

Глава 7

ПРОМЫВКА СКВАЖИН И БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

При бурении скважин важнейшее значение имеют буровые промывочные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит эффективность буровых работ.

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 растворов, отсутствием надежных методов и средств управления ими.

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 раствора и других специальных жидкостей.

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

Различают физические и химические свойства бурового раствора. В свою очередь, физические свойства делятся на термодинамические, коллоидно-реологические, фильтрационные, теплофизические и электрические (рис. 7.1). Термины, характеризующие эти свойства, и их определения приведены в табл. 7.1.

Термины и определения, отражающие основные операции технологического процесса промывки скважин, приведены на рис. 7.2 и в табл. 7.2.

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. 7.3) 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.



Рис. 7.1. Классификация основных свойств бурового раствора

Таблица 7.1

Термины и определения основных показателей бурового раствора

Термин	Размерность	Определение
Плотность	кг/м ³ (г/см ³)	Масса единицы объема бурового раствора
Условная вязкость	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

Продолжение табл. 7.1

Термин	Размерность	Определение
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
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 дисперсионной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время
Показатель коллоидальности	—	Величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсионной фазы бурового раствора, определяемая количеством вещества, адсорбированного единицей массы дисперсионной фазы
Коэффициент коллоидальности	—	Величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсионной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсионной 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
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 дисперсионной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения компонентов за определенное время
Удельная теплоемкость бурового раствора	Дж/(кг·°C)	Количество теплоты, необходимой для нагревания единицы массы бурового раствора на один градус



Рис. 7.2. Классификационная схема промывки скважин

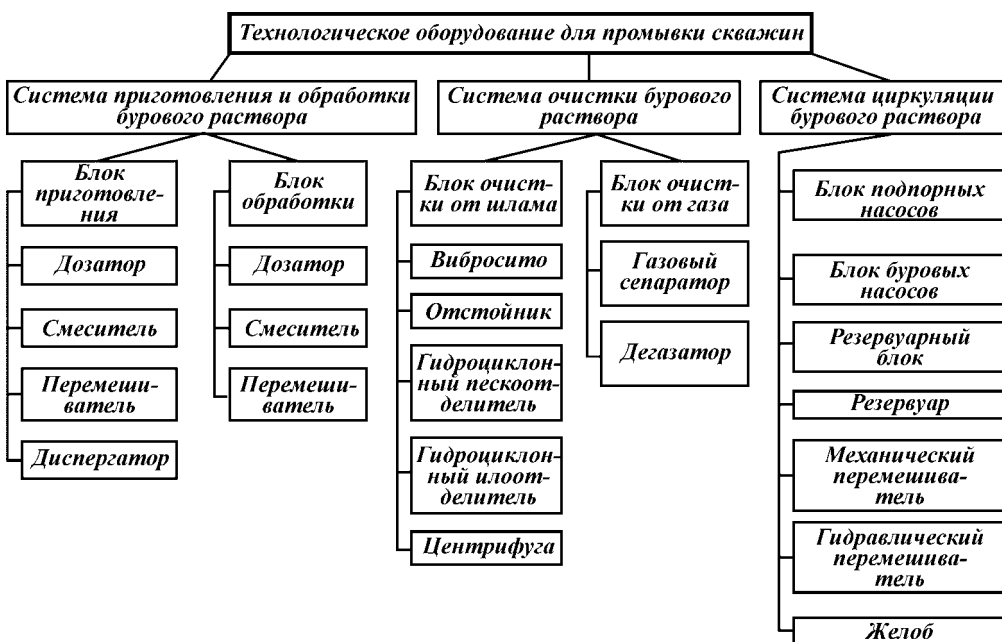


Рис. 7.3. Классификационная схема технологического оборудования для промывки скважины

Продолжение табл. 7.1

Термин	Размерность	Определение
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 7.2

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
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. 7.2

Термин	Определение
Очистка бурового раствора от шлама	Комплекс технологических операций, заключающийся 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

7.1. 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. 7.3.

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.

Одной из функций промывки считают разрушение забоя скважины. Это требование не является обязательным, так как основную роль в раз-

Таблица 7.3

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 овалы 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

рушении 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 элементами долота.

С целью интенсификации размыва забоя циркулирующим буровым раствором 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 интервалах неустойчивого разреза потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в результате повышения дифференциального давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др.

Основной функцией промывки скважин является очистка забоя от разрушенной долотом породы и вынос шлама из скважины. Чем быстрее удаляются осколки породы с забоя потоком бурового раствора, 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 подачу раствора к забою через насадки долота. Этот 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 кавернозность ствола. Эти отрицательные явления приводят к снижению эффективности работы оборудования для очистки буровых растворов, увеличению затрат на ремонт насосов и вертлюгов, перерасходу материалов на приготовление и обработку буровых растворов, излишним энергетическим затратам, ухудшению качества крепления скважин.

Обязательное требование к процессу промывки скважин — выполнение функций транспортирования шлама на дневную поверхность. Очевидно, чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем интенсивней 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 необходимо ограничить сверху, чтобы избежать размыва ствола, боль-

ших потерь напора, значительного повышения гидродинамического давления в скважине над гидростатическим.

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 растворе, 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 противодавление на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов.

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 проникновения фильтрата бурового раствора в поры породы за счет фильтрации, осмоса и др.

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.

Важное технологическое качество бурового раствора — удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При росте реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом увеличиваются 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. 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, рас-

твор способствовал бы уменьшению энергетических затрат на бурение, сокращению аварий с бурильными колоннами, что особенно важно 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. 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 скорость 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 скважин.

7.2. 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 разбуривании 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 об-

работке 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. Как правило, они 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. 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.

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 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 кг/м³ предельное статическое напряжение сдвига и вязкость убывают до некоторого минимума. 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 статическое 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 происходит структурообразование и коагуляция.

Влияние анионов на свойства буровых растворов проявляется следующим образом. 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 вязкость и предельное статическое напряжение сдвига значительно повышаются.

Жидкое стекло способствует росту рН системы, добавки его могут привести к росту значения рН 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 применяют 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 $Ca(OH)_2$ 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 буровые растворы 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 $(NaPO_3)_6$, тетрафосфат натрия $Na_6P_4O_{13}$, пирофосфат натрия $Na_4P_2O_7$ — применяют для понижения вязкости и предельного направления 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), гидролизированный полиакрилонитрил (гипан, К-4), метакриловый сополимер (метас), гидролизированный 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 воздействием каустической соды $NaOH$ на бурый уголь. При этом содержащиеся в буром угле гуминовые кислоты, не растворимые в воде, растворяются в каустической соде.

Для получения качественного УЩР важно обеспечить максимальное

извлечение из бурого угля гуминовых кислот. 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. Состав реагента записывают упрощенно, например УЩР-13-2.

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).

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.

В последние годы освоено приготовление сухого углещелочного реагента, который поступает к потребителю в виде порошка, упакованного в бумажные мешки.

Торфощелочной реагент (ТЩР) 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 должен иметь плотность $1,28 \text{ г/см}^3$, 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 снижение 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 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, ангидритах, аргиллитах. Эффективно работает в ингибированных, известковых, гипсовых, хлоркальциевых 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 буровых растворов 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. Используется в качестве понизителя вязкости и напряжения сдвига и применяется в виде 5%-ного 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. Выпускают в жидком и пастообразном виде. Сунил хорошо растворим в воде, является эффективным понизителем вязкости и статического напряжения сдвига, применяется в виде 10%-ного водного раствора, рН которого составляет 7. Сунил используется без добавок каустической соды. Обработанные им буровые растворы могут иметь рН, близкий к 7.

Лесохимический полифеновый 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 фенолокислый 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 продукта 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 одушины 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. Он также весьма эффективно понижает вязкость и предельное статическое напряжение сдвига.

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.

Крахмал – смесь полисахаридов, имеющих общую формулу

$(C_6H_{10}O_5)_n$, содержится в большинстве растений. Для обработки промысловых 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 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 1,7 г/см³. Она растворяется в количестве до 10 %, затем растворимость ее ухудшается.

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

В зависимости от условий бурения для обработки буровых растворов используют 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 высоко-

температурных 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 гипан широко используется совместно с УЩР. В Пермской области при хлорнатриевой агрессии он применяется в сочетании с ССБ.

Расход этого реагента для обработки пресных буровых растворов 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 растворов, колеблются в пределах от 0,50 до 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 рН, 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. Соотношение 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 (ПАВ), 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 удастся получить буровые растворы плотностью выше 1,3 г/см³ из-за сильного повышения вязкости. Повысить плотность можно 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.

7.3. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ

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.

На рис. 7.4 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также

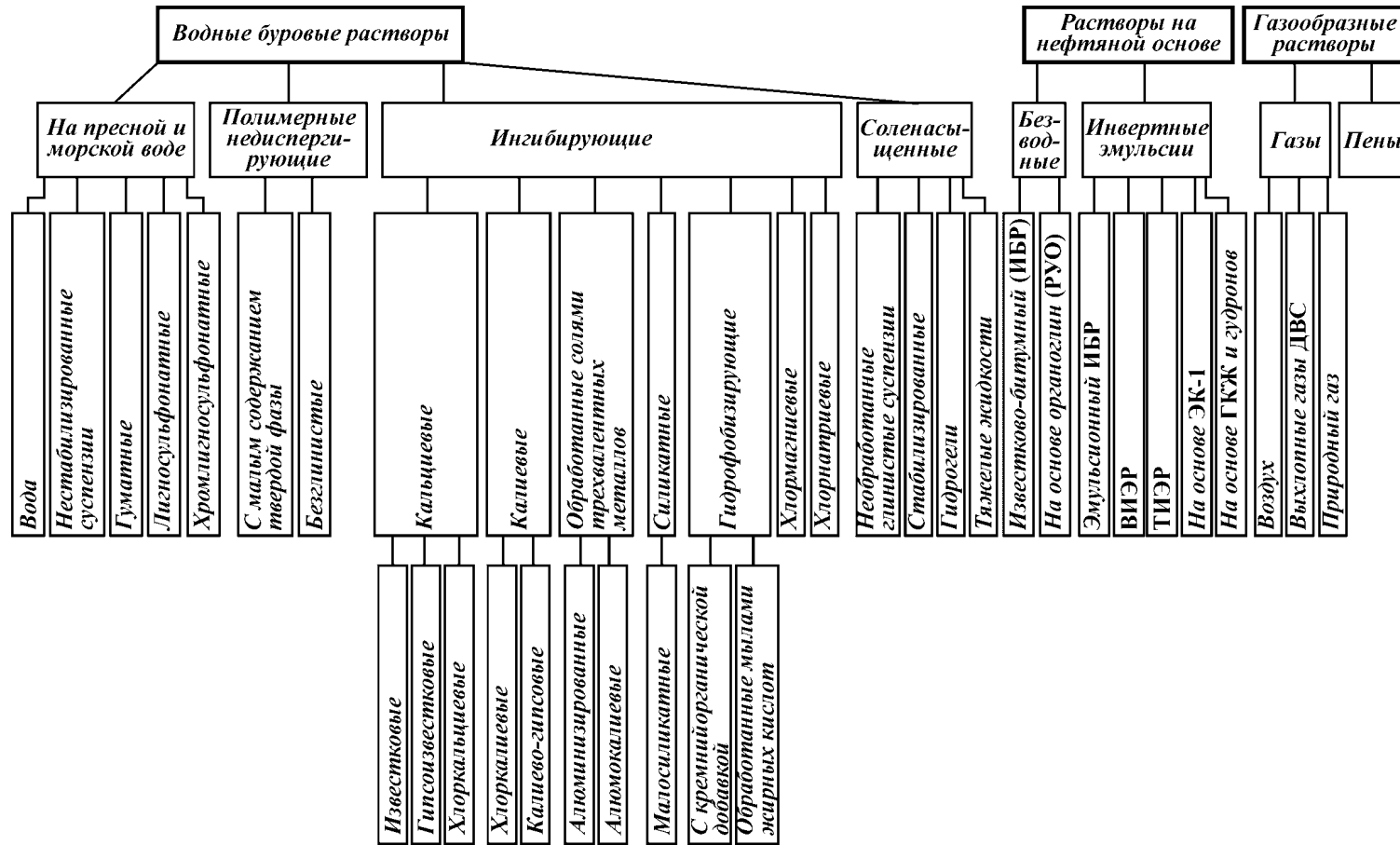


Рис. 7.4. Классификация буровых растворов

характер их действия. Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются, исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

7.3.1. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

В результате использования в качестве бурового раствора технической и морской воды вместо глинистого раствора проходка на долото повышается на 15–20 %, а механическая скорость проходки – на 25–40 %.

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 растворы (суспензии) и суспензии из выбуренных пород представляют собой водные суспензии, образованные в процессе бурения путем «самозамеса» из разбуриваемых пород.

Применяют их в основном при бурении с поверхности в устойчивом разрезе, сложенном малопроницаемыми породами. В зависимости от типа исходной глины и состава разбуриваемых пород такие растворы имеют в среднем следующие показатели: плотность 1,05–1,24 г/см³, условную вязкость 25–50 с; показатель фильтрации, СНС и рН не регламентируются.

В процессе бурения показатели нестабилизированных глинистых суспензий из выбуренных пород регулируют, разбавляя их водой.

Гуматные растворы – это буровые глинистые растворы, стабилизированные 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 (полиакрила-

тами, 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 – буровые глинистые растворы, стабилизированные лигносульфонатными реагентами (иногда в сочетании с УЩР).

Используются при разбурировании 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 = 5÷45 дПа, СНС₁₀ = 12÷90 дПа, рН = 8÷10.

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 разбурирования 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 рН 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 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, рН = 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, рН = 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 буровые растворы — водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбураемых 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 УЦР. 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.

Таблица 7.4

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, ГЖК-11	0,4
Понизитель фильтрации, загуститель Разжижитель- дефлокулянт	Сайпан, ги- пан, НР-5	0,125–0,15	«	0,1–0,2	М-14	0,2
	НТФ	0,05–0,1	ПАК	0,05–0,1	НТФ	0,05–0,1

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 $(10\div 15)10^6$ молекулярной массы (ПАА), выполняет функции флокулянта и ингибитора глин, другой – средней $(2\div 6)10^5$ 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).

Типичные рецептуры полимерных недиспергирующих растворов на основе акриловых полимеров приведены в табл. 7.4.

7.3.2. 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, переводящих растворы в гидроокиси;

г) обработки высокощелочными соединениями, увеличивающими глиноёмкость буровых растворов;

д) использования модифицированных лигносульфонатов;

е) обработки раствора полимерными соединениями.

В практике бурения скважин при разбурировании глинистых пород для уменьшения числа осложнений, связанных с загустеванием раствора, сальникообразованиями и нарушениями целостности ствола скважины, нередко используют высокощелочные глинистые и безглинистые растворы с $pH = 11\div 13$. К ним относят растворы, обработанные лигносульфонатами в сочетании с едким натром, известковые, алюминатные, безглинистые, солестойкие.

Все высокощелочные системы ограничено термостойки, и чем выше коллоидность разбуриваемых пород, тем ниже термостойкость раствора.

Химические реагенты-стабилизаторы в высокощелочной среде работают хуже.

Алюминатные растворы — это буровые глинистые промывочные растворы из кальциевой глины, которые содержат ингибирующую добавку — высокощелочной алюминат натрия, стабилизированный лигносульфонатами.

Алюминатные растворы бывают пресными и соленасыщенными. Пресные 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. Плотность получаемого раствора 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 рН — это 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 разбуривании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноемкость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов.

В отличие от алюминатных известковые растворы — ограниченной солестойкости (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. Для приготовления известкового раствора можно использовать пресный раствор.

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.

Известковые растворы применяют до температуры 100–120 °С.

Безглинистые солестойкие растворы (БСК) состоят из бурого угля, каустической соды, воды и гидроксида поливалентного металла; применяются при проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпавшихся 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 катионов 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 затвердение 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 – 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 рН – кальциевый буровой раствор, содержащий в качестве ингибитора-носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая растворимость которого обеспечивается пониженным значением рН раствора (9–9,5), предназначен для разбуривания глинистых отложений; термостоек до 160 °С.

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате, содержание извести в растворе и рН раствора.

На приготовление 1 м³ известкового раствора с низким рН 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, рН = 8,5÷9,5.

Основные характеристики раствора следующие: содержание извести должно поддерживаться в пределах от 0,5 до 1 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате – 500–600 мг/л.

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, рН бурового раствора и может быть в пределах от 700 до 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 ФХАС) 5–10, Са(ОН)₂ (или КОН) – 2–3, КМЦ 3–5, Na₂Cr₂O₇ (или K₂Cr₂O₇) 0,5–1, гипса (или алебаstra) 15–20, пеногасителя 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.

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 разбурировании аргиллитов. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбурировании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Из-за отсутствия эффективных кальциестойких реагентов термостойкость раствора 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, $\text{СНС}_1 = 12\div 24$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 30\div 60$ 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, CaCl₂ 10–20, Ca(OH)₂ 3–5, NaOH 3–5, воды 920–870, пеногасителя 5–10.

Калиевые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Наиболее быстрое насыщение глинистыми ионами калия происходит при pH = 9÷10.

Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, различающихся составом и некоторыми свойствами.

Хлоркалиевые 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 хлоркалиевого 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, $\text{СНС}_1 = 12\div 60$ дПа, $\text{СНС}_{10} = 36\div 120$ дПа, pH = 9÷9,5.

Основной показатель качества – содержание хлорида калия в фильтрате, которое в большинстве случаев должно иметь значения от 30 до 70 г/л, однако в зависимости от условий бурения может быть увеличено до 150 г/л.

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 разбурирования высококоллоидальных глин, когда хлоркалиевый 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, оксила (КССБ-4) 30–50, КМЦ (крахмала) 5–10, КС1 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 фильтре (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 (рН ≤ 4). При повышении щелочности соли алюминия, хрома и железа переходят в нерастворимые в воде гидроксиды соответствующих металлов.

Буровые растворы имеют рН = 7, поэтому добавляемые в раствор соли переходят в гидроксиды, а при высоких значениях рН – 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 °С и выше.

Для приготовления раствора используют высококоллоидальную и комовую глины, сернокислый или хлористый алюминий, гидроксид натрия. В качестве разжижителя применяют модифицированные хромлигносульфонаты (оксил, ОССБ и др.). Снижение фильтрации достигается вводом полимерного реагента – КМЦ, метаса, М-14, гипана и др.

На приготовление 1 м³ 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, оксила 10–30, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Оптимальные значения рН бурового раствора, обработанного солями алюминия, находятся в пределах от 8,5 до 9,5.

Алюмокалиевый раствор содержит в качестве ингибирующей добавки алюмокалиевые квасцы и гидроксид калия; рН 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, KAl(SO₄)₂ 3–5, КОН 1–3, K₂Cr₂O₇ 0,3–0,5, воды 960–920, оксила 20–30, метаса (или М-14) 3–5, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Силикатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбурировании осыпающихся 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, Na₂SiO₃ 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; СНС₁ = 9÷45 дПа, рН = 8,5÷9,5. Оптимальное значение рН, при котором раствор считается термостойким, находится в диапазоне 8,5–9,5. Повышение структурно-механических характеристик достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЩР.

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 берут в соотношении 1:20 (в пересчете на 6%-ный ПАА марки АМФ это составляет 1:6, а на товарный ПАА:ГС – 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, СНС₁ = 12÷60 дПа, СНС₁₀ = 27÷90 дПа, рН = 8÷9.

Раствор, обработанный мылами жирных кислот, содержит в качестве добавок алюминиевые мыла высших жирных и нафтеновых кислот, обес-

печивающих 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 pH 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, СНС₁ = 6÷18 дПа, СНС₁₀ = 12÷24 дПа, pH = 8÷9.

7.3.3. 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.

Раствор на основе гидрогеля магния 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 гидрогель 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 приобретает гелеобразную консистенцию. После того как условная вязкость повысится до 30–40 с, а СНС₁ – 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): MgCl₂ (или MgSO₄) 300–280, NaOH 15–20, Mg(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, СНС₁ = 6÷36 дПа, СНС₁₀ = 12÷42 дПа, pH = 7,5÷8,5.

7.3.4. 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-магниевого солей.

Степень гидратации глин зависит от активности водной фазы в растворе и косвенно ее оценивают по давлению водяных паров.

Как показывают результаты исследований ВолгоградНИПИнефти, процесс гидратации глин можно частично снизить или полностью приостановить, повысив концентрацию электролита в водной фазе инвертной эмульсии.

Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

Известково-битумный раствор (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 разбурировании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбурировании 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 имеет высокую термостойкость (200–220 °С). Разработан в ГАНГ им. И.М. Губкина.

Содержание компонентов в 1 м³ ИБР различной степени утяжеления приведено в табл. 7.5.

Учитывая непостоянство состава и свойств большинства исходных материалов, используемых для приготовления ИБР, указанный в табл. 7.10 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 проявления сероводорода.

Составы ИБР-2 и ИБР-4 различной плотности приведены в табл. 7.5, а показатели их свойств — в табл. 7.6.

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.

Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР) — инвертная

Таблица 7.5

Состав известково-битумных растворов (кг на 1 м³ раствора)

Компонент	Плотность, г/см ³											
	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
Бентонит	64	60	56	52	48	44	40	36	32	28	24	20
Вода	32	30	28	26	24	22	20	18	16	14	12	11
Сульфонол	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
СМАД-1	10	10	10	10	10	10	15	15	15	15	15	15
Эмультал	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Барит + ЖС-7	267	404	541	678	806	952	1083	1220	1357	1494	1630	1747
ИБР-4												
Дизельное топливо	597	580	583	546	527	509	493	474	456	438	421	403
Битум	98	92	86	80	74	68	62	56	50	44	38	32
Известь (в расчете на ее активность, составляющую 60 % по СаО)	196	183	169	156	142	129	115	102	88	75	61	48
Вода	40	37	34	32	29	26	23	21	18	15	12	10
Бентонит	53	50	47	44	41	38	35	32	29	26	23	20
Кр ¹	12	13	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
Барит + ЖСК-7	204	345	487	626	796	910	1050	1191	1333	1474	1614	1755

¹ Кр на 1 м³: 400 л сульфонола НП-3 (40%-ный раствор); 40 кг СаСl₂; 195 л СМАД-1; 195 л ИКБ-4 «Н»; 195 л дизельного топлива.

Таблица 7.6

Показатели свойств ИБР-2 и ИБР-4

Показатели	Предел изменения			
	ИБР-2	ИБР-4		
		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

Примечания: 1. Электростабильность 600 В. 2. Для ИБР-4 цифры 1, 2, 3 обозначают номера рецептур.

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)

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 NaCl 450 л, СМАД 30–40 л; эмульгатор (эмультал) 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) разработан совместно ВНИИБТ и СевКавНИПИнефть. 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. Применяют его 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 вязкости выше зоны забоя и большой скоростью набора прочности структуры.

Оптимальные составы базового ТИЭР с различным пределом термостойкости приведены в табл. 7.7, а составы утяжеленных эмульсий в зависимости от их плотности, водомасляного отношения и концентрации органоглины – в табл. 7.8.

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.

Таблица 7.7

Оптимальные составы термостойких эмульсий

Соотношение фаз (вода:масло)	Концентрация бентонитовой глины, %			Предел термостойкости, °С
	черкасской	саригюхской	асканской	
60:40	2	1,5	1	100
60:40	3	2	1,5	125
60:40	–	3	2	150
50:50	–	5	4	180
40:60	–	6	5	200

Примечание. Содержание мыльного эмульгатора: 4 % СМАД и 2 % СаО.

Таблица 7.8

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

Разбурываемые глинистые породы не накапливаются в циркулирующей эмульсии, полностью выносятся из скважины и легко отделяются от нее с помощью вибросит, имеющих размеры ячеек не более 0,6–0,8 мм.

Термостойкая инвертная эмульсия на основе порошкообразного эмульгатора эмульсина ЭК-1 разработана в б. 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.

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

7.3.5. 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 количестве использование ПАВ предотвращает образование шламовых пробок и уменьшает возможность возникновения осложнений.

Таблица 7.9

Оптимальная концентрация пенообразующих ПАВ в зависимости от минерализации пластовой воды

ПАВ	Оптимальная концентрация ПАВ, % к объему воды (в пересчете на активное вещество)	Характеристика пластовой воды		Отношение допустимой концентрации шлама к объему воды
		Химический тип	Степень минерализации	
Сульфонол 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 ($\rho = 1,0015 \div 1,0283 \text{ г/см}^3$, 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
Сульфонол 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.

Некоторые из ПАВ, рекомендованные научно-исследовательскими институтами для бурения с использованием газообразных агентов, приведены в табл. 7.9.

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 $V_{п}$ к объему раствора $V_{ж}$, который требуется для ее образования:

$$\beta = V_{п}/V_{ж};$$

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 0,5 ρ (где ρ — 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 $pH = 8\div 9$;

2) алкиларилсульфонаты обладают хорошей пенообразующей способностью при любых значениях pH , кроме $pH > 12$;

3) пенообразующая способность ПАВ не изменяется при $pH = 3\div 9$;

4) пенообразующая способность ПАВ увеличивается с повышением температуры до 90 °С;

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.

7.3.6. 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 продуктив-

ных пластах, превышающими гидростатическое, с целью предотвращения кольматации 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 %.

7.4. ПРИГОТОВЛЕНИЕ, ОЧИСТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

7.4.1. 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 алюмоокислородного 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. 7.10). Способность к набуханию обратима. Толщина водных слоев между пакетами зависит от природы обменных катионов.

Величина обменного комплекса у монтмориллонита составляет $(80\div 150)10^{-3}$ моль на 100 г сухой глины. Состав обменных катионов, адсор-

Таблица 7.10

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, $\text{кДж}/\text{г}$
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

бированных 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 (аттапульгит) – водный алюмосиликат магния, имеющий слоисто-ленточное строение. Кристаллическая структура палыгорскита напоминает структуру амфибола и образует цеолитоподобные каналы размером 0,64–0,37 нм. Обменная емкость палыгорскита невысока – $(20\div 30)10^{-3}$ 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: 1,1–0,6, ширина 0,015–0,035, толщина 0,005–0,015 мкм. Межчастичное взаимодействие обусловлено механическим зацеплением игловидных частиц. В связи с этим при производстве порошков необходимо стремиться сохранить игловидную 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 гидроксиды смежных кремне- и алюмокислородного слоев двух соприкасающихся пакетов находятся друг против друга и по всей площади довольно прочно связаны водородной связью. Поэтому каолинит трудно диспер-

гируется, 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. Основным показателем 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. 7.11).

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. 7.12 и 7.13.

Все глины по коллоидным свойствам делятся на три группы.

1. Высококоллоидные бентонитовые глины: саригюхский и черкасский бентониты 1-го сорта. Эти глины создают хорошие структурированные суспензии при объемной концентрации 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,

Таблица 7.11

Показатели качества глин по техническим условиям

Показатели	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5			
	Сорт			
	1	2	3	4
Выход раствора, м ³ /т, 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

Примечание. Сырье для получения палыгорскитового порошка должно удовлетворять требованиям 1-го сорта.

Таблица 7.12

Технологические свойства глин (СНГ)

Глина	Общая обменная емкость, 10^{-3} моль/100 г	Состав обменных катионов, 10^{-3} моль/100 г		Коэффициент коллоидальности K^*	Выход раствора из 1 т глины, м ³	Показатели растворов при вязкости 25 с по ПВ-5						Объемное содержание твердой фазы в суспензии, %
		Ca + Mg	Na + K			ρ , г/см ³	Φ , см ³ /30 мин	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	
Саригюхский бентонит:												
1-й сорт	85,49	32,89	43,88	0,85	14,0	1,04	11	24,50	56,80	10,0	40,60	3,00
2-й сорт	73,20	—	—	—	10,5	1,06	12	16,23	45,52	12,0	48,0	4,60
3-й сорт	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 сорт	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
Куганакская (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

* K — отношение величины адсорбции метиленовой сини 1 г глины к величине адсорбции 1 г коллоидных частей бентонита.

Таблица 7.13

Технологические свойства различных глин США, испытанных по методике АНИ

Глины	Выход раствора, м ³ /т	Показатель фильтрации, см ³ при вязкости 15·10 ⁻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

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 адсорбированного полимера, качественно изменяющее характер взаимодействия между контактирующими частицами. Такая обработка позволяет повысить выход раствора из бентонита с 10 до 18–20 м³/т и более.

В соответствии с техническими условиями основным показателем качества (сортности) глинопорошка так же, как и глин, является выход раствора (табл. 7.14).

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 № 020К, %, 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

Таблица 7.14

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, м ³ /т, не менее	15	12	9	6	<6
Содержание песка, %, не более	6	6	7	7	8

Примечания: 1. Высший и частично первый сорт получают модифицированием глин Na₂CO₃ и метасом (или М-14) при помоле. 2. Влажность 6–10 %. 3. Остаток на сите по результатам ситового анализа суспензии с сеткой № 0,5 отсутствует, с сеткой № 0075 не более 10 %.

Требования к качеству бентонитовых порошков, регламентируемые стандартом АНИ, соответствуют получению 17,5 м³ суспензии (21 г бентонита в 350 см³ дистиллированной воды) с эффективной вязкостью 15·10⁻³ Па·с (при градиенте скорости 1022 с⁻¹) из 1 т глинопорошка. Эти требования представлены ниже.

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 применяют при бурении в качестве: коркообразующей и структурообразующей основы для приготовления буровых растворов различных типов; одного из компонентов для приготовления быстросхватывающихся смесей (БСС) и гельцементных 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.

Технически 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.

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 раствора 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 с содержанием 3–5 % асфальтенов и 8–12 % смол. С целью повышения температуры вспышки нефти ее рекомендуется предварительно выветрить 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 крафтмешки. 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).

7.4.2. ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приемы для приготовления буровых растворов.

Приготовление раствора с использованием наиболее простой технологической схемы (рис. 7.5) осуществляется следующим образом. В емкость для перемешивания компонентов бурового раствора 1, оснащенную механическими и гидравлическими перемешивателями 9, заливают расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20–30 м³) и с помощью центробежного или поршневого насоса 2 (обычно один из подпорных насосов) 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 (затвором) 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 либо 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).

Основной недостаток описанной технологии – слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смешения, слабый кон-

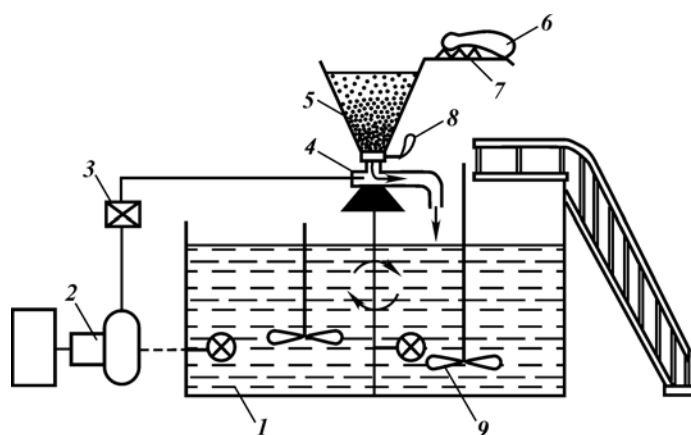


Рис. 7.5. Простейшая схема приготовления бурового раствора

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 и утяжеления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, емкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса. Выпускается несколько типов БПР, различающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР-70, выпускаемый Хадыженским машзаводом. Он представляет собой (рис. 7.6) два цельнометаллических бункера 1, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами 7, резиноканевыми 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 крыше бункера установлен воздушный фильтр.

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится прием для поступающего из

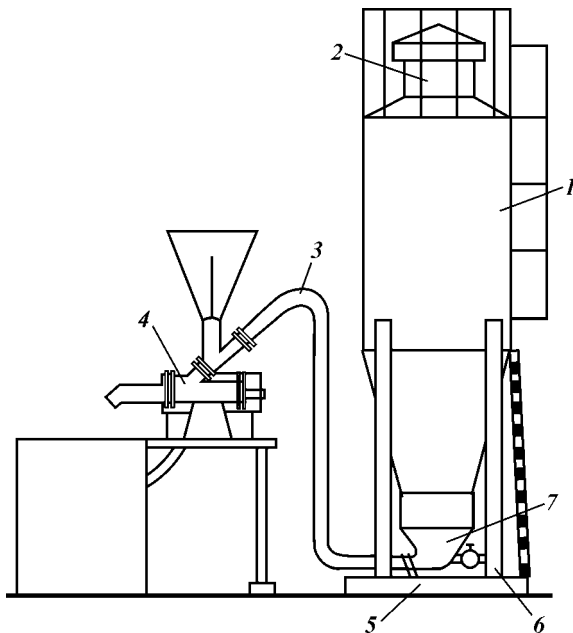


Рис. 7.6. Схема блока приготовления раствора

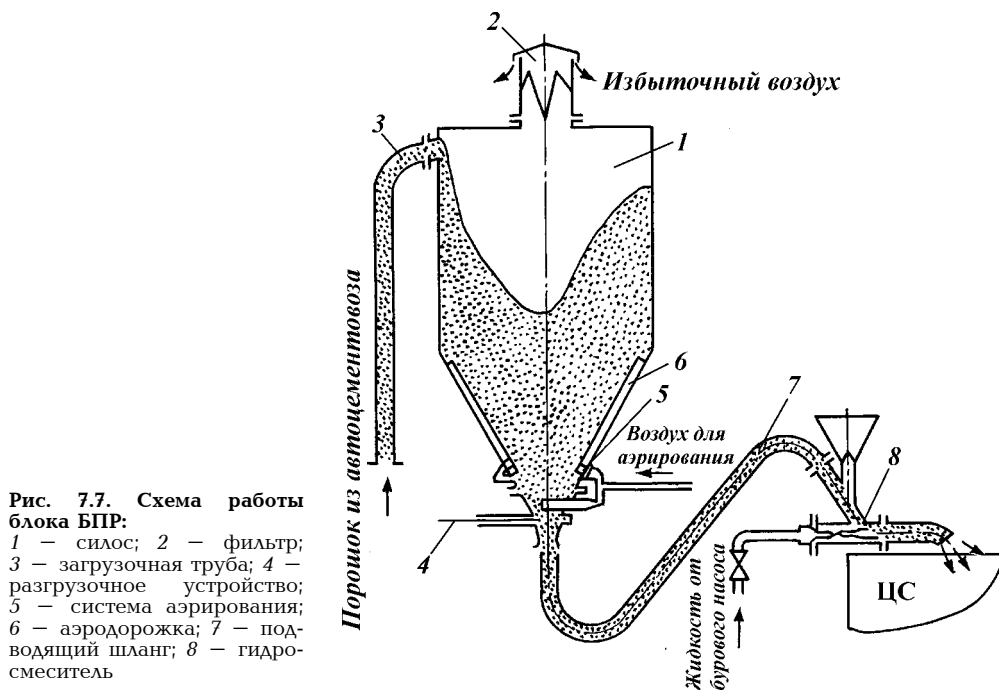
бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба.

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. 7.7). 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.



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

На неподвижной части силоса смонтировано разгрузочное устройство, включающее тарельчатый питатель, пневматический эжектор и гидравлический смеситель, который можно устанавливать как на площадке блока, так и на емкости циркуляционной системы буровой установки. В последнем случае вместо тарельчатого питателя применяется шиберный затвор с азратором в верхней его части. Привод тарельчатого питателя осуществляется при помощи электродвигателя с редуктором. Так как тарелка питателя вращается с постоянной частотой, то подачу порошкообразного материала в зону смешивания регулируют, изменяя положение 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.

7.4.3. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА

Для очистки бурового раствора от шлама используют комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее благоприятных 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 по 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), т.е. каждое оборудование предназначено для выполнения определенных функций и не является универсальным для всех геолого-технических условий бурения.

Обычно в буровом растворе в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы различных размеров (рис. 7.8). 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. 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.

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 %.

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 механической обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

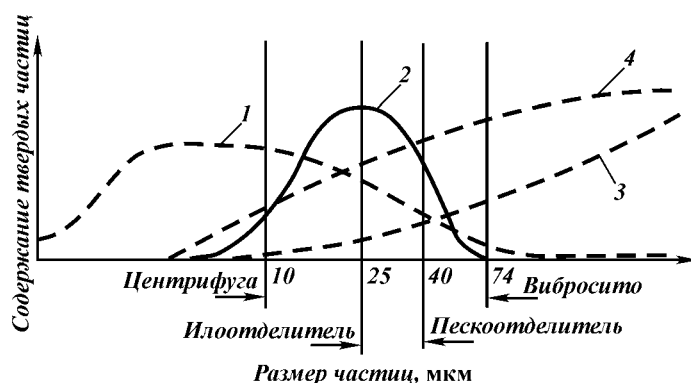


Рис. 7.8. Дисперсный состав бурового раствора и предельные возможности аппаратов для очистки раствора от шлама: 1, 2 — дисперсный состав глинопорошка и барита; 3, 4 — дисперсный состав шлама соответственно через один и два цикла циркуляции

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 более 74 мкм. 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 глубокодисперсное 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

Очистка бурового раствора от шлама с помощью вибрационных сит является 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. 7.9): 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.

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. Наибольшую производительность вибросито имеет в том случае, когда шлам состоит из песка, наименьшую — когда шлам представлен вязкими глинами. В зависимости от типа и дисперсного состава шлама производительность вибросита может существенно изменяться. 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 ко-

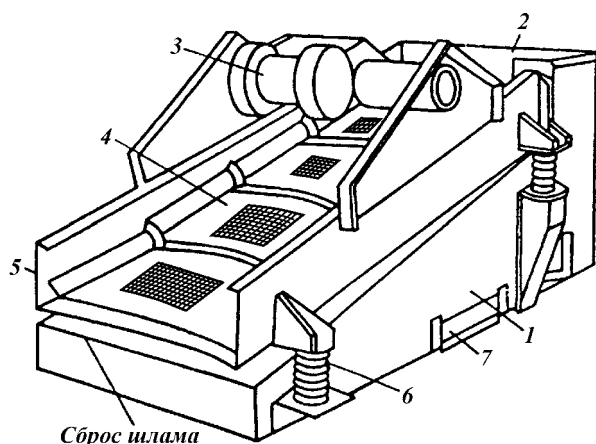


Рис. 7.9. Схема вибросита

лебаний 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 отечественном бурении для очистки бурового раствора используют нержавеющую сетку с размером ячейки 0,7×2,3; 1×2,3; 1×5; 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 0,4×0,4; 0,9×0,9; 1,6×1,6; 2×2 и 4×4 мм.

Все сетки для очистки бурового раствора в настоящее время изготавливают, как правило, в виде кассет с боковым обрамлением.

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 состоит (рис. 7.10) 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 ползьям опорной рамы, образуют ванну, в которую поступает очищенный буровой раствор. На опорной раме установлены распределительный желоб и две вибрирующие рамы. Распределительный желоб устроен таким образом, 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.

В центре распределительного желоба выполнено окно, с помощью ко-

того желоб соединяется с ванной вибросита. Поэтому при закрытых выравнивателями лотках и поднятом вверх угловым шибере раствор будет поступать непосредственно в ванну, минуя сетку.

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°. 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 патрубков с фланцем через задвижку соединяется с вспомогательным нагнетательным трубопроводом блока очистки.

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. 7.11) 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 полозьях 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. Для подачи раствора, при необходимости минуя сетку, приемная емкость имеет клиновой шибер 6, степень открытия которого регулируется вручную и фиксируется цепью. По бокам полозьев-саней имеются отверстия, позволяющие выпускать очищенный раствор. Отверстия закрываются плоскими шиберами 7.

На полозьях установлены четыре тумбы 8 для монтажа вибрирующей рамы. Связь между станиной и вибрирующей рамой осуществляется при помощи четырех витых цилиндрических пружин 9.

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

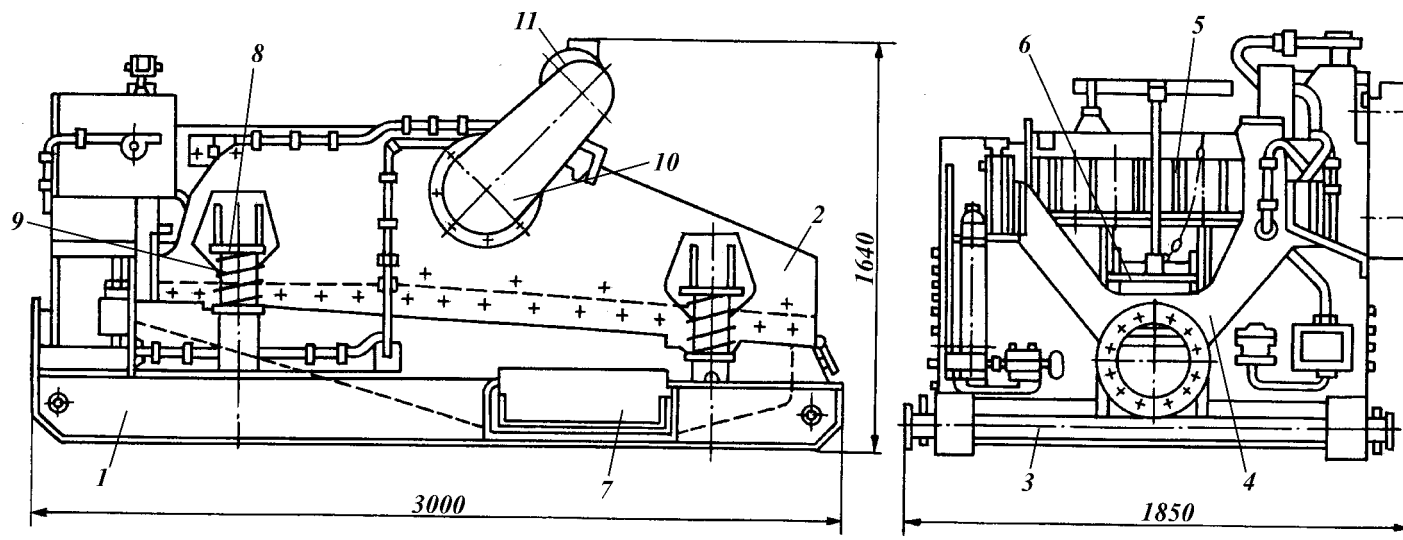


Рис. 7.11. Вибрационное сито СВ-1

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. Движение от двигателя к вибратору передается двумя клиновыми ремнями.

Вибросито ВС-1 оснащается двумя заделанными в кассеты сетками. Используются сетки с размером ячейки 0,16×0,16; 0,2×0,25; 0,4×0,4 и 0,9×0,9 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 м².

Вибросито ВС-1 способно пропустить через сетку с ячейкой 0,16×0,16 мм 40 л/с воды и не менее 10 л/с бурового раствора. При использовании сетки 0,9×0,9 мм пропускная способность вибросита превышает 100 л/с. Масса вибросита 1800 кг, длина 3 м, ширина 1,85 м, высота 1,64 м.

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 могут 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. 7.12). 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

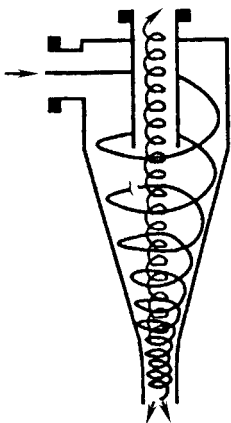


Рис. 7.12. Схема гидроциклона для очистки бурового раствора от шлама

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 к песковой насадке и выгружается через нее вместе с некоторой частью бурового раствора.

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 системы 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 оборудованию, сохранить стабильный ствол и достичь высоких показателей работы долот.

В отечественной практике широко распространен гидроциклонный шламоотделитель 1ПГК, называемый пескоотделителем. Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

Батарея гидроциклонов (рис. 7.13) 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 торцевой стенке установлен шибер. При открытом шибере песковые насадки погружаются в раствор со шламом, вытекающим через верхнюю кромку передней торцевой стенки. При открытом шибере шлам свободно вытекает через люк.

Гидроциклон (рис. 7.14) состоит из металлического корпуса 1, внутри которого установлен цельнолитой полый резиновый или пластмассовый конус 3, питающей резиновой насадки 5 и металлической сливной насадки.

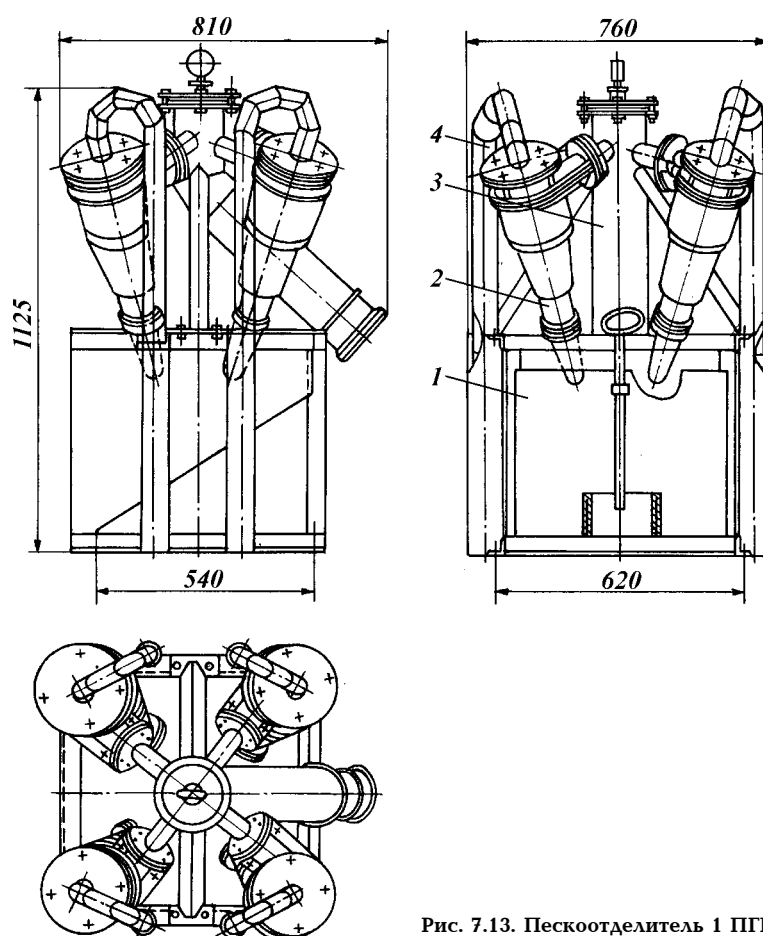


Рис. 7.13. Пескоотделитель 1 ПГК

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. 7.15) представляет собой центробежный насос погружного типа с открытым рабочим колесом 5, установленным в полости 8. Колесо защищено дисками 7. Вместо сальника в нем используется разъемная резиновая втулка 4, которая служит не только уплотнителем, но и одновременно является опорой нижнего конца вала 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.

Рис. 7.14. Гидроциклон

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.

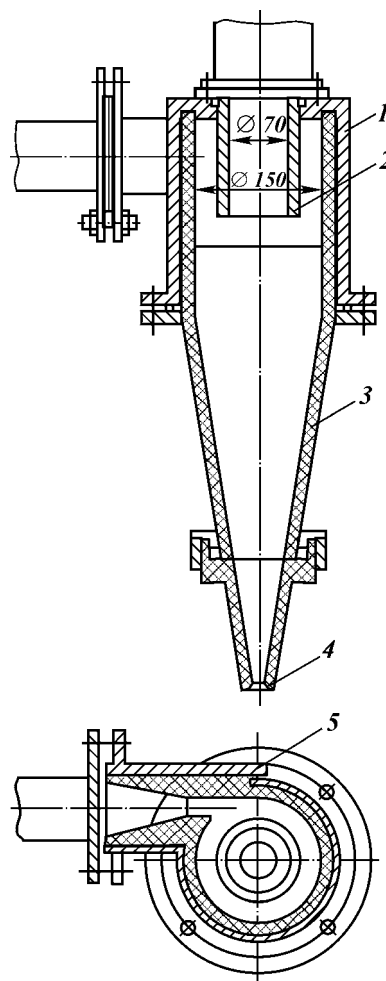
Опыт работы с буровыми растворами показывает, что оптимальное значение давления на входе в гидроциклон для пескоотделителей составляет 0,25 МПа, а для илоотделителей — 0,32 МПа. Такие условия достигаются при давлении в нагнетательной линии насоса 0,4–0,5 МПа.

Основной контролируемой рабочей характеристикой гидроциклонов является плотность песков (илов). Плотность нижнего продукта слива должна быть на 0,30–0,42 г/см³ 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.

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 г/см³ имеет плотность 1,48 г/см³, в то время как в РУО плотностью 1,02 г/см³ сгущенный продукт имеет плотность 1,39 г/см³.

Обычные илоотделители не применяют для очистки утяжеленных бу-



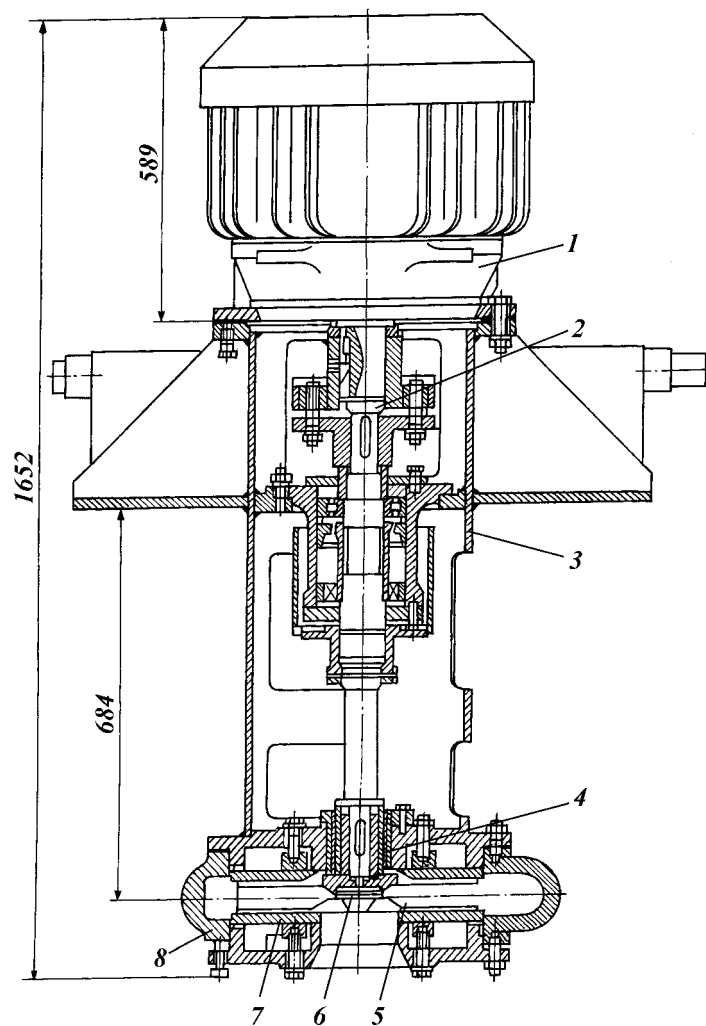


Рис. 7.15. Вертикальный шламовый насос ВШН-150

ровых 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. 7.16), 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 утяжелен-

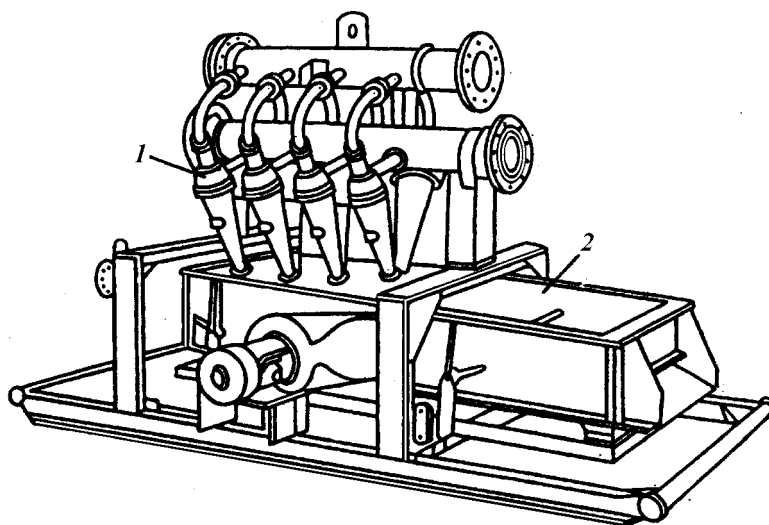


Рис. 7.16. Гидроциклонный сепаратор

ный через песковые насадки попадает на тонкоячеистое вибросито, где частицы шлама, которые крупнее частиц утяжелителя, сбрасываются в отвал, 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.

7.4.4. 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. Оптимизи-

зированные 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.

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, оказываются 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 сепара-

тор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на виброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

Газ, проникший в молекулярную структуру раствора, извлечь 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.

Обычная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) показана на рис. 7.17. 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 промежуточных емкостях 1 циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

Газовый сепаратор, используемый в качестве первой ступени очистки бурового раствора от газа (рис. 7.18), представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объема, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов.

Буровой раствор из скважины через вращающийся превентор 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

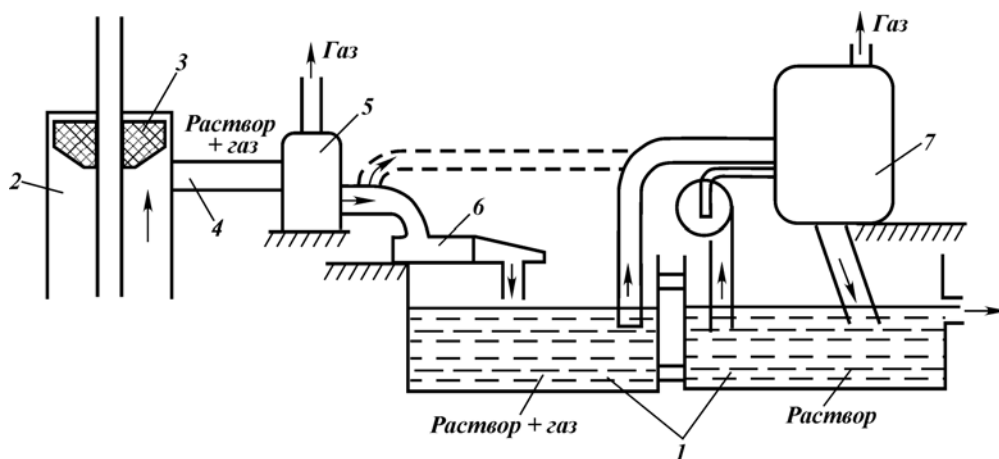


Рис. 7.17. Схема дегазации бурового раствора

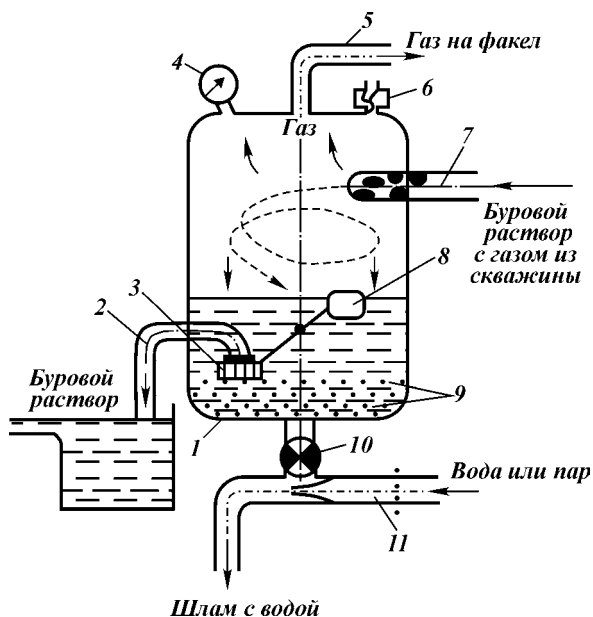


Рис. 7.18. Схема газового сепаратора

части газосепаратора, откуда он подается по линии 2 для очистки от шлама на вибросто.

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 сбросовом 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 газопроявлений 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 вибросто. Однако при наличии в растворе токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подает-

ся 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 эжекционной 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-насоса, 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 аппаратах 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.

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 растворе после обработки не превышает 2 %. Привод вакуумного насоса осуществляется от электродвигателя мощностью 22 кВт.

Центробежно-вакуумный дегазатор ЦВА (рис. 7.19) состоит из цилиндрического вертикально установленного корпуса 1, 2, внутри которого с высокой частотой вращается вал 4 с ротором 10, подобным рабочему колесу

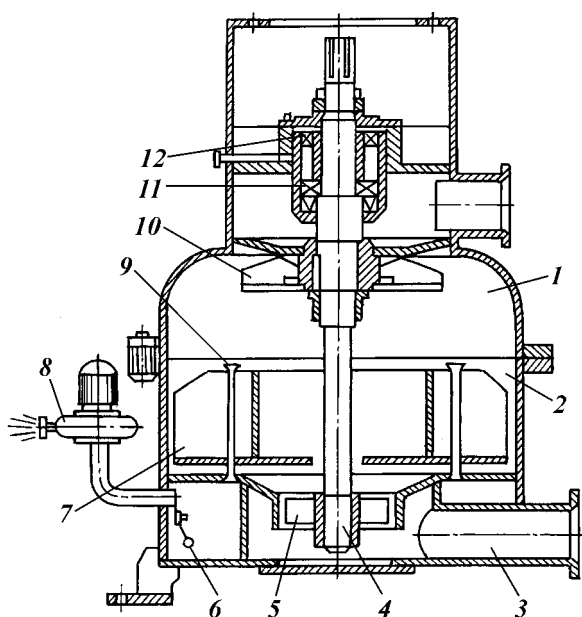


Рис. 7.19. Центробежно-вакуумный дегазатор ЦВА:

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

центробежного насоса с загнутыми назад лопатками. Поступающий в ЦВА газированный буровой раствор интенсивно разбрызгивается ротором тонким слоем внутри корпуса и дегазируется. 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 интенсивное перемешивание входящих в него жидких и твердых компонентов (табл. 7.15).

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 наклонных плоских перегородок, по которым стекает, периодически завихряясь, буровой раствор (рис. 7.15). Толщина слоя раствора на перегородках 10–15 мм, а длина пути раствора 3,5 м.

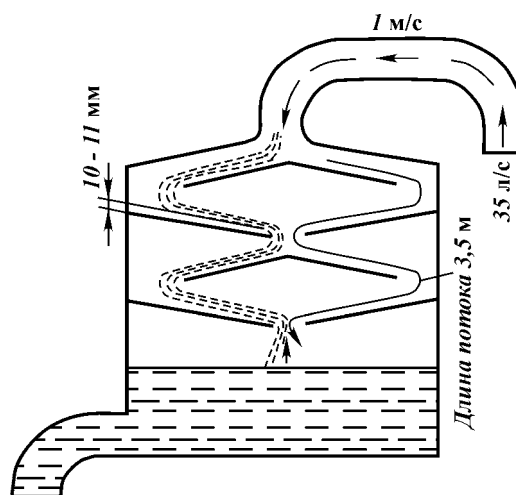
Дегазаторы такого типа недостаточно эффективны при использовании растворов с повышенными значениями плотности, вязкости и СНС. Иссле-

Таблица 7.15

Техническая характеристика ЦВА

Плотность раствора, г/см ³		Условная вязкость раствора, 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

Рис. 7.20. Схема атмосферного дегазатора



дования показали, что даже при многократной дегазации таких растворов полного удаления газа из раствора достичь не удастся.

Отечественной промышленностью широко используется вакуумный дегазатор ДВС.

7.4.5. 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. 7.21, все это влечет за собой ухудшение показателей бурения. Так, при изменении содержания 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 %.

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 мировой 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;

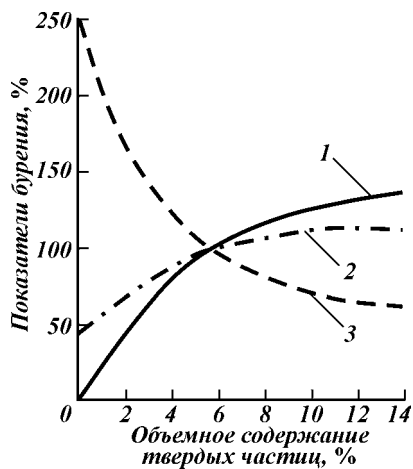


Рис. 7.21. Зависимость показателей бурения от содержания твердой фазы в буровом растворе: 1 — затраты энергии на работу долота; 2 — время бурения; 3 — суточная проходка

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.

Наиболее заметный прогресс в регулировании содержания и состава твердой фазы в буровых растворах был достигнут, начиная с 50-х годов прошлого века, 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. 7.22) представляет собой перфорированный ротор 2, вращающийся внутри корпуса 1. Буровой раствор, поступающий в корпус 1, попадает в центробежное поле ротора. Поток раствора приобретает поступательно-вращательное движение,

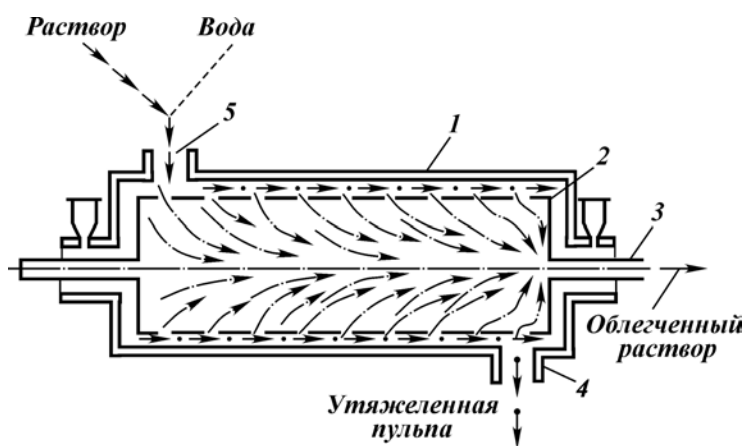


Рис. 7.22. Схема центробежного сепаратора буровых растворов

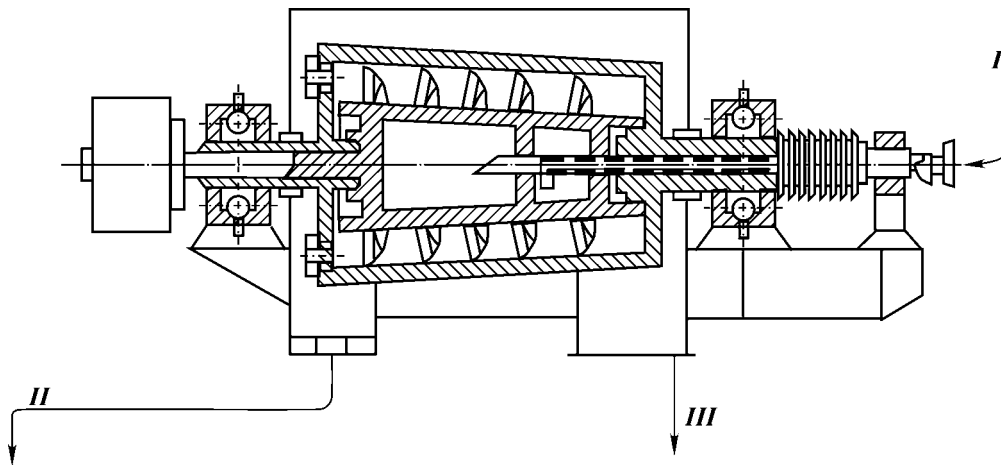


Рис. 7.23. Схема шнековой центрифуги для регенерации утяжелителя:
I – подача раствора; *II* – выход утяжеленной пульпы; *III* – слив раствора

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 тонкодисперсными частицами движется внутри ротора и выходит из аппарата через полый вал 3 ротора.

Разделив буровой раствор на облегченный 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. Окончательно доводят раствор до кондиции, добавляя в него (при необходимости) свежие порции 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.

В зарубежной практике бурения скважин для регулирования содержания и состава твердой фазы широко используются шнековые центрифуги (рис. 7.23). 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.

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.