания тампонажного раствора по консисометру, определяемое при температуре и давлении, соответствующих условиям в скважине при установке моста.

Компоновка нижней части заливочной колонны должна включать беззамковые алюминиевые бурильные трубы (АБТ) или НКТ длиной, равной высоте цементного моста.

Для повышения качества установки цементных мостов за счет эффективной очистки кавернозного ствола от выбуренной породы при наличии застойных зон в кавернах применяют бурильные эксцентрики.

Конструктивные особенности эксцентриков обеспечивают поперечное перемещение заливочной колонны при ее вращении, вследствие чего создаются условия для изменения положения потока, сдвига и ликвидации застойных зон.

Эксцентрик типа ЭБ-3-178 × 214 предназначен для использования в скважинах, пробуренных долотами диаметром 214—216 мм, а эксцентрик типа ЭБ-5-178 × 295 — для скважин диаметром 295 мм.

Применение эксцентриков не препятствует нормальному спуску колонны труб, не оказывает влияния на величину гид-

равлических сопротивлений и не тормозит вращение инструмента.

Установка осаждающихся баритовых пробок. Цель создания баритовых пробок — получение в скважине непроницаемого экрана для перекрытия проявляющих или поглощающих пластов и последующей установки над ними цементного моста.

Плотность баритовых суспензий, используемых для создания пробок в обсадной колонне и открытом стволе, должна составлять соответственно 1,85–2,05 и 2,2–2,65 г/см³.

Количество материалов для приготовления 1 м³ баритовой суспензии и объемы получаемой баритовой пробки приведены в табл. 8.2.

Для ускорения осаждения барита в воду затворения вводят 0,1 % (по массе) триполифосфата натрия (ТПФН) или 1,5 % КССБ к массе барита.

Необходимую высоту (м) баритовой пробки определяют по выражению

$$h = \Delta p / 0,042,$$

где Δp — избыточное давление, МПа, необходимое для уравновешивания пластового давления $p_{\text{пл}}$ гидростатическим столбом бурового раствора $p_{\text{б.р.}}$

$$\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{б.р.}}$$

Минимальная высота баритовой пробки должна быть не менее 60 м.

Продолжительность формирования баритовых пробок в скважине должна составлять 5–10 ч.

Таблица 8.2

Рецептура баритовой суспензии и объем осевшей баритовой пробки

Плотность суспензии, кг/м ³	Химические реагенты ¹		Вода, м ³	Барит, кг	Объем осевшей баритовой пробки, м ³
	Триполифосфат натрия, кг	КССБ, кг			
1630	0,82	10,7	0,82	820	0,32
1860	1,12	16,8	0,74	1120	0,44
2050	1,36	20,4	0,69	1360	0,53
2240	1,6	24	0,64	1600	0,63
2410	1,81	27,2	0,6	1810	0,71
2550	1,98	29,7	0,57	1980	0,78
2660	2,13	32	0,53	2130	0,83

¹Для приготовления баритовой суспензии необходим один из приведенных реагентов. При использовании КССБ в систему вводят каустическую соду (NaOH) в количестве 0,1 % по массе к массе затворения с целью доведения pH среды до 10–10,5.

Баритовую пробку устанавливают по балансовому способу аналогично установке цементного моста с использованием верхней и нижней буферных жидкостей (воды). После закачки баритовой суспензии заливочные трубы поднимают в безопасную зону.

Качество баритовой пробки определяют по степени изоляции зоны осложнения. Отсутствие проявления или поглощения является показателем ликвидации осложнения.

Ликвидация поглощения в интервале установки моста. Цель ликвидации поглощения — обеспечение условий установки качественного цементного моста требуемой высоты.

Для ликвидации поглощения используют тампонажный состав типа ВУС, который применяют в скважинах с забойными температурами от 15 до 150 °С. Состав имеет плотность 1025 кг/м³, является жидкостью-носителем различных наполнителей, позволяет осуществлять гелеобразование сразу после поступления его в пласт.

Состав ВУС вязкостью 150–200 с по ПВ-5 готовят в мерниках агрегата ЦА-320М из расчета ввода 1,5–2 % порошкообразного полиакриламида (ПАА), растворяемого в подогретой до температуры 30–40 °С воде, в которой предварительно растворяют 2 % поваренной соли (NaCl) и 2 % сульфитдрожжевой бражки (СДБ). Время гелеобразования ВУС регулируют добавлением от 0,8 до 1 % бихромата натрия, который предварительно растворяют в 15–20 л воды и вводят при круговой циркуляции в течение 10 мин перед закачиванием в скважину.

Требуемый объем ВУС определяют из условия закачки двух-трех объемов скважины в интервале поглощения.

Состав ВУС технологичен в приготовлении и применении, так как хорошо прокачивается, при его использовании не создаются аварийные ситуации, связанные с преждевременным загустеванием раствора и прихватом буровых труб.

Состав ВУС предназначен для применения в условиях частичных поглощений бурового раствора в высокопористых и мелкотрещиноватых породах. В случаях использования состава ВУС в условиях полного поглощения также может быть получен положительный результат, обусловленный снижением интенсивности поглощения.

При проведении работ в скважинах, заполненных водой, перед ВУС закачивают высоковязкий буровой раствор малой плотности объемом 3 м³, а ВУС продавливают водой.

При наличии над поглощающим объектом водопроявляющего пласта работы проводят с использованием пакера, ко-

торый устанавливают в номинальный по диаметру части ствола над зоной поглощения, что обеспечивает разделение пластов в период проведения работ и набора прочности ВУС.

Порядком проведения работ в поглощающей скважине предусматриваются спуск открытого конца бурильных труб до кровли поглощающего объекта, приготовление, закачка и продавливание ВУС (при необходимости перед ним может быть подана буферная порция бурового раствора) до момента выхода его из труб, перекрытие кольцевого пространства с помощью превентора или заколонного пакера, задавливание ВУС в пласт.

При установке цементных мостов в глубоких скважинах в условиях температур более 150 °С основные трудности связаны с необходимостью обеспечения продолжительных сроков схватывания тампонажного раствора и получения тампонажного камня с высокими механическими характеристиками. Для этого используют шлакопесчаные цементы совместного помола типа ШПЦС-120 и ШПЦС-200 или утяжеленные шлаковые цементы типа УШЦ-120 и УШЦ-200 с температурами применения соответственно 80–160 и 160–250 °С.

Сроки схватывания тампонажных цементов на основе шлаков регулируют введением лигносульфонатов (ССБ, КССБ и др.) и хромпика или гипана и хромпика, а также комплексонов-нитрилотриметилфосфоновой кислоты НТФ и оксиэтилидендифосфоновой кислоты ОЭДФ или ее производных.

В случае установки цементного моста для забуривания нового ствола рецептуру тампонажного раствора подбирают при минимально допустимых значениях водоцементного фактора, для чего используют пластификаторы типа КССБ или ОЭДФ, обеспечивающие повышение прочности формируемого камня.

Технология установки цементных мостов в осложненных условиях. Проводят каверно- и термометрирование скважины для оценки состояния ствола, его диаметра, температуры. Определяют интервал установки моста.

Промывают скважину в течение времени двух циклов циркуляции и определяют динамическую температуру на забое:

$$t_{\text{дин}} = t_{\text{заб}}BA,$$

где $t_{\text{заб}}$ — статическая температура на забое скважины, °С; B — коэффициент повышения температуры, зависящий от геотермического градиента (табл. 8.3); A — коэффициент понижения температуры при промывке, зависящий от интенсивности и времени промывки (табл. 8.4).

Таблица 8.3

Значения коэффициента ζ

Глубина скважины, м	Забойная температура, °C							
	40	60	80	100	120	140	160	180
1000	1	1,01	—	—	—	—	—	—
1500	1	1,01	1,01	—	—	—	—	—
2000	—	1,01	1,01	1,02	—	—	—	—
2500	—	1,01	1,02	1,02	—	—	—	—
3000	—	—	1,02	1,03	1,04	—	—	—
3500	—	—	—	1,03	1,04	1,05	—	—
4000	—	—	—	—	1,05	1,06	1,07	—
4500	—	—	—	—	—	1,06	1,06	1,08
5000	—	—	—	—	—	—	1,08	1,09

Таблица 8.4

Значения коэффициента $\ddot{A}$

Интенсивность промывки, л/с	Продолжительность промывки, мин					
	10	20	30	60	90	120
10	0,917	0,872	0,973	0,774	0,741	0,72
15	0,917	0,863	0,826	0,758	0,723	0,701
20	0,913	0,875	0,817	0,745	0,71	0,686
25	0,91	0,852	0,811	0,739	0,7	0,676
30	0,907	0,847	0,804	0,73	0,69	0,664
35	0,905	0,843	0,8	0,723	0,682	0,657
40	0,903	0,84	0,795	0,718	0,676	0,650
50	0,9	0,833	0,786	0,706	0,661	0,644
60	0,896	0,828	0,78	0,695	0,65	0,623

Учитывая возможность задержки процесса установки моста после охлаждения забоя, а также целесообразность создания некоторого запаса во времени, рассчитанную динамическую температуру повышают на величину $(t_{\text{заб}} - t_{\text{дин}})/2$. Тогда расчетная температура для определения времени загустевания раствора

$$t'_{\text{дин}} = t_{\text{дин}} + \frac{t_{\text{заб}} - t_{\text{дин}}}{2} = \frac{t_{\text{заб}} + t_{\text{дин}}}{2}.$$

Выбирают способ установки цементного моста. По динамической температуре подбирают рецептуру тампонажного раствора, удовлетворяющую условию по времени загустевания. Рассчитывают основные параметры процесса установки моста. Оценивают ожидаемое рабочее давление, опрессовывают нагнетательные линии. Устанавливают по балансовому способу цементный мост. Плотность затворяемого тампонажного раствора должна быть выше плотности бурового раствора не менее чем на 0,2 г/см³.

При приготовлении тампонажных растворов не допускают колебания их плотности относительно заданной более чем на $\pm 0,03 \text{ г/см}^3$ для чистых портландцементов и $\pm 0,05 \text{ г/см}^3$ для утяжеленных или облегченных тампонажных смесей.

Для обеспечения полного замещения бурового раствора тампонажным необходимо:

- понижать статическое напряжение сдвига и вязкость бурового раствора при промывке скважины перед установкой моста;

- создавать максимально возможную скорость восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве с учетом передового опыта крепления в данном районе, обеспечивая скорость восходящего потока цементного раствора в кольцевом пространстве более 1 м/с ;

- использовать буферные жидкости, не ухудшающие свойства бурового и тампонажного растворов.

После окончания продавливания поднимают заливочные трубы до кровли моста, обвязывают устье, "срезают" кровлю моста и удаляют излишки тампонажного раствора. Промывают скважину в течение времени необходимого, для прокачивания не менее двух объемов заливочной колонны, поднимают ее на $50-100 \text{ м}$ выше кровли моста и оставляют скважину на $24-72 \text{ ч}$ ОЗЦ в зависимости от конкретных условий.

Излишки цементного раствора в обсаженных скважинах удаляют при обратной промывке, а в необсаженных — при прямой. В случаях опасности возникновения поглощения "срезку" кровли моста не производят.

При установке мостов с помощью желонки, спускаемых на каротажном кабеле, перед проведением работ снижают вязкость и статическое напряжение сдвига бурового раствора, подбирают рецептуру тампонажного раствора, исходя из статической температуры в скважине и превышения его плотности над плотностью бурового раствора не менее чем на 300 кг/м^3 , а при проведении операции обеспечивают скорость спуска желонки в скважину не более 1 м/с .

Определяют герметичность моста созданием избыточного давления и снижением уровня жидкости в скважине либо заменой бурового раствора на воду. Значения репрессий и депрессий на мост устанавливают в соответствии с принятыми в регионе величинами.

Технологию установки цементного моста и результаты его испытания на прочность и герметичность заносят в карточку и оформляют согласно требованиям РД 39-0147056-012 — 86.

Установку цементных мостов в кавернозном стволе с помощью бурильных эксцентриков выполняют по балансовому способу в скважинах, при проводке которых в кавернах образовались застойные зоны со значительным количеством шлама.

Выбирают требуемый размер эксцентрика. Эксцентрики устанавливают на бурильной колонне, начиная от башмака труб, через каждые 25–35 м при углах искривления ствола в интервале установки моста до 5° или через каждые 10–20 м при углах искривления до 20° . Эксцентрики должны перекрывать интервал установки моста.

Спускают бурильную колонну с эксцентриками до подошвы устанавливаемого моста, восстанавливают циркуляцию, расхаживают и вращают трубы в течение 15 мин для предварительной очистки интервала установки моста от загустевших масс раствора и шлама, промывают скважину до полной очистки бурового раствора от выносимого шлама.

Интенсивность вращения заливочной колонны 40–60 об/мин; скорость осевого перемещения колонны 0,3 м/с, высота перемещения — на длину квадратной штанги.

Обвязывают цементируемые агрегаты и подсоединяют их к нагнетательной линии буровых насосов. Под верхней свечой бурильных труб устанавливают клапан. Закачивают по стояку через буровой шланг и ведущую трубу расчетные объемы буферной жидкости и цементного раствора.

Вращение и расхаживание колонны заливочных труб начинают в момент поступления в кольцевое пространство первой порции буферной жидкости и прекращают в период, когда остается закачать 1 м^3 продавочного раствора.

После окончания продавливания поднимают колонну труб на 25–35 м выше предполагаемой кровли моста, промывают скважину буровыми насосами в течение времени прокачки объема затрубного пространства, но не менее времени прокачки двух объемов труб заливочной колонны, очищают буровой раствор и поднимают бурильный инструмент из скважины. Кровлю моста “срезают” с вращением колонны бурильных труб.

Спускают компоновку бурильного инструмента с долотом до глубины, на которой промывали скважину после установки моста. Через 24–72 ч ОЗЦ “нащупывают” промывкой кровлю моста, проверяют его прочность при разгрузке веса инструмента на 100–120 кН, разбуривают цементный мост до требуемой глубины и обрабатывают буровой раствор.

При установке цементных мостов в условиях проявлений

первоначально ликвидируют осложнение. В этом случае проводят закачку баритовых суспензий для получения непроницаемого экрана из баритовой пробки.

В скважинах со специфическими условиями, например, месторождения Тенгиз, обусловленными использованием известково-битумного раствора (ИБР) и наличием АВПД, поглощения и сероводородной агрессии, цементный мост допускается устанавливать по технологии цементирования под давлением в соответствии с действующими регламентами, утвержденными производственными объединениями.

Используют тампонажный состав типа ВУС. Для ликвидации частичных поглощений можно создавать в скважине баритовую пробку.

В условиях низких положительных температур, наличия в интервале установки моста глинистых и углистых сланцев, неустойчивости пород применяют тампонажные материалы с повышенной прочностью и адгезией.

В скважинах, в которых ликвидацию поглощения совмещают с установкой моста, операцию проводят путем задавливания части состава в пласт и оставления в скважине определенного объема, достаточного для перекрытия осложненного интервала.

§ 3. ПОВТОРНОЕ (ИСПРАВИТЕЛЬНОЕ) ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Под повторным цементированием понимают исправительные способы, применение которых вызвано необходимостью проведения ремонтных работ в результате обнаружения течи, нарушения герметичности колонны или поступления пластовых вод в скважину через отверстия перфорации вместе с нефтью или газом.

Эти способы сводятся к транспортированию некоторого количества цементного раствора (определяемого расчетом) в скважину, не обсаженную или обсаженную колонной труб.

Цементный раствор транспортируется в скважину по трубам малого диаметра. Закачанный в них раствор продавливают буровым раствором в пространство за трубами малого диаметра. Трубы поднимают, промывают буровым раствором, и после затвердения цементного раствора цементирование считается оконченным. Цементный камень, полученный в скважине описанным способом, называется цементным мостом.

В некоторых случаях находящийся в скважине цементный раствор стараются задавить в трещины пласта или в отверстия в колонне, являющиеся причиной ее негерметичности. Тогда пространство между обсадными трубами или между трубами малого диаметра и стенкой скважины герметизируют и создают давление прокачиванием в трубы бурового раствора. Эта операция называется цементированием под давлением или установкой моста под давлением.

Для ускорения операции установки цементных мостов в скважинах существует несколько типов цементиловочных головок, схем обвязки устья скважины и расстановки цементиловочных машин.

§ 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОБВЯЗКА ЦЕМЕНТИЛОВОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Процесс цементирования скважин осуществляется комплексом специального оборудования, которое расставляют в соответствии с заранее разработанной схемой. Одна из таких схем расстановки и обвязки оборудования для случая, когда для приготовления цементного раствора требуется 40—60 т сухого тампонажного материала, показана на рис. 8.5, а. Схема расстановки оборудования с использованием осреднительной (для "усреднения" параметров тампонажного раствора) емкости приведена на рис. 8.5, б.

Цементиловочные агрегаты предназначены для нагнетания тампонажного раствора и продавочной жидкости в скважину, а также для подачи затворяющей жидкости в смесительное устройство при приготовлении раствора. Кроме того, они используются для промывки и продавки песчаных пробок, опрессовки труб, колонны, манифольдов, гидравлического перемешивания раствора и т.д.

Цементно-смесительные машины предназначены для приготовления цементных растворов при цементировании скважин, различных тампонирующих смесей; они могут быть использованы для приготовления из глинопорошков нормальных и утяжеленных буровых растворов.

В соответствии с назначением и характером работы смесительные машины монтируются на автомобилях или автоприцепах.

Основными узлами смесительных машин являются бункер, погрузочно-разгрузочный механизм и смесительное устройство для приготовления растворов.

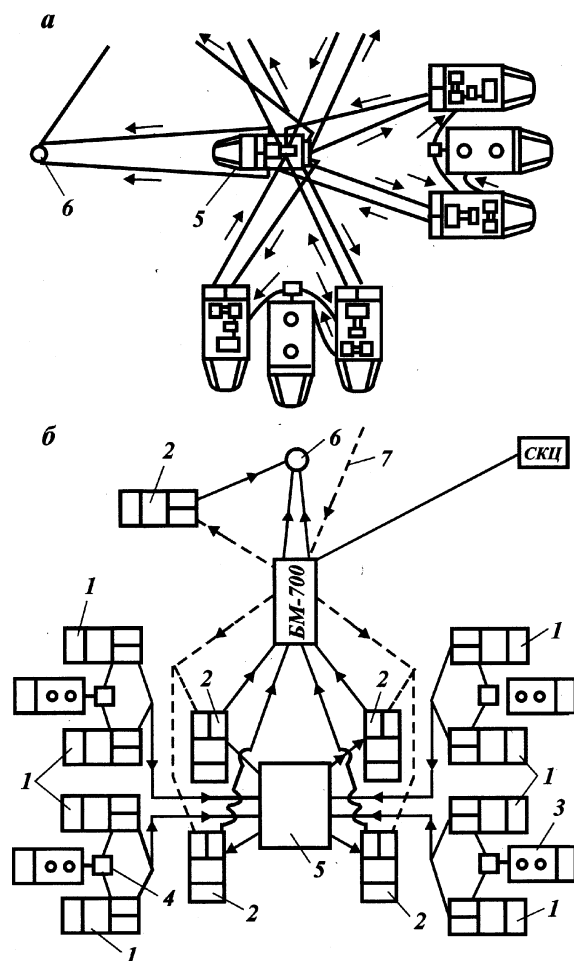


Рис. 8.5. Схемы расстановки и обвязки оборудования при цементировании скважин:

а: 1 — цементировочные агрегаты ЗЦА-400А; 2 — цементно-смесительные машины 2СМН-20; 3 — цементировочные агрегаты ЦА-320М; 4 — станция контроля цементирования СКЦ-2М; 5 — блок манифольда 1БМ-700; 6 — цементировочная головка; *б:* 1 — цементировочный агрегат ЦА-320М; 2 — цементировочный агрегат ЗЦА-400А; 3 — цементно-смесительная машина 2СМН-20; 4 — бак для затворения цемента; 5 — осреднительная емкость; 6 — цементировочная головка; 7 — линия подачи продажной жидкости к ЦА

Для контроля основных параметров тампонажного раствора и режимов его нагнетания в скважину применяют станцию контроля цементирования СКЦ-2М (рис. 8.6). В сос-

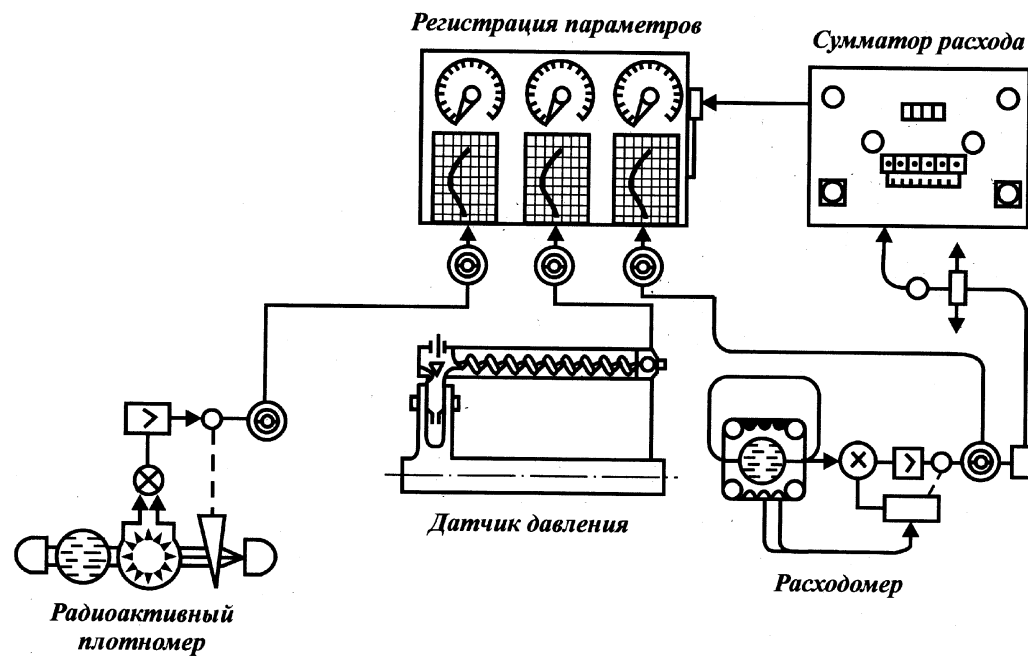


Рис. 8.6. Станция контроля цементирования СКЦ-2М

тав станции входят самоходная лаборатория, смонтированная в кузове автомобиля КАВЗ, в которой расположена вторичная и вспомогательная аппаратура, и самоходный блок манифольда 1БМ-700, смонтированный на шасси автомобиля ЗИЛ-131, на котором установлены напорный и раздающий коллекторы, разборочный трубопровод и комплект датчиков.

С помощью приборов станции осуществляются контроль и регистрация следующих основных технологических параметров: давления, мгновенного расхода, суммарного объема и плотности закачиваемой жидкости.

Плотность раствора, закачиваемого в скважину, измеряется радиоактивным плотномером ПЖР-2М. Принцип действия плотномера основан на явлении поглощения пучка гамма-излучения при прохождении последним слоя жидкости. Интенсивность поглощения этих лучей меняется в зависимости от плотности жидкости.

Техническая характеристика станции СКЦ-2М

Диапазон измерения:	
давления, МПа	0–40
мгновенного расхода, л/с	5–100
плотности, г/см ³	1,0–2,0
Емкость счетчика, м ³	9999
Основная приведенная погрешность измерения, %:	
давления	±2,5
мгновенного расхода	±2,5
суммарного расхода (относительная погрешность)	±2,5
плотности (от диапазона измерения 1 г/см ³)	±3,0
Скорость перемещения диаграммы указателя-регистратора, мм/ч	600
Питание:	От сети переменного тока или от автономного источника
напряжение, В	220 ± 10 %
частота, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	800

Самоходный блок манифольда 1БМ-700 предназначен для соединения напорных трубопроводов агрегатов с устьем скважины, а также для раздачи продавочной жидкости агрегатам при цементировании.

Техническая характеристика блока манифольда 1БМ-700

Напорный коллектор:	
максимальное рабочее давление, МПа	70
условный внутренний диаметр, мм	100
число подсоединяемых линий (от агрегатов)	6
число линий, отводимых к устью скважины	2
условный диаметр проходного сечения трубопроводов, мм	50

Раздающий коллектор:	
максимальное рабочее давление, МПа	2,5
условный внутренний диаметр, мм.....	100
число подсоединяемых линий	10
условный внутренний диаметр подсоединяемых трубопроводов, мм	50
Разборный трубопровод:	
число труб.....	23
общая длина трубопровода, м.....	80
условный внутренний диаметр, мм.....	50
число шарнирных колен для соединения труб.....	16
Габаритные размеры, мм:	
длина.....	7690
ширина.....	2500
высота.....	2895
Масса (с полной заправкой, включая массу двух человек), кг	8440

Напорный коллектор включает в себя клапанную коробку с шестью отводами для подсоединения напорных трубопроводов агрегатов и трубопровод с условным внутренним диаметром 100 мм, на котором монтируются датчики СКП. Трубопровод заканчивается тройником, к одному из отводов которого подсоединен предохранительный клапан, а к двум другим — линии, отводимые к арматуре, установленной на устье скважины.

Раздающий коллектор представляет собой трубу с условным внутренним диаметром 100 мм, к которому приварены 10 нишпелей. На каждом нишпеле размещен пробковый кран с ввинченным в него уплотнительным конусом для подсоединения разборного трубопровода.

Подсоединение так называемых "вилки", входящих в комплект блока манифольда, к напорному или раздающему коллектору позволяет увеличить число линий соответственно от 6 до 10 или от 10 до 14.

Для погрузки и выгрузки различных приспособлений и арматуры, которая обычно перевозится на площадке рамы блока манифольда, предусмотрена поворотная стрела грузоподъемностью 400 кг.

При обслуживании блока манифольда необходимо весьма тщательно соблюдать все правила техники безопасности, поскольку кроме высокого давления жидкости при цементировании, представляющего опасность, на блоке имеется радиоактивный источник.

§ 5. БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

В комплексе мероприятий, обеспечивающих высокую степень вытеснения бурового раствора из затрубного пространства и удаление глинистых корок со стенок скважины,

одним из основных является использование буферных жидкостей.

Под буферной понимают жидкость, которая прокачивается между буровым и тампонажным растворами, предотвращает их смешение и удаляет из затрубного пространства остатки бурового раствора.

Вследствие отсутствия универсальных буферных жидкостей, пригодных для широкого использования при всех условиях бурения, в отечественной практике применяют следующие их виды: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комбинированные, азрированные, эрозионные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильтрации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот, воду.

ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Выбор вида буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретным буровым и тампонажным растворами. При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь ее с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и времени загустевания раствора.

Для снижения интенсивности частичного смешения буферной жидкости с контактирующими растворами в процессе движения их в затрубном пространстве должно выполняться условие, при котором ее вязкость и плотность превышали бы аналогичные показатели вытесняемой жидкости или приближались к средним значениям указанных параметров разобщаемых ею жидкостей.

Повышение эффективности очистки затрубного пространства от остатков бурового раствора достигается применением комплексных буферных жидкостей. Первая их часть представлена жидкостью, отвечающей требованиям высокой степени вытеснения, вторая — жидкостью, обладающей высокой физико-химической активностью. Для головной части составной буферной жидкости лучшими являются вязкоупругие разделители.

Для предотвращения ухудшения технологических свойств некоторого объема буферной жидкости и тампонажного рас-

твору вследствие их частичного смешения при течении в обсадной колонне, а также для улучшения качества цементирования призабойной зоны после закачки буферной жидкости следует вводить нижнюю цементировочную пробку.

При цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных с использованием буровых растворов на водной основе, не следует использовать в качестве буферной жидкости нефть или нефтепродукты, так как образующаяся на ограничивающих поверхностях пленка нефти повышает проницаемость контактных зон цементного камня в затрубном пространстве.

Поскольку эффект от применения буферных жидкостей возрастает с увеличением времени их воздействия на стенки скважины, то с увеличением объема закачиваемых жидкостей качество цементирования улучшается.

ВИДЫ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Буферные жидкости классифицируют по их основе: на водной, углеводородной, полимерной основе или на основе других органических соединений.

По воздействию на стенки скважины буферные жидкости подразделяют на абразивные и неабразивные, при этом в составе первых содержатся кварцевый песок, опока или другие абразивы, способные разрушать глинистую корку на стенках скважины. Кроме того, буферные жидкости могут различаться по степени физико-химического воздействия на глинистую корку и застойные зоны глинистого раствора (в результате добавок кислот, щелочей, растворов ПАВ), по плотности и устойчивости к температурному воздействию.

Ниже приведены краткие сведения о некоторых видах буферных жидкостей.

Вода. В качестве буферной жидкости при цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных в устойчивых породах, широко используют воду. Она обладает сравнительно хорошими вымывающими свойствами по отношению к цементным и буровым растворам.

Перед закачкой в скважину в ряде случаев в воде растворяют ПАВ (сульфонол, дисольван, НЧК и т.д.), которые улучшают смывание остатков буровых растворов со стенок скважины.

При использовании утяжеленных буровых растворов в качестве буферной жидкости нецелесообразно применять воду

во избежание выпадения утяжелителя из буровых растворов в осадок в зоне их контакта с водой.

Высоту столба закачиваемой буферной воды выбирают максимально возможной для конкретных геолого-технических условий.

Утяжеленные буферные жидкости на основе водных растворов некоторых солей или на полимерной основе применяют в условиях, когда в геологическом разрезе скважин встречаются соляные купола и хемогенные отложения, осложненные интервалы в виде осыпей и обвалов пород, зоны с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и применение больших объемов легких жидкостей связано с опасностью возникновения осложнений.

Буферные жидкости на основе водных растворов NaCl , CaCl_2 и других солей характеризуются относительно высокими плотностями (по сравнению с водой), которые изменяются в широком диапазоне.

Плотность буферных жидкостей на основе водных растворов, г/см³, не более:

NaCl	1,2
CaCl_2	1,4
ZnCl_2	1,57
FeCl_3	1,55
$\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$	1,61

Для предотвращения отрицательного воздействия растворов солей на свойства контактирующих с ними буровых и тампонажных растворов перед ними и после них закачивают небольшие порции пресной воды объемом, составляющим примерно десятую долю объема буферной жидкости.

Для разделения бурового и тампонажного растворов повышенной плотности при цементировании используют утяжеленные буферные жидкости на полимерной основе, которые рекомендуются для температурных условий в скважине до 200 °С. Если буровой раствор содержит кальциевые соли с концентрацией более 0,3 %, то применение такой буферной жидкости исключается.

Утяжеленная буферная жидкость состоит из гипана, барита и воды. Для получения буферной жидкости плотностью 1,7–2,4 г/см³ компоненты используют в следующем соотношении (по массовой доле): 4–8 частей 10 %-ного гипана, 1–4 части воды на 10–20 частей барита. Стабильность систем как при нормальных, так и при высоких температурах обеспечивается определенным соотношением гипана и воды. Например, для получения буферной жидкости плотностью

1,9–2,15 г/см³ соотношение 10 %-ного раствора гидролизованного полиакрилонитрила и воды должно быть 6 : 1, а количество барита будет зависеть от его плотности и влажности. Для предупреждения чрезмерного повышения вязкости буферной жидкости при увеличении ее плотности отношение полиакрилонитрила к воде измеряют в сторону уменьшения, а при уменьшении — наоборот.

Растворы кислот. Растворы кислот предназначены для удаления фильтрационной корки, остатков бурового раствора со стенок скважины. Их рекомендуют использовать при цементировании скважин, к изоляции которых предъявляются повышенные требования. Они представляют собой 8–15 %-ный раствор соляной кислоты или водный раствор сульфаминовой кислоты 20 %-ной концентрации.

Объем буферной жидкости для разрушения фильтрационной корки должен быть равен объему кольцевого пространства скважины в интервале продуктивного пласта.

При использовании растворов кислот в качестве буферных жидкостей соблюдается следующий порядок работ:

- 1) закачивают вязкоупругий разделитель объемом, соответствующим 6–10 м высоты затрубного пространства;
- 2) закачивают и продавливают раствор кислоты в интервал продуктивного пласта;
- 3) в течение 15–30 мин раствор кислоты оставляют в покое для обеспечения реакции с карбонатами фильтрационной корки;
- 4) закачивают и продавливают цементный раствор по обычной технологии.

В качестве тампонажного материала в этом случае рекомендуется применять пластификационные цементные или гелецементные растворы с пониженным показателем фильтрации.

Эрозионная буферная жидкость. Применение водопесчаных эрозионных буферных жидкостей целесообразно при цементировании скважин, стволы которых имеют большие каверны и стенки сложены глинистыми породами.

При добавлении в воду до 400 кг кварцевого песка на 1 м³ турбулизуется поток при низких скоростях закачки продавочной жидкости, и он становится абразивным для глинистой корки.

Стабилизация буферной жидкости достигается добавкой в нее КМЦ и цемента. Дозировку их подбирают лабораторным анализом по скорости оседания частиц в исследуемой суспензии.

Эрозионные буферные жидкости готовят с помощью цементно-смесительных машин, воронки-смесителя или непосредственно в приемном чане. При первом способе приготовления водопесчаной смеси песок загружают механически, а при двух последующих — вручную. Твердую фазу дозируют подбором режимов работы цементно-смесительной машины и цементировочного агрегата или специальным дозирующим устройством.

Незамерзающая буферная жидкость. При цементировании скважины в условиях распространения многолетнемерзлых пород использование воды в качестве буферной жидкости недопустимо, так как оставление ее в затрубном пространстве может привести к образованию льда и смятию обсадных колонн.

В этих условиях необходимо применять незамерзающие буферные жидкости, которые состоят из 30 %-ного раствора диэтиленгликоля в воде и кварцевого песка с размером зерен 0,1—0,15 мм и концентрацией 40 г/л. Температура замерзания такой суспензии примерно —30 °С, что значительно ниже температуры окружающих горных пород.

Незамерзающую буферную жидкость готовят непосредственно на буровой перед цементированием скважины. Для этого в мерную емкость цементировочного агрегата подают необходимое количество технической воды. Затем в приемном чане 100 %-ный диэтиленгликоль смешивают с водой в пропорции 3 : 7 и полученный раствор откачивают в агрегат. После тщательного перемешивания на приготовленном водном растворе диэтиленгликоля с помощью цемента-смесителя или воронки-смесителя затворяют песчаную суспензию, которую затем закачивают в скважину.

Буферная жидкость с низким показателем фильтрации. Такую жидкость целесообразно использовать при цементировании обсадных колонн на месторождениях с низкими пластовыми давлениями при наличии в разрезе поглощающих пластов или пропластков, склонных к осыпям и обвалам при воздействии на них воды. Особенно нежелательно попадание воды из буферной жидкости в продуктивные горизонты, поскольку это снижает их коллекторские свойства.

При испытаниях буферной жидкости, показатель фильтрации которой соизмерим с показателем фильтрации бурового раствора, подтверждена ее эффективность, получена более полная очистка затрубного пространства, улучшена адгезия цементного камня с обсадной колонной.

Буферная жидкость с низким показателем фильтрации со-

стоит из технической воды, обработанной 1,5–2 % карбофена и 3–5 % кальцинированной соды, и имеет по прибору ВМ-6 показатель фильтрации 6–30 см³/30 мин. Предварительно растворенная сода облегчает растворение карбофена. Для соленосных разрезов после растворения карбофена воду засаливают до насыщения с доведением ее плотности до 1,1–1,2 г/см³.

В качестве стабилизатора применяют высокомолекулярные соединения (КМЦ, гипан, метас, полиакриламид, крахмал и другие реагенты), используемые для регулирования показателя фильтрации буровых растворов. Кальцинированную соду вводят для регулирования сроков схватывания цементного раствора и предотвращения загущающего действия реагента-стабилизатора.

Вязкоупругий разделитель представляет собой трехкомпонентную гелеобразную смесь плотностью 1 г/см³. Он состоит из следующих компонентов: водного раствора полиакриламида 0,5 %-ной концентрации по сухому продукту, водного раствора гексарезорциновой смолы 2 %-ной концентрации по твердому продукту (сухой 100 %), технического формалина 37–40 %-ной концентрации по формальдегиду.

Объем вязкоупругого разделителя определяют из расчета обеспечения столба в кольцевом пространстве высотой 20–25 м.

Вязкоупругий разделитель готовят в следующем порядке.

1. Из твердого полиакриламида готовят 0,5 %-ный водный раствор, для чего в мешалку заливают 890–895 л воды (для лучшего растворения полиакриламида подогретой до температуры 50–60 °С), в которую вводят 59–60 кг товарного полиакриламида, и перемешивают до полного растворения. Раствор полиакриламида можно готовить также созданием циркуляции насосом цементировочного агрегата по схеме емкость – насос – емкость.

2. Готовят 2 %-ный раствор гексарезорциновой смолы, для чего 1,9–2 кг сухой смолы растворяют в 85–90 л воды; после этого раствор перекачивают в специальную емкость для последующей добавки его в раствор полиакриламида.

3. В специальную емкость с краном заливают 18 л технического формалина 37–40 %-ной концентрации.

4. После подготовки исходных компонентов в перемешивающий насос раствор гексарезорциновой смолы вводят раствор полиакриламида, а затем технический формалин. Полученный состав перемешивают в течение 1 ч.

5. Полученную смесь перекачивают в отдельную емкость и оставляют в ней в течение суток для обеспечения условий более глубокого протекания реакции между компонентами с целью получения необходимой кондиции вязкоупругого геле-разделителя.

Вязкоупругий разделитель может быть заготовлен заблаговременно, поскольку при длительном хранении в закрытых металлических емкостях он не теряет своих свойств.

Технологию цементирования скважины ведут в следующем порядке.

1. Требуемый объем вязкоупругого разделителя закачивают в обсадную колонну с помощью бурового насоса или бурового агрегата перед подачей цементного раствора; дальнейший процесс цементирования скважины ведется без изменения существующей технологии.

2. Для обеспечения вытеснения бурового раствора из сужений и расширений ствола скважины и заполнения их цементным раствором скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не должна превышать 0,5–0,7 м/с; при наличии в разрезе зон поглощения скорость прокачки может быть снижена.

Комбинированная буферная жидкость на основе раствора с тампонирующими свойствами (РТС) содержит 6–10 %-ный водный раствор сернокислого алюминия $Al_2(SO_4)_3$, а при отсутствии последнего — техническую воду и РТС.

Ниже приведены рекомендуемые объемы раствора сернокислого алюминия — коркоудаляющего агента. Количество технической воды при отсутствии раствора $Al_2(SO_4)_3$ принимается не менее 5 м³.

Номинальный диаметр, мм:			
обсадной колонны.....	146	168	146
скважины.....	190	214	214
Объем раствора $Al_2(SO_4)_3$, м ³	10–12	10–12	15–16

РТС характеризуется способностью к формированию на проницаемых стенках скважины тонких, затвердевающих и прочных корок с высокими адгезионными свойствами.

Составы и основные параметры раствора с тампонирующими свойствами могут быть следующими.

Номер состава.....	I	II
Компоненты, кг:		
цемент.....	400	400
глинопорошок.....	100	200
вода.....	1000	1000
КМЦ.....	10,0	7,5
кальцинированная сода.....	20	20

Параметры:		
плотность, г/см ³	1,28	1,30
вязкость по ПВ-5, с.....	22	27
показатель фильтрации по ВМ-6, м ³ /30 мин....	14	12

Ниже приведены объемы РТС.

Высота подъема тампонажного раствора от башмака колонны, м.....	500	500—1000	1000
Объем РТС, м ³ , при длине колонн, м:			
1300.....	4	5	5
1300—2000.....	7	8	9—12

Водные растворы сернокислого алюминия и реагентов для РТС готовят с помощью цементировочных агрегатов в период подготовительных работ к цементированию колонны и закачивают последовательно.

Для приготовления РТС в условиях буровой используют два цементировочных агрегата. Мерные емкости первого агрегата заполняют растворами КМЦ и кальцинированной соды, второго — буровым раствором плотностью 1,2 г/см³. В процессе приготовления РТС с помощью первого агрегата водными растворами КМЦ и кальцинированной соды затворяют тампонажный портландцемент и закачивают в скважину получаемую цементную суспензию плотностью 1,4—1,42 г/см³, а с помощью второго агрегата — буровой раствор при соблюдении равенства расходов этого раствора и жидкости для затворения цемента.

Нефть и нефтепродукты. Нефть и нефтепродукты в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать лишь в тех случаях, когда бурят с промывкой нефтемulsionными буровыми растворами или цементируют ствол скважины с применением нефтемulsionных тампонажных растворов. Использование буферных жидкостей на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо) способствует улучшению условий турбулизации в области смешения их с буровым раствором.

Количество требуемых нефтепродуктов определяют из условия возможного их смешения с контактирующими жидкостями по предварительно выполненной рецептуре.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБЪЕМА БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

В случае применения маловязкой буферной жидкости (воды или близкой к ней по вязкости жидкости) ее объем W_6 , необходимый для разделения бурового и тампонажного

растворов, когда нижняя цементирующая пробка не используется, рекомендуется определять их соотношения

$$W_6 = 18\sqrt{h/LW_c},$$

где h — средневзвешенный по длине условный диаметр канала (труба, кольцевой зазор), по которому движется поток буферной жидкости, м,

$$h = \left(\frac{d_t}{2} l_t + \frac{D_c - d_n}{4} l_k \right) / L;$$

L — суммарная длина колонны труб l_t , через которые прокачивают буферную жидкость, и интервала цементирования l_k , м; W_c — суммарный объем закачиваемых в скважину тампонажного $W_{\text{ц}}$ и продавочного бурового W_p растворов, м³; d_t — средневзвешенный внутренний диаметр колонны труб, м; D_c — фактический диаметр скважины в интервале цементирования, м; d_n — наружный диаметр труб, м.

Если при цементировании используют нижнюю цементирующую пробку, то в расчетах следует принять $W_c = W_{\text{ц}}$ и $L = l_k$, и тогда $h = (D_c - d_n)/4$.

В случае применения высоковязкой буферной жидкости, способной удерживать утяжелитель, W_6 при турбулентном течении жидкости рекомендуется определять из соотношений $W_6 = 0,15 W_c$.

Дополнительный объем низковязкой буферной жидкости $W_{6,c}$, необходимый для удаления остатков водного раствора с поверхности омываемых стенок, приближенно может быть определен из следующих зависимостей:

при отсутствии нижней разделительной пробки

$$W_{6,c} = (0,2W_{c,k} - W_6) / 0,65,$$

$$W_{c,k} = W_p + W'_{\text{ц}},$$

где $W'_{\text{ц}}$ — объем тампонажной смеси в интервале длиной L_b от башмака цементируемой колонны до кровли высоконапорных или продуктивных горизонтов плюс 150 м;

при использовании нижней пробки

$$W_{6,c} = (0,2W'_{\text{ц}} - W_6) / 0,65,$$

где W'_6 — объем буферной жидкости, необходимый для разделения жидкостей на участке, соответствующем L_b .

Общий, необходимый для цементирования, объем буферной жидкости определяют по формуле $W = W_6 + W_{6,c}$.

Общий объем W не должен превышать критический объем

$$W_{\text{кр}} = \frac{0,785 \left(\rho_p L_{\text{п}} - \frac{a' p_{\text{пл}}}{g \cos \alpha} \right) (D_c^2 - d_n^2)}{\rho_p - \rho_6},$$

где ρ_p — плотность бурового раствора, кг/м³; $L_{\text{п}}$ — глубина залегания высоконапорного пласта, м; $a' = 1 + (a - 1)/2$ (обычно принимают $a' \geq 1,03 \div 1,05$); a — фактическое относительное превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на глубине $L_{\text{п}}$, $a = \rho_p g L_{\text{п}} / p_{\text{пл}}$; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, Па, на глубине $L_{\text{п}}$ в пласте; ρ_6 — плотность буферной жидкости, кг/м³; g — ускорение силы тяжести, м/с².

Если по расчетам получится, что $W > W_{\text{кр}}$, то следует принять $W = W_{\text{кр}}$ или применить утяжеленную буферную жидкость. В этом случае при найденном значении W плотность буферной жидкости находят по формуле

$$\rho_6 \geq \rho_p - \left(\rho_p L_{\text{п}} - \frac{a' p_{\text{пл}}}{g \cos \alpha} \right) \frac{0,785(D_c^2 - d_n^2)}{W}.$$

Пример. Определить необходимый для цементирования обсадной колонны объем маловязкой буферной жидкости при следующих условиях: $D_c = 230$ мм, $d_n = 168$ мм, $d_b = 148$ мм, $L_t = 2400$ м, $L_k = 1000$ м, $L_{\text{п}} = 2000$ м, $p_{\text{пл}} = 21$ МПа, $\rho_p = 1,1$ г/см³.

При условии, что нижнюю пробку не применяли, определим $W_c = W_{\text{ц}} + W_p$. При расчетных $W_{\text{ц}} = 23,5$ м³ и $W_p = 41,3$ м³ получим $W_c = 64,8$ м³.

Находим

$$h = \left(\frac{0,148 \cdot 2400}{2} + \frac{0,23 - 0,168}{4} 1000 \right) / (2400 + 1000) = 0,057 \text{ м};$$

$$L = 2400 + 1000 = 3400 \text{ м}.$$

Рассчитываем необходимый для разделения тампонажного и бурового растворов объем буферной жидкости:

$$W_6 = 18 \sqrt{0,057 / 3400 \cdot 64,8} = 4,8 \text{ м}^3.$$

Дополнительный объем буферной жидкости, необходимый для вымывания остатков бурового раствора из кольцевого зазора в интервале 2400–1850 м, найдем из соотношения

$$W_{6,c} = (0,2 \cdot 41,3 + 0,785 (0,023^2 - 0,168^2) (2400 - 2000 + 150) - 48 / 0,65) = 9,3 \text{ м}^3.$$

Тогда общий объем буферной жидкости, необходимый для цементирования, составит $W = 4,8 + 9,3 = 14,1$ м³.

Определим критический объем буферной жидкости. Для этого необходимо найти значения коэффициентов a и a' :

$$a = \frac{1,1 \cdot 2000}{10 \cdot 210} = 1,05; \quad a' = 1 + \frac{1,05 - 1}{2} = 1,025.$$

Тогда

$$W_{кр} = \frac{0,785 \cdot 1,1 \cdot 2000}{1,1 - 1} - \frac{10 \cdot 1,025 \cdot 210}{1} (0,23^2 - 0,168^2) / (1,1 - 1) = 9 \text{ м}^3.$$

Из этого следует, что закачивать буферную жидкость (воду) объемом 14 м³ нельзя вследствие опасности возникновения выброса.

Определим плотность буферной жидкости, которой можно закачать весь равный объем:

$$\rho_6 \geq 1,1 - (1,1 \cdot 2000 - 10 \cdot 1,025 \cdot 210) 0,785 (0,23^2 - 0,168^2) / 14 = 1,04 \text{ г/см}^3.$$

Полученному значению ρ_6 удовлетворяет буферная жидкость с низким показателем фильтрации.

§ 6. ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ ТАМПОНАЖНЫМИ СМЕСЯМИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ

Тампонажные растворы на основе вяжущих веществ наиболее широко используют для изоляции зон поглощений. Они могут быть затворены на воде или на углеводородной жидкости. Применительно к борьбе с поглощениями они имеют ряд особенностей.

Цементные растворы. Смеси на основе портландцементов готовят без добавок и с добавками, регулирующими сроки схватывания. Кроме тампонажного портландцемента (по ГОСТ 1581—91) для приготовления тампонажных смесей используют быстросхватывающиеся смеси (БСС) на основе портландцементов введением в цементные растворы ускорителей схватывания — хлорида кальция CaCl_2 , кальцинированной соды Na_2CO_3 , углекислого калия K_2CO_3 (поташ), хлорида алюминия AlCl_3 , хлорида натрия NaCl , фтористого натрия NaF , каустической соды NaOH , жидкого стекла Na_2SiO_3 , сернокислого глинозема $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, высокоминерализованной воды хлоркальциевого типа и др. При приготовлении БСС ускорители схватывания вводят в воду затворения или в затворенный цементный раствор. Порошкообразный ускоритель можно смешивать с сухим тампонажным цементом. Количество вводимого ускорителя колеблется в пределах 2—10 %. Быстросхватывающиеся смеси обычно применяют в скважинах с температурой 50—70 °С.

БСС могут быть получены на основе специальных цементов — глиноземистого, гипсоглиноземистого и пуццоланового.

Глиноземистый цемент используют как добавку к тампонажному цементу в количестве не более 10–20 % от массы смеси. При этом начало схватывания при $V/C = 0,5$ может быть снижено до 20 мин. Предел прочности при твердении в пластовой воде через 2 сут составляет 1,4–1,7 МПа. При вводе в глиноземистый цемент до 4 % фтористого натрия начало схватывания составляет до 35 мин, при этом растекаемость, плотность смеси и прочность камня изменяются незначительно. Гипсоглиноземистый цемент из-за высокой стоимости чаще применяют в смеси с другими цементами. Так, быстросхватывающуюся расширяющуюся смесь можно получить при добавлении 20–30 % гипсоглиноземистого цемента в тампонажный, при этом расширение камня составляет до 5 %. Для облегчения такой смеси в нее добавляют до 30 % диатомита с влажностью не более 5–6 %. При $V/C = 0,8$ плотность составляет 1,55 г/см³, а начало схватывания находится в пределах от 50 мин до 1 ч 25 мин. Расширяющийся быстросхватывающийся цемент с началом схватывания до 20 мин можно получить введением в глиноземистый цемент до 25 % строительного гипса.

Пуццолановый цемент получают добавлением к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опока, трепел, диатомит) в количестве 30–50 % от массы цемента. Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлорид кальция, кальцинированная сода и др.) в количестве 4–6 % от массы сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью (1,65–1,7 г/см³) по сравнению с цементными растворами без активных добавок.

Гипсовые растворы. Для изоляции пластов с температурой 25–35 °С применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания. Так как свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ сделать экспресс-анализ с целью корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей схватывания применяют триполифосфат натрия (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др.

Особенность гипсовых растворов — высокая скорость структурообразования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержании воды. Снижение скорости

структурообразования и нарушение прочности структуры происходят только при содержании воды более 160 % от массы сухого гипса. Цементные растворы более восприимчивы к повышенному содержанию воды, поэтому разбавление их в процессе тампонирования отрицательно влияет на качество изоляционных работ.

Гипсоцементные растворы. Положительными качествами цементного и гипсового растворов обладают гипсоцементные смеси, имеющие короткие сроки схватывания и твердения и дающие высокопрочный камень через 3–4 ч после затворения смеси.

Наличие минералов цементного клинкера способствует наращиванию прочности гипсоцементного камня при твердении в водных условиях, что выгодно отличает гипсоцементные смеси от гипсовых растворов. Проницаемость гипсоцементного камня через 4 ч после затворения не превышает $(5 + 9)10^{-3}$ мкм², а через 24 ч — $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Гипсоцементные растворы готовят смешением гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением растворов гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента. В табл. 8.5 представлены свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением сухого гипса и цемента в соотношении 1 : 1.

Для предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в бурильных трубах необходимо вначале закачать 1 м³ водного раствора замедлителя, на котором затворяли гипс. Стойкость гипсоцементных растворов к разбавлению водой значительно выше, чем цементных растворов.

Таблица 8.5

Свойства гипсоцементных смесей, полученных смешением сухого гипса и цемента

В/С	Замедлитель		Плотность	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч — мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
	Наименование	Содержание, %			начало	конец	
0,6	—	—	1,72	24	0—10	0—15	1,4
0,6	ТПФН	0,2	1,72	24	0—20	0—30	1,1
0,6	ТПФН	0,3	1,72	24	0—25	0—35	1
0,6	ТПФН	0,4	1,72	24	0—40	0—50	0,8
0,6	ТПФН	0,5	1,72	25	0—40	0—50	0,7
0,5	ССБ	1	1,76	25	0—40	0—55	1,1
0,5	ГМФН	0,7	1,89	21	0—30	0—40	0,8

Таблица 8.6

Свойства гипсоцементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % CaCl₂

Содержание глинопорошка на 100 массовых частей цемента, %	Плотность, г/см ³	Растекае- мость, см	Сроки схватывания, ч/мин		Прочность на сжатие через 24 ч, МПа
			начало	конец	
4	1,8	20,5	3–15	4–40	4,2
6	1,82	19,5	3–05	4–35	4,7
8	1,82	20	3–00	4–25	4,8
10	1,84	19	3–50	5–05	5

Глиноцементные растворы. Глиноцементные растворы готовят из тампонажного цемента, бентонита и ускорителей схватывания смешением сухих компонентов с последующим их затворением или добавлением бентонита в цементный раствор. Наличие в смеси глинистых частиц способствует более быстрому росту структуры. Глиноцементные растворы менее чувствительны к воздействию бурового раствора. Бентонит снижает проницаемость тампонажного камня, уплотняет его структуру. Свойства глиноцементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % CaCl₂ приведены в табл. 8.6.

Добавка к глиноцементной смеси 0,5–1 % сернокислого глинозема увеличивает начальную подвижность смеси, повышающуюся также с увеличением содержания бентонитовой глины.

Глиноземистые смеси с сернокислым глиноземом сохраняют стабильные вязкостные свойства в течение времени, достаточного для доставки в зону поглощения. Затем происходит интенсивный рост вязкости, и смесь при заданном избыточном давлении продавливают в пласт.

Время прокачивания таких смесей составляет 80–100 мин, т.е. сернокислый глинозем оказывает стабилизирующее действие на раствор в период его прокачивания.

Для приготовления раствора цемент и глинопорошок засыпают в бункер цементно-смесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения.

Для изоляции зон интенсивных поглощений разработан глиноцементный тампонажный раствор с высоким показателем водоотдачи (ТРВВ). Его готовят смешением в тройнике цементного раствора плотностью 1,35–1,45 г/см³ и бентонитового раствора плотностью 1,18–1,2 г/см³ в соотношении 1:2 (для более сложных зон поглощений в соотношении 1:1). ТРВВ имеет высокие вязкость и показатель filtra-

ции, в результате чего фильтрат уходит в пласт, а проницаемая прискважинная зона закупоривается цементными и глинистыми частицами и наполнителем, вводимым в раствор. Следом за ТРВВ закачивают обычный глиноцементный раствор, затворенный на водном растворе хлорида кальция.

Цементно-полимерные растворы. Эти растворы получают при введении в цементные растворы полимерных добавок, что позволяет улучшить свойства как растворов, так и тампонажного камня. Высокая термостойкость и непроницаемость полимеров улучшают соответствующие свойства цементных композиций, их структурные свойства и изолирующую способность. Важное качество таких растворов — то, что их фильтрат обладает крепящими свойствами. Это способствует отверждению глинистой корки и сцеплению тампонажного камня со стенками скважины.

В б. ВНИИКРнефти разработана цементно-смоляная композиция ЦСК-1, состоящая из тампонажного камня с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамида (ПЭПА). В табл. 8.7 приведены свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента с отвердителем ПЭПА в количестве 20 % от объема смолы ($B/C = 0,5$).

Для приготовления ЦСК-1 в воду затворения последовательно вводят смолу ТЭГ и отвердитель ПЭПА, а затем на этой жидкости затворяют цемент.

Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости. Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости (чаще всего на дизельном топливе), приобретают высокую пластическую прочность после замещения в них дизельного топлива водой. Инертность вяжущего вещества к дизельному

Таблица 8.7

Свойства ЦСК-1 на основе стерлитамакского цемента

Добавка ТЭГ, % (от массы цемента)	Растекае- мость, см	Темпера- тура, °С	Время загустева- ния, ч — мин	Прочность через 2 сут, МПа		Газопро- ницае- мость, 10^{-3} мкм ²
				на изгиб	на сжатие	
—	20	50	4—10	4,9	13,2	1,8
		75	1—35	6,4	17,3	0,8
1	21	50	2—50	7,3	20	0,2
		75	1—30	7	21	0,15
3	22,5	50	2—20	8	20,5	0,2
		75	1—30	7	21	0,15
6	23	50	1—50	6,4	16	0,6
		75	1—20	6,8	22	0,0

топливу позволяет безопасно транспортировать растворы по бурильным трубам на значительные глубины. При контакте с водой происходит замещение дизельного топлива и раствор превращается в высоковязкую пасту. Прочность получаемого тампона зависит от концентрации вяжущего вещества. Для получения подвижного, легко прокачиваемого раствора при высоком содержании твердой фазы рекомендуется вводить в него креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремниевой кислоты и другие ПАВ, которые способствуют также отделению дизельного топлива после закачивания смеси в пласт.

Наиболее часто в практике применяются соляроцементные, соляробентонитовые (СБС) и соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС).

Соляроцементные смеси содержат 30–40 % дизельного топлива, 0,5–1 % креозола и 6 % ускорителя (кальцинированной соды) от массы цемента. Для большей прочности цементного камня в состав смеси вводят до 30–50 % кварцевого песка.

Соляробентонитовые смеси (СБС) готовят плотностью от 1,1 до 1,3 г/см³ (на 1 м³ дизельного топлива 1–1,5 т бентонита). СБС после вытеснения дизельного топлива водой быстро загустевают и через 15 мин приобретают пластическую прочность 40–60 МПа.

Соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС) имеют следующий состав: 1000–1200 кг бентонитового глинопорошка, 300–500 кг цемента и 0,5–1 % ПАВ от массы смеси на 1 м³ дизельного топлива. При смешивании с водой или глинистым раствором образуется нерастекаемая тампонажная паста с высокой пластической прочностью и вязкостью. Для снижения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения прочности тампонажного камня в СЦБС вводят 3–10 % жидкого стекла (от массы цемента).

Растворы на углеводородной жидкости приготавливают в следующем порядке. В мерные емкости цементируемых агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через бурильные трубы смесь должна быть изолирована от бурового раствора верхней и нижней порциями дизельного топлива — по 0,5 м³, объем смеси не должен превышать 5 м³. После вытеснения смеси из бурильных труб в затрубное пространство прокачивают 0,5–1 % бурового раствора (от объема смеси).

ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРОВ

Полимерные тампонажные растворы имеют следующие преимущества перед растворами минеральных вяжущих веществ: малую плотность, удобство регулирования сроков схватывания, хорошую фильтруемость в пористых средах, отсутствие проницаемости тампонажного камня, высокую прочность и стойкость к агрессии тампонажного камня. Из большого количества полимеров, выпускаемых отечественной промышленностью, наиболее широкое применение для разработки тампонажных смесей получили водорастворимые смолы. Однако наиболее перспективны водонерастворимые смолы, способные противостоять перетокам жидкости по стволу скважины собственно в пласте и не вступать с ней во взаимодействие, сохраняя исходный компонентный состав и соответствующие ему свойства раствора.

Тампонажная смесь СКМ-19. Смесь СКМ-19 разработана на основе мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62, отверждаемой 30 %-ным водным раствором хлорного железа. При перемешивании смолы с отвердителем через определенное время происходит потеря текучести, а затем интенсивное отверждение смолы и быстрое нарастание прочности тампонажного камня (табл. 8.8.).

Таблица 8.8
Свойства смеси СКМ-19

Температура, °С	Добавка хлорного железа, % (от массы смолы)	Сроки схватывания, ч – мин		Прочность через 6 ч, МПа	
		начало	конец	на изгиб	на сжатие
24	2	0–09	0–17	15*	30
	1	0–50	1–10	15	30
	0,5	2–00	3–00	15	30
50	0,3	0–30	1–40	14	26
	0,2	0–50	1–00	12,7	24,2
	0,1	3–30	4–35	2,4	3,8
70	0,25	0–25	0–40	5,6	12,7
	0,13	1–25	1–35	1,8	2,5
	0,08	2–00	2–30	0,3	0,3
90	0,08	0–50	1–05	1,6	4,2
	0,03	2–20	3–20	1,1	0,5
	0,01	3–25	4–30	–	0,4

*Разрушение образца на МИИ-100 и ПСУ-10 не происходит ввиду его высокой упругости.

Таблица 8.9
Сроки схватывания и прочность тампонажной смеси ТС-ФА

Объемная доля, %		Температура, °С	Давление, МПа	Сроки схватывания, ч — мин		Прочность через 24 ч, МПа	
мономера ФА	раствора			начало	конец	на сжатие	на изгиб
96,5	3,5	100	0,1	1—35	2—05	—	—
96,5	3,5	100	30	1—20	2—30	10,5	Пласти- чность
98	2	140	0,1	3—30	4—30	—	—
98	2	140	30	3—00	4—00	18,5	14,8
99	1	180	0,1	2—40	3—00	—	—
99	1	180	30	1—20	2—40	33	10

Для улучшения изолирующей способности в смесь рекомендуется вводить наполнители-опилки, кордное волокно, резиновую крошку и др. При разбавлении смеси минерализованной водой в соотношении 1 : 1 и 1 : 2 сроки схватывания увеличиваются соответственно на 10 и 40 %. При этом прочность тампонажного камня значительно снижается, однако остается удовлетворительной для перекрытия поглощающих каналов.

Тампонажная смесь ТС-ФА. Смесь ТС-ФА готовят на основе водонерастворимого фурфуролацетонного мономера (мономер ФА), отверждаемого 30 %-ным водным раствором хлорного железа. Термостойкость мономера ФА превышает 200 °С, плотность 1,09—1,17 г/см³. При хранении до года он почти не изменяет свои свойства и не теряет способности к отверждению. При температуре более 140 °С следует учитывать влияние избыточного давления на сроки схватывания смеси (табл. 8.9).

Вследствие низкой вязкости тампонажного состава целесообразно вводить в него до 10 % наполнителей (кордного волокна). При этом следует корректировать сроки схватывания до заданных значений, так как некоторые наполнители оказывают замедляющее действие на отверждение смеси ТС-ФА и поэтому при вводе в смесь наполнителей количество отвердителя увеличивают.

Смесь на основе латексов. Во ВНИИБТ разработаны тампонажные смеси на основе малоконцентрированных латексов (СКМС-ЗОАРК, ДВХБ-70, ДВМП-10Х и (СПС-ЗОИКПХ) с содержанием 25—30 % сухого вещества. Эти латексы коагулируют в водном растворе хлорида кальция, образуя плотную резиноподобную массу. Малоконцентрированные латексы

(МКЛ) перед использованием структурируют введением в них 0,5–1 % к массе порошкообразного КМЦ при круговой циркуляции латекса. Если КМЦ в виде раствора, то следует вводить 10 % от объема латекса 5–7 %-ного раствора КМЦ. Структурирование латексов способствует более равномерному распределению в них наполнителей (опилки, кордное волокно, резиновая крошка и др.), оптимальная добавка которых составляет 100–120 кг на 1 м³ латекса.

В промысловых условиях применяют две технологические схемы закачивания МКЛ в скважину. По первой латекс коагулируют на поверхности в специальном устройстве, состоящем из центральной трубы, бокового патрубка и камеры смешения. Латекс подается по центральной трубе, а хлорид кальция с наполнителем — через боковой патрубок. При отсутствии устройства используют тройник тампонажной линии. Максимальная концентрация хлорида кальция в водном растворе коагулюма 3 %. МКЛ смешивают с раствором хлорида кальция в соотношении 1 : 1 по объему. Эту схему применяют при полной потере циркуляции, когда поглощающий пласт представлен крупными карстами и трещинами.

По второй схеме латекс закачивают порциями (не менее трех), разделенными 3 %-ным водным раствором хлорида кальция объемом не менее порции латекса. Между МКЛ и водным раствором хлорида кальция закачивают буферную жидкость — пресную воду объемом 300–500 л. Объем одной порции латекса 1–2 м³.

Для надежной коагуляции МКЛ перед ним и после него следует закачать по 2–3 м³ водного раствора хлорида кальция. Чтобы закрепить коагулюм латекса, в поглощающий пласт закачивают БСС.

ТАМПОНАЖНЫЕ ПАСТЫ

Тампонажные пасты готовят на глинистой основе или на основе неорганических вяжущих веществ. Пасты на глинистой основе представляют собой высоковязкие тампоны, которые применяют для проведения тампонажных работ по снижению интенсивности поглощения с последующим закачиванием БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения. Пасты на основе неорганических вяжущих веществ являются твердеющими и со временем превращаются в тампонажный камень достаточной прочности. Ниже описаны пасты, наиболее широко используемые при изоляционных работах.

Таблица 8.10
Рекомендуемые рецептуры вязкой тампонажной пасты

Состав, %			Плотность, г/см ³	Вязкость, с	СНС _{1/10'} Па	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	Толщина глинистой корки, мм
Бентонит	Вода	Добавка, % (от объема раствора)					
13*	87	CaCl ₂ – 0,5	1,08	40	6/7,5	30	4
60**	40	CaCl ₂ – 1,5	1,28	46	7,5/9	39	7
60**	40	Цемент 0,5	1,28	125	6,9/6,9	44	10
*Иджеванский бентонит.							
**Биклянская комовая глина или альметьевский глинопорошок.							

Вязкая тампонажная паста (ВТП) обладает повышенной пластической прочностью,готавливаются с помощью цементировочного агрегата по рецептурам, приведенным в табл. 8.10.

Паста применяется для изоляции мелких поглощающих каналов, оценки поглощающей способности скважины и выбора последующего направления ведения изоляционных работ, а также для определения возможности перехода на промывку скважин глинистым раствором.

Гипаноглинистая паста (ГПП) получается смешением глинистого раствора, приготовленного на 15–20 %-ном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 8–10 %-ной концентрации. В раствор добавляют наполнитель из расчета 20–30 кг на 1 м³ раствора. На буровой смесь готовят двумя цементировочными агрегатами. В емкости одного готовят минерализованный буровой раствор с наполнителем, а в емкость другого заливают гипан. Агрегатом с буровым раствором начинают закачивание первым, а затем двумя агрегатами одновременно закачивают равные объемы компонентов смеси в скважину через тройник. Смесь продавливают в зону поглощения при закрытом превенторе: при этом в стволе оставляют столб смеси, превышающий мощность пласта не менее чем на 10 м. На 4–6 м³ гипана расходуется 5–6 м³ бурового раствора и 100–150 кг наполнителя. Термостойкость смеси до 180 °С.

Полиакриламидглинистая паста (ПГП) образуется смешением 1 %-ного раствора полиакриламида с минерализованным глинистым раствором в соотношении 1:3. Вязкость глинистого раствора должна быть не более 45 с по ПВ-5. Компоненты смеси с помощью двух ЦА подают в тройник, а

затем по колонне бурильных труб нагнетают в зону поглощения.

Соляроцементная паста (ПТЦ) получается смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе плотностью $1,8 \text{ г/см}^3$ с соляроцементным раствором плотностью $1,2 - 1,45 \text{ г/см}^3$. При смешении указанных растворов в соотношении $0,6 : 1,3$ получают пасты с пластической прочностью $1,8 - 2 \text{ кПа}$, а в соотношении $0,5 : 0,9$ пластическая прочность достигает 5 кПа . Сроки схватывания смеси регулируют добавками хлорида кальция. Соотношение объемов исходных растворов контролируют по их одновременному расходу.

Цементно-глинистую пасту (ПТЦГ) готовят смешением в тройнике-смесителе цементного раствора на водной основе с соляроглинистым раствором. Плотность цементного раствора $1,84 \text{ г/см}^3$, растекаемость $18 - 20 \text{ см}$; плотность соляроглинистого раствора $1,24 - 1,26 \text{ г/см}^3$. Сроки схватывания ПТЦГ регулируются добавлением ускорителей схватывания (табл. 8.11).

Начальная пластическая прочность тампонажной пасты зависит от соотношения объемов перемешиваемых растворов и плотности соляроглинистого раствора. Увеличение содержания бурового раствора, как и увеличение его плотности, приводит к повышению пластической прочности.

Хорошая прокачиваемость по бурильным трубам и высокая эффективность при тампонировании зон интенсивных поглощений отмечается у паст с начальной пластической прочностью $1,8 - 2,5 \text{ кПа}$.

Глиноцементная паста с сернокислым глиноземом представляет собой нерастекаемую массу, которая при перемешивании приобретает пластическую прочность $0,8 - 8,3 \text{ кПа}$. После прекращения перемешивания происходит интенсивный рост прочности структуры. Смесь рекомендуется использо-

Таблица 8.11
Зависимость сроков схватывания ПТЦГ от содержания CaCl_2

Содержание CaCl_2 , % (от массы цемента)	Сроки схватывания, ч — мин	
	начало	конец
—	5—20	8—30
3	3—40	5—20
5	2—30	3—20
7	2—00	3—10
10	1—30	3—00

Таблица 8.12

Рецептуры паст с сернокислым глиноземом

Добавка на 100 г цемента			Плотность, г/см ³	Пластиче- ская проч- ность через 60 мин пере- мешивания, кПа	Скорость восста- новления струк- туры, кПа/мин	Проч- ность на сжатие через 1 сут, МПа
Бенто- нит, г	Серно- кислый глино- зем, г	Вода, г/см ³				
20	3	75	1,76	3,8	0,35	2
30	3	90	1,67	2,2	0,27	3
40	3	105	1,65	1,4	0,18	2,3
50	3	120	1,68	1,6	0,22	1,4
20	6	85	1,7	1,8	0,15	2,1
30	6	95	1,67	4,8	0,14	2,5
40	6	110	1,64	6,3	0,7	1,4
50	6	125	1,62	3,6	0,11	1,7

вать при поглощении свыше 20—30 м³/ч. При большей интенсивности поглощения рекомендуется периодически прекращать закачивание продавочной жидкости на 10—15 мин после начала поступления смеси в пласт.

До начала операции цемент и глинопорошок затаривают равномерно в бункер цементно-смесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения, концентрацию которого контролируют по плотности раствора. После затворения тампонажную пасту закачивают в зону поглощения непосредственно по стволу скважины. Рекомендуется применять эти пасты до глубин 2000 м.

Рецептуры паст и некоторые их свойства приведены в табл. 8.12.

Глиноцементная паста с полиакриламидом (ГЦППАА) представляет собой высокоструктурированную не растекаемую тампонажную смесь плотностью 1,33—1,4 г/см³ и с высокой пластической прочностью. Смесь получают непосредственно в скважине при одновременной подаче в соотношении 1:1 цементного раствора плотностью 1,5 г/см³, затворенного на водном растворе полиакриламида концентрации 0,25—0,3 %, и глинистого раствора вязкостью 45 с по ПВ-5. Цементный раствор подается в бурительные трубы, а глинистый раствор — в затрубное пространство.

Метасоцементную пасту (МЦП) получают введением водно-щелочного раствора 10—15 % метаса в цементную суспензию, приготовленную на водном растворе хлорида кальция. Состав и свойства метасоцементных паст следующие.

Массовая часть компонента на 100 массовых частей цемента:				
метас	0,4	0,25	0,5	0,75
хлорид кальция.....	5	5	10	10
Водоцементное отношение	0,5	0,45	0,4	0,4
Густота по ГОСТ 310, 3—76, мм	33	6	9	12
Сроки схватывания, ч — мин:				
начало.....	2—50	3—00	2—50	1—20
конец.....	4—05	6—10	3—50	3—20

При растекаемости цементного раствора более 19 см по конусу АзНИИ в смесь следует вводить 2 % глинопорошка (от массы сухого цемента) или наполнителя. Приготавливают МЦП следующим образом. В емкость ЦА наливают воду и растворяют в ней кальцинированную соду, после чего туда засыпают метас и растворяют его посредством круговой циркуляции, периодически измеряя вязкость водно-щелочного раствора. По достижении необходимой вязкости циркуляцию прекращают. Цементный раствор приготавливают на водном растворе хлорида кальция с помощью второго цементировочного раствора и закачивают его в бурительные трубы одновременно с щелочным раствором метаса.

Гипсоцементная паста (ГЦП) образуется смешением цементного раствора, приготовленного на водном растворе хлорида кальция, с цементным раствором, содержащим раствор гипана 10%-ной концентрации, при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100, гипан 0,7—1, хлорид кальция 3—5, вода 50—60. Ниже приведены состав и свойства ГЦП.

Массовая часть компонента на 100 массовых частей цемента:				
гипан (10%-ный раствор).....	0,9	1	1	1
хлорид кальция	3,5	3,5	3,5	5
Водоцементное отношение	0,5	0,6	0,6	0,6
Пластическая прочность, кПа.....	4,5	2,5	4	2,2
Сроки загустевания, ч — мин.....	0—40	1—20	1—00	0—40
Сроки схватывания, ч — мин:				
начало.....	2—35	3—30	2—50	2—45
конец.....	3—45	4—45	4—20	3—45

Следует учитывать, что при введении гипана в цементный раствор, содержащий более 2 % хлорида кальция, могут возникнуть затруднения из-за образования в растворе отдельных полимерных сгустков.

Полиакриламидцементную пасту (ПААЦП) получают смешением цементной суспензии, приготовленной на водном растворе полиакриламида, с цементной суспензией на основе водного раствора хлорида кальция при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портландцемент 100;

ПАА (основное вещество) 0,14–0,2; хлорид кальция 3,5–5; вода 55–60. Состав и свойства ПААЦП с содержанием ПАА 0,1–0,15 % от массы цемента приведены ниже.

Массовая часть компонента на 100 массовых частей цемента:		
бентонит	—	1
хлорид кальция	3,5	5
Водоцементное отношение	0,55	0,6
Густота по ГОСТ 310, 3–76, мм	8	12
Пластическая прочность, кПа	1,8	2,9
Сроки загустевания, ч — мин	2–55	1–00
Сроки схватывания, ч — мин:		
начало	3–30	5–00
конец	2–30	6–55

Магнезиальную полиакриламидцементную пасту (МПААЦП) получают впрыскиванием раствора ПАА 2,5–3%-ной концентрации в магнезиально-цементную суспензию, приготовленную на растворе хлорида кальция, при следующем соотношении компонентов (массовая часть): портланд-цемент 100; каустический магнезит 5–10; ПАА 0,15–0,2; хлорид кальция 3,5–5; вода 45–50.

Свойства МПААЦП с содержанием 0,15 % ПАА, 10 % магнезита и 50 % воды приведены ниже (плотность 1,82 г/см³).

Содержание CaCl ₂ на 100 массовых частей цемента, %		
4	5	
Густота по ГОСТ 310, 3–76, мм	37	36
Пластическая прочность, кПа	59	54
Сроки схватывания, ч — мин:		
начало	1–50	0–45
конец	2–25	2–10

МПААЦП рекомендуется применять для изоляции зон поглощений в надсолевых трещиноватых коллекторах.

Гипаноцементные и полиакриламидцементные пасты успешно применяются в объединении "Пермнефть" для изоляции зон поглощений в пещеристо-кавернозных и пещеристо-трещиноватых закарстованных коллекторах.

§ 7. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ И ОРГАНОМИНЕРАЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

Широко применяемые тампонажные растворы на основе минеральных вяжущих не всегда обеспечивают надежное разобщение пластов.

Проблема качественного тампонирувания скважин остается очень актуальной. Для ее решения необходимы также тампонажные материалы, технологические характеристики

которых исключили бы недостатки, присущие минеральным вяжущим. Такими материалами могут быть тампонажные составы на основе макромолекулярных соединений.

Пластические массы имеют малую плотность, они устойчивы к различного рода коррозиям, многие из них обладают высокой адгезией к металлам и горным породам. Благодаря этим ценным свойствам их все шире используют во многих отраслях техники, в том числе в строительной практике.

Задача о разработке полимерных тампонажных материалов в общем виде может быть сформулирована следующим образом: система, пригодная для производства тампонажных работ, должна иметь невысокую начальную вязкость (не более $0,5 \text{ Па} \cdot \text{с}$), регулируемое время загустевания и затвердевать в безусадочный камень с определенными физико-механическими свойствами.

Возможности макромолекулярной химии, способной решать задачи о превращении жидких систем в твердые тела, которые предполагается использовать в качестве тампонажного камня, велики. Твердые монолитные продукты из жидких могут образовываться в результате одной из трех основных реакций: полимеризации и сополимеризации, поликонденсации, макроаналогичных превращений.

Получены новые тампонажные материалы с использованием метода макроаналогичных превращений. Из материалов этого класса наиболее интересным и изученным является вулканизируемый поливинилхлорид.

Тампонирующий материал на основе поливинилхлорида, обладая всеми преимуществами полимерных материалов, лишен недостатков портландцементных и шлаковых камней. Рецепт содержит поливинилхлорид марки Е-62 в виде порошка, дибурилфталат, ДБФ, О-оксилон, каолин и безводный хлорид цинка. Анализ показал, что наиболее рациональна следующая рецептура:

а) объемная доля ПВХ-5 составляет 8 % (это значение соответствует максимуму прочности и удовлетворительному времени загустевания, которое уменьшается при росте концентрации ПВХ);

б) объемная доля хлорида цинка находится в пределах 0,7–1,1 % (эти значения соответствуют среднему времени загустевания, прочность от концентрации хлорида цинка зависит слабо);

в) объемная доля каолина 18–20 % соответствует средним значениям времени загустевания и механической прочности и

дает удовлетворительную растекаемость состава по конусу АзНИИ;

г) объемная доля ДБФ 18 % соответствует максимальной прочности и максимальному времени загустевания;

д) максимальная прочность при достаточно длительных сроках загустевания отмечается при температурах 80–135 °С.

Тампонирующий раствор на основе поливинилхлорида можно успешно использовать при креплении скважин, температура в которых не превышает 135 °С. Наряду с указанными свойствами разработанный способ обладает очень важной особенностью. В результате хранения камня в различных средах установлена его способность набухать в водной среде на 15–20 %, а в углеводородной среде давать усадку на 20–28 %.

С учетом описанных преимуществ тампонирующий раствор на основе поливинилхлорида может быть использован при креплении скважин и для борьбы с поглощениями, а также для ремонтных работ в эксплуатационных скважинах с целью селективной изоляции пластов.

Аналогично получены тампонирующие составы на основе гипана, поливинилового спирта, карбоксиметилцеллюлозы, полиакриламида.

Полимерные тампонажные материалы имеют ряд преимуществ перед растворами минеральных вяжущих веществ:

1) низкую плотность и возможность ее регулирования в широких пределах;

2) регулируемое время загустевания;

3) способность фильтрующихся жидких фаз твердеть, что при проникновении их в глинистую или битумную корку, а также в проницаемую породу обеспечивает сплошность тампонажного камня, глинистой корки и породы;

4) возможность обеспечить адгезию тампонажного камня к металлу колонн и горным породам;

5) высокую седиментационную устойчивость;

6) отсутствие контракционных процессов в период твердения;

7) практически полную непроницаемость камня во всех случаях;

8) инертность шлама пластмассового камня к буровым растворам;

9) высокую инертность пластмасс к флюидам скважины.

Полиолефинцементные композиции. Здесь основополагающим является полиэтилен. Этот полимер термопластичен. Температура стеклования его 115 °С, плавления 137 °С, предел

прочности при разрыве 24,5 МПа, модуль упругости 210 МПа, разрывное удлинение 500 %. При температурах выше 130 °С при действии сильных окислителей связь С—Н способна диссоциировать, и полиэтилен в этих условиях может сшиваться в трехмерную структуру.

Присутствие коллоидного полиэтилена в цементном камне улучшает некоторые свойства последнего и иногда весьма значительно: повышаются пластичность камня и его деформационная способность, увеличиваются пределы прочности на изгиб и на разрыв, возрастает химическая стойкость, резко снижается водопроницаемость.

Полиэтилен вводят в полиолефинцементные композиции в виде твердых частиц или в виде дисперсии порошка полимера в воде или другой жидкости. Цементный камень, армированный полиэтиленовыми волокнами, имеет повышенную устойчивость к ударным нагрузкам.

Дисперсию полиэтилена в воде можно с успехом применять для модификации свойств шлакового камня. Полиэтилен-шлаковые композиции могут быть рекомендованы для применения в "горячих" нефтяных и газовых скважинах.

Поливинилхлоридцементные композиции. Поливинилхлорид (ПВХ) — белый аморфный полимер с высокой поверхностной твердостью (15–16 НВ). Макромолекулы ПВХ представляют собой полиуглеродные цепи большой длины, в которых 75 % свободных валентностей замещено атомами водорода и 25 % — атомами хлора. Температура стеклования ПВХ 81 °С, температура плавления 212 °С, но уже при 120 °С ПВХ начинает разлагаться, выделяя хлорид водорода. При использовании сополимеров с винилацетатом получен безусадочный цементный камень с большой влагонепроницаемостью.

Значительный интерес представляет использование латексов — сополимеров ПВХ с полиакрилатами. Латексы не коагулируют под действием поливалентных катионов, и их с успехом можно применять для модификации цементных растворов. Введение латексов в цементные растворы повышает подвижность последних, улучшает их прокачиваемость и снижает проницаемость камня в десятки раз. Использование сополимера винилхлорида и ненасыщенной кислоты, ее ангидрида или амида повышает эластичность цементного камня, а также его однородность.

Приведенные данные указывают на то, что цементные композиции, содержащие поливинилхлоридные сополимеры, можно рекомендовать для крепления скважин с невысокой

забойной температурой (до 50–60 °С) в условиях агрессии кислых вод.

Поливинилацетатцементные (ПВА) композиции. При температуре ниже 80 °С ПВА представляет собой стекловидный материал; выше этой температуры он размягчается и приобретает эластичные свойства. Последние сохраняются до температуры 120–130 °С; выше 130 °С ПАВ начинает разлагаться с выделением уксусной кислоты.

Поливинилацетат несколько набухает в воде, нерастворим в бензине, керосине, хорошо растворим в полярных органических жидкостях и ароматических углеводородах, обладает высокой адгезией к силикатным материалам. Малая гидролитическая устойчивость ПВА в щелочной среде цементного раствора не дает возможности длительно сохранять новые свойства камня. Процесс гидролиза резко ускоряется во влажной горячей среде. В процессе гидролиза ПВА постепенно превращается в поливиниловый спирт. При степени конверсии 60 % и выше поливиниловый спирт становится растворим в воде и при наличии перепада гидростатического давления или в результате осмотических перетоков вымывается из цементного камня.

Твердение композиций представляет собой комбинированный процесс гидратационного твердения цементного клинкера и высыхания дисперсии полимера. На формирование структуры цементного камня с добавкой ПВА благоприятное влияние оказывает добавление хлорида кальция. Количество добавки ПВА к цементу может изменяться от долей процента до 20–30 %, а для изготовления цементного клея можно добавлять до 50 % ПВА.

Введение полимера в цементный раствор вызывает удлинение начала схватывания, причем при конденсации полимера до 30 % это удлинение пропорционально содержанию полимера. Поливинилацетатцементные композиции обладают хорошими тампонажными свойствами, однако низкая гидролитическая устойчивость ПВА и снижение прочности композиций во влажной среде ограничивают возможности их применения. Композиции можно использовать для временной изоляции пластов при борьбе с поглощением бурового раствора и капитальном ремонте скважин.

Поливинилалкогольцементные композиции. Из синтетических полимеров алифатического ряда, содержащих в макромолекулах гидроксильные группы, в настоящее время промышленность выпускает в значительных количествах только поливиниловый спирт (ПВС). ПВС — один из немногих по-

лимеров, хорошо растворимых в воде, что облегчает его введение в цементный раствор. Высокая степень полимеризации ПВС (молекулярная масса 10^6 и более) и развернутая форма макромолекул в водной среде позволяют эффективно снижать водоотдачу цементного раствора. Добавка 0,4 % ПВС снижает водоотдачу от 40 до 20 мл за 30 мин, а добавка 0,8 % ПВС — до 5 мл за 30 мин.

Если ПВС в количестве 1–2 % вводить в цементно-песчаную (1 : 2) смесь, то прочность при сжатии возрастает. Увеличение содержания ПВС до 10 % придает цементному раствору повышенную клейкость — он хорошо соединяется со старым цементным раствором. Цементный камень в определенных условиях эксплуатации может быть улучшен добавлением ПВС, так как последний легко образует водонерастворимые комплексы со многими веществами, в частности, с соединениями бора. Введение комплексообразователей в цементный раствор позволит удерживать ПВС в цементном камне. Другой путь — введение ПВС в те цементы, которые должны эксплуатироваться при температуре выше 100°C . При этой и более высокой температуре, особенно в щелочной среде, ПВС сшивается в трехмерную структуру, образуя очень прочный каркас. Исследования показали, что ПВС может быть сшит в разбавленных растворах в трехмерную структуру при температуре $30\text{--}100^\circ\text{C}$ обработкой полимера окислительно-восстановительной системой, содержащей бихромат аммония и тиосульфат натрия.

Полиакрилцементные композиции. В эту группу веществ включены композиции на основе цемента с добавкой полиакриловой кислоты, ее солей и полиакриламида. Они хорошо растворимы в воде. В то же время перечисленные мономеры легко вступают в реакцию сополимеризации со многими полифункциональными мономерами, образуя трехмерные водонерастворимые продукты. Реакции полимеризации и сополимеризации, а также реакции функциональных групп с компонентами цементного клинкера идут при невысоких температурах с достаточно большой скоростью. Органический компонент может быть введен в цемент в виде мономера с последующей его полимеризацией при гидратации цемента или сразу в виде раствора полимера. Первый путь более распространен и находит значительное применение в горной и нефтедобывающей промышленности для крепления горных пород и цементирования скважин.

Второй путь использования в оргоцементных композициях производных акриловой кислоты — введение в цемент-

ный раствор полимера — также реализован промышленностью. Введение в портландцемент полиакриламида в небольших количествах способствует повышению начальной механической прочности камня.

Водные растворы полиакриловой кислоты (К-4) можно применять для получения быстросхватывающегося тампонажного материала в присутствии раствора хлорида кальция. Хлорид кальция вводят для образования избытка ионов кальция, иначе полимер, выводя из реакции кристаллизации ионы кальция, входящие в цементный клинкер, вызовет ухудшение технологических и механических свойств цементного раствора и камня. Эти тампонажные смеси имеют небольшую плотность, схватываются и твердеют независимо от агрессивности пластовых вод.

Однако чаще водные растворы полиакриловой кислоты и полиакриламида используют в виде небольших добавок для предупреждения схватывания цементных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин, при проведении работ в условиях повышенных температур, для снижения водоотдачи цементных растворов, а также в качестве коагулятора высокоструктурных гельцементов.

Добавление 0,015—0,025 % полиакрилонитрила (гипана) также замедляет гидратацию цемента и уменьшает водопотребность цемента, а в дальнейшем сокращает сроки схватывания.

Полистиролцементные композиции. Полистирол — прозрачный твердый полимер, очень прочный и весьма устойчивый в химическом отношении против действия минеральных реагентов. В воде полистирол нерастворим, в предельных углеводородах набухает, в ароматических и высокополярных органических жидкостях медленно растворяется. К преимуществам следует отнести высокую износостойкость полистирола, приближающуюся при трении к металлической сетке и при качении к износостойкости баббита. Полистирол проявляет очень слабую тенденцию к кристаллизации, что обусловлено структурной нерегулярностью макроцепей. Ниже 100 °С полистирол — стеклообразное тело, в интервале 100—150 °С — это каучукоподобный полимер, выше 150 °С он начинает плавиться.

Полистирол был применен для модификации свойств цементного камня четырьмя способами: затворением цемента на водополистирольной суспензии, затворением цемента на водополистирольной эмульсии, введением в цементный раствор кусочков полистирола, пропиткой готовых из-

делий стиролом с последующей полимеризацией стирола в блоке.

Введение 5–25 % сополимера в цементный раствор снижает водопотребность, повышает механическую прочность цементного камня. Композиции на основе цемента и дивинилстирольного латекса СКЗ-65ГП обладают высокой стойкостью к атмосферным осадкам. Этот же латекс можно с успехом применять для защиты от атмосферных воздействий ячеистого бетона. Введение в воду затворения стирола является по существу водоизменением первого способа, но имеет ряд преимуществ по сравнению с ним (более равномерное распределение полимера в массе цементного камня, более высокое качество получаемой композиции и т.д.). Однако этот способ имеет и существенные недостатки, основной из которых — необходимость проведения дополнительной операции полимеризации стирола.

Вместо стирола применяют и другие его производные (в частности, стиролакрилат) в количестве 1–5 %, позволяющие значительно удлинить сроки схватывания цементного раствора. Цементное кольцо может быть пропитано стиролом при изоляции зон поглощения путем установки стирольной ванны в зоне разбуренного цементного моста в том случае, если цементный экран негерметичен. В стирол перед закачкой его в скважину необходимо вводить инициатор полимеризации. Выбор инициатора зависит от температуры ствола скважины в зоне установки экрана. Для температур 70–90 °С целесообразно использовать пероксид бензола, для 90–120 °С — пероксид третбутилбензоила, для 120–140 °С — пероксид дитретбутила.

Фенолцементные композиции. Фенолальдегидные поликонденсаты (ФАС) относятся к наиболее распространенным и доступным синтетическим материалам. Поэтому исследование их совместимости с цементом приняло широкий размах. Существуют фенолформальдегидные ФАС кислотного и щелочного отверждения.

Рассмотрение механизма взаимодействия фенолов с компонентами цементного клинкера указывает на то, что фенолы реагируют с ионами кальция. Чем более многоатомным является фенол, тем длиннее и разветвленное образуются цепочки и тем выше начальная консистенция цементного раствора; чем больше фенола вводят в цементный раствор, тем больше выводится из реакции затворения ионов кальция и тем больше замедляются сроки схватывания. Однако при определенной концентрации фенола в присутствии формальде-

гида реакция поликонденсации начинает обгонять реакцию гидратации и скорость схватывания цементного теста возрастает. Начиная с концентрации фенола 10–12 % в смеси фенолоальдегидный поликонденсат способен образовать самостоятельную трехмерную структуру, отличающуюся высокой механической прочностью. Прочность цементных кристаллообразований снижается вследствие инактивации ионов кальция гидроксильными группами фенолов.

Добавка 25 % резорцинформальдегидного полимера в полимерцементной композиции приводит к увеличению прочности цементного камня в 2–3 раза и снижению проницаемости камня до нуля. Замена моноальдегидов (формальдегида, ацетальдегида) полиальдегидами (глиоксиметиленом) также увеличивает прочность камня. При отделении от раствора способен отверждаться как чистый фильтрат, так и фильтрат, наполненный различными инертными наполнителями. Если фильтрат отделяется в скважине, то, попадая в глинистую корку, он упрочняет ее и повышает адгезию к цементному камню, что значительно повышает качество крепления скважины. Введение ФАС в цементный раствор увеличивает химическую стойкость цементного камня, что подтверждается лабораторными исследованиями. Введение ФАС в цементный раствор снижает проницаемость цементного камня, позволяет увеличить количество инертных недорогих добавок в цементный раствор, повышает морозостойкость камня, увеличивает его пластичность и т.д.

Полиэфирцементные композиции. В эту группу веществ входят композиции, содержащие в качестве макромолекулярного компонента насыщенные или ненасыщенные сложные полиэфиры. В этом случае, когда для модификации цемента используют ненасыщенный полиэфир, он образует свою собственную пространственную сетку, что приводит к значительному улучшению свойств цементного камня.

Выпускаемые в настоящее время полиэфиры сравнительно дешевы, хорошо совмещаются с цементным раствором и камнем. Композиции, содержащие в качестве полимерного компонента полиэфиры на основе природных глицеринов, имеют очень низкую газопроницаемость.

Сложные насыщенные полиэфиры, образованные взаимодействием триметилопропана с адипиновой кислотой, придают портландцементу повышенную прочность при растяжении, однако в условиях повышенной влажности этот полиэфир в щелочной среде частично гидролизуются и увеличения

прочности не наблюдается. Почти все полиэфиры стойки в щелочной среде. Водостойкость как свойство они передают также и полиэфирцементным композициям. В кислой среде композиции подвергаются разрушению (например, в нефтях с большим содержанием серы).

Введение больших количеств полиэфира (например, до 20 % общей массы смеси цемента, заполнителя, воды и полимера) позволяет получить высокие скорости отверждения массы при температуре 10–20 °С.

К недостаткам полиэфирцементных композиций следует отнести их значительную усадку, связанную с большой усадкой полиэфиров в процессе полимеризации и поликонденсации (объемная 5–8 %, линейная 1,5–2,5 %).

Разработаны композиции, содержащие 20–80 % цемента и ненасыщенный полиэфир, а также сополимер для полиэфира (например, стирол). Эти композиции имеют повышенную текучесть. При смешении с водой они быстро затвердевают, образуя прочный непроницаемый камень. Такие составы можно использовать для перекрытия водопроявляющих горизонтов и укрепления набухающих глин, склонных к обвалообразованиям.

Силиконцементные композиции. Кремнийорганические соединения применяют для модификации цемента.

К классу кремнийорганических соединений принадлежит большое число веществ, очень разных по составу и свойствам, но объединенных тем, что главные цепи макромолекул содержат атомы кремния. Присутствие атомов кремния придает макромолекулярным соединениям ряд положительных качеств — высокую термостойкость, химическую инертность, гидрофобность, высокую совместимость с минеральными наполнителями, клейкость и т.д. Эти свойства резко повышают качество цементного камня.

В настоящее время предложен ряд рецептов органоцементных композиций, в которых органическими компонентами служат кремнийорганические соединения.

Кремнийорганические жидкости (например, ГКЖ-94) вводят в цемент при помоле в количестве до 0,15 %, что повышает удельную поверхность на 400–900 см²/г, т.е. на 20–25 %. Процесс помола клинкера ускоряется.

Твердые кремнийорганические соединения, например алкилиолсилосаны, могут быть добавлены в клинкер в тонкодисперсном виде (размер зерен 1 мкм) в количестве 0,1–4 %.

Водонерастворимые алкил(арил)-гидридсилсесквиоксаны в

качестве добавок к клинкеру придают цементам гидрофобность.

Водорастворимые кремнийорганические соединения добавляют и в цементный раствор. Количество добавок при этом может колебаться от 0,025 до 10 %, но в некоторых случаях достигает и 100 % (по отношению к сухому цементу). Введение небольших добавок кремнийорганических соединений повышает пластичность смесей, уменьшает водоотдачу и водопотребность. Некоторые добавки, например этиловый эфир ортокремнёвой кислоты, приводят к повышению прочности цементного камня в среднем на 15–20 %.

Полисахаридцементные композиции. Наибольшее распространение получила целлюлоза, которая представляет собой реакционноспособное вещество, легко взаимодействует с некоторыми химическими реагентами и дает производные с различными заместителями. На основе целлюлозы в последнее время были синтезированы натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, сульфоэтилцеллюлоза и др. Во всех этих веществах функциональные группы содержат кислотные группировки, поэтому по характеру действия на цемент целлюлозные производные очень напоминают органические кислоты.

Смолоцементные композиции. К этой группе композиций относятся такие, в которых роль полимерного компонента выполняют природные смолы. К природным смолам относят деготь различного происхождения, пеки, асфальты, кумарониинденовые смолы, парафины, лигнин, битум и т.д. Эти вещества обладают различными свойствами и их применяют для разных целей.

Нефтяные смолы, получаемые путем каталитической полимеризации веществ, остающихся при нефтепереработке, вводят в цементный раствор в виде эмульсии, и они так же, как полиэтилен, улучшают прокачиваемость цементной массы, снижают проницаемость цементного камня и в небольшой степени повышают его эластичность (по данным А. Кэндзи, Япония).

Несмотря на сравнительно небольшую стоимость, природные смолы нашли весьма ограниченное применение для приготовления тампонирующих составов.

Отверждаемые буровые растворы для тампонажных работ в скважинах. Модификация цементов добавками макромолекулярных соединений улучшает качество цементного раствора и камня, однако основные их недостатки сохраняются.

В научной литературе и среди специалистов-нефтяников давно дебатруется вопрос о возможности использования в качестве тампонажных материалов обработанных соответствующим образом буровых растворов. Однако техническое решение этой проблемы сопряжено со значительными трудностями.

Для отверждения буровых (глинистых) растворов в последние необходимо ввести такие вещества, которые были бы способны в результате физических или химических превращений образовать пространственную надмолекулярную структуру, в ячейках которой заключался бы буровой раствор.

Анализ возможных путей отверждения буровых (глинистых) растворов приводит к тому, что наиболее реальным способом получения отверждаемых буровых (глинистых) растворов (ОГР) является способ формирования в среде бурового раствора полимерной пространственной сетки. Трехмерный полимер может быть получен за счет реакций полимеризации, поликонденсации, сшивки или вулканизации.

В настоящее время у нас в стране ведутся работы по отверждению буровых (глинистых) растворов макромолекулярными соединениями. Результаты выполненных исследований позволяют считать, что проблема отверждения буровых растворов в принципе решена, т.е. можно превратить буровой раствор в тампонажный камень в условиях заколонного пространства скважин.

При поликонденсации фенолов и альдегидов в присутствии катализаторов ($\text{pH} < 7$ или $\text{pH} > 7$) образуются макромолекулярные продукты линейного или разветвленного строения. Для отверждения буровых растворов представляют интерес те случаи, когда образуются трехмерные продукты, так называемые резиты. Характер образования резитов обусловлен особенностями строения фенолов и альдегидов, механизмом действия катализаторов и физическими процессами, сопровождающими химическую реакцию.

Тампонажные составы ТСД-9, ТС-10 и ФРЭС первоначально предназначались для закрепления призабойной зоны скважины. Эти составы можно применять для проведения всех видов изоляционных работ в скважинах в качестве отверждающих агентов для буровых растворов. Составы содержат сланцевые суммарные алкилрезорцины, подщелоченные водным раствором едкого натра и стабилизированные спиртами и гликолями. Для образования твердого тела на основе воды смесь должна содержать 20–30 % ТС-10 или 30–

40 % ТСД-9, 25–70 % формалина (к фенолам), остальное – вода.

Измерение времени загустевания растворов на консисто-метрах КЦ-4 и КЦ-5 показывает, что их консистенция в течение определенного времени остается неизменной, а затем жидкая система быстро переходит в твердое тело.

Время загустевания растворов зависит от состава и температуры. Прочность образующегося камня также зависит от этих факторов и колеблется в пределах: $\sigma_{сж} = 0,5\div1,2$ МПа, $\sigma_{изг} = 1\div2$ МПа.

Ввод в буровой раствор, обработанный УЩР, состава ТСД-9 приводит к образованию малоподвижной массы. Лишь при смешении примерно равных объемов ТСД-9 и бурового раствора плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$ удается получить легкопрокачиваемую смесь.

Состав ТС-10 не вызывает загустевания бурового раствора, вследствие чего удается подобрать рецептуры с содержанием бурового раствора до 70 % общего объема смеси. Предварительные опыты, выполненные с ТС-10, показали, что рецептуры тампонажных растворов характеризуются хорошими технологическими, физико-механическими и химическими свойствами.

Во многих районах страны вода, на которой идет приготовление буровых растворов, содержит значительное количество поливалентных солей. В некоторых случаях карбонатная жесткость доходит до $(80 - 100)10^{-3}$ моль/л.

Результаты исследований свидетельствуют о том, что составы, содержащие ТС-10, формалин и буровой раствор, не могут быть использованы при температуре выше 40°C .

В связи с этим представляло интерес испытать вместо формальдегида в свободном виде связанный формальдегид-уротропин (продукт взаимодействия формальдегида с аммиаком), а также менее реакционноспособный альдегидфурфурол, дающий термостойкие поликонденсаты. При определенном соотношении ТС-10, бурового раствора, формалина, уротропина или фурфурола можно подобрать технологически приемлемые составы в интервале температур $40 - 80^\circ\text{C}$. В качестве наполнителя применяли буровой раствор плотностью $1,18 - 1,20 \text{ г/см}^3$; вязкостью 35 с по ПВ-5; с водоотдачей $5,3 - 6,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ по ВМ-6; $\text{СНС}_{1/10} = 5,8/10$ Па. Предел прочности пластмассовых образцов при изгибе через 2 сут составлял $1 - 2$ МПа.

Исследования с буровыми растворами другой плотности показали, что с ее увеличением прочность образцов повыша-

ется ввиду снижения содержания жидкой фазы в смеси. Фильтратоотдача составов превышает водоотдачу исходного бурового раствора на 30–60 %, однако фильтрат поликонденсируется в твердую пластмассу.

Проницаемость образцов, получаемых из любых составов при различных режимах, во всех случаях оставалась низкой и не превышала $(0,1 \pm 0,2) 10^{-3}$ мкм².

Вследствие малой плотности формалина ($1,07 - 1,1$ г/см³) и ТС-10 ($1,16$ г/см³) плотность отвержденного бурового раствора оказывается несколько меньше его исходной плотности.

В пресной воде наблюдается незначительное набухание образцов, а в высокоагрессивном по отношению к цементному камню растворе сернокислого натрия размеры образцов практически не изменялись при хранении в течение 30 мес. Размеры образцов резко уменьшались в растворе хлорида магния в первые две недели хранения образцов, что можно объяснить дополнительной сшивкой макромолекул ионами магния по ОН-группам фенольных колец, что подтверждается сравнительно высокой прочностью образцов, хранившихся в этом растворе. Прочность образцов, хранившихся в дистиллированной воде и растворе сернокислого натрия, практически не меняется.

По имеющимся данным можно заключить, что разработанные составы с успехом можно применять при изоляционных работах в интервалах, не содержащих отложений поливалентных солей. Последние опыты, проведенные нами, показали, что если в отверждаемый буровой раствор ввести 3–5 % натриевых солей высших жирных кислот, то влияние поливалентных катионов подавляется. Образцы, содержащие такую добавку, сохранялись в кипящих насыщенных растворах хлоридов магния и кальция в течение 48 ч, не изменяя линейных размеров. Прочность образцов при этом увеличилась на 30–50 %.

В результате изучения процессов отверждения буровых растворов алкилрезорцинами и альдегидами установлены следующие основные закономерности:

1) плотность отверждаемого бурового (глинистого) раствора (ОГР) равна или несколько ниже плотности исходного бурового раствора, что обеспечивает подъем тампонажного раствора практически на любую высоту от башмака колонны;

2) фильтратоотдача ОГР близка к фильтратоотдаче исходного бурового раствора, при этом фильтрат способен поликонденсироваться с образованием твердого тела, что при его

проникновении в фильтрационную корку и породу обеспечивает монолитную связь тампонирующего состава со стенками скважины;

3) время загустевания регулируется подбором соответствующих соотношений компонентов;

4) ОГР характеризуется высокой седиментационной устойчивостью и отсутствием контракционных процессов в период твердения;

5) прочность тампонажного камня зависит от плотности глинистого раствора и растет вместе с ней, достигая предела прочности при изгибе $\sigma_{изг} = 5\div 7$ МПа для раствора плотностью 1,6 – 1,8 г/см³;

6) водогазопроницаемость камня близка к нулю;

7) шлам камня инертен к буровому раствору.

Промысловые испытания ОГР проведены более чем в 70 скважинах, в том числе при первичном тампонировании, ликвидации негерметичности обсадных колонн и изоляции зон поглощений в б. объединениях "Краснодарнефтегаз", "Кубаньгазпром", "Куйбышевнефть", "Запсибурнефть", "Татнефть", "Башнефть", "Ставропольнефтегаз" и "Оренбургнефть".

В результате проведенных испытаний установлены технологическая и экономическая эффективность ОГР при ликвидации негерметичности обсадных колонн и изоляции зон поглощений.

ě è à ě é ä ã à í Ŏ ě Ä í ï ê õ

1. Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей. — М.: Недра, 1981.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 т. — М.: Недра, 1993—1995. — Т. 1—4.
3. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. — М.: Недра, 1987.
4. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 1984.
5. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. Технология промывки скважин. — М.: Недра, 1981.
6. Промывочные жидкости и тампонажные растворы/ А.И. Булатов, Н.Н. Круглицкий, Н.А. Мариампольский, В.И. Рябченко. — Киев: Техника, 1974.
7. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. — М.: Недра, 1990.
8. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. — М.: Недра, 1979.
9. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Под редакцией проф. А.И. Булатова/А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, В.И. Крылов и др. — М.: Недра, 1981.
10. Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т./ А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников и др. — М.: Недра, 1997—1998. — Т. 1—5.