

Н.И.НИКОЛАЕВ, Ю.А.НИФОНТОВ, П.А.БЛИНОВ



БУРОВЫЕ ПРОМЫВочНЫЕ ЖИДКОСТИ

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2002**

Министерство образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский государственный горный институт им.Г.В.Плеханова
(технический университет)

Н.И.НИКОЛАЕВ, Ю.А.НИФОНТОВ, П.А.БЛИНОВ

БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

Учебное пособие

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2002

УДК 622.244.442.063 (075.80)
ББК 33.131
Н63

Рассмотрены буровые промывочные жидкости, применяемые при бурении на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые и представляющие собой различной степени сложности и состава гетерогенные и гомогенные дисперсные системы. Широко представлены буровые промывочные жидкости на водной и неводной основе. Дана подробная информация о современных материалах и химических реагентах для приготовления и обработки буровых промывочных жидкостей, описаны используемые способы их приготовления, обработки, контроля качества, очистки и дегазации. Изложены основные сведения по приготовлению и применению аэрированных промывочных жидкостей и пен, дана их подробная классификация.

Учебное пособие предназначено для студентов специальностей 090800 "Бурение нефтяных и газовых скважин", 080700 "Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых" и может быть использовано студентами других специальностей и слушателями ФПК.

Научный редактор проф. Б.Б.Кудряшов

Рецензенты: кафедра разведочного бурения Московского государственного геолого-разведочного университета; доктор технических наук, профессор Ю.Т.Морозов (ВИТР).

Николаев Н.И.

Н63. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ: Учеб. пособие / *Н.И.Николаев, Ю.А.Нифонтов, П.А.Блинов*. Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет). СПб, 2002. 102 с.

ISBN 5-94211-085-9

УДК 622.244.442.063 (075.80)
ББК 33.131

ISBN 5-94211-085-9

© Санкт-Петербургский горный
институт им. Г.В.Плеханова, 2002 г.

ВВЕДЕНИЕ

Из всего многообразия проблем, решаемых при бурении глубоких скважин различного назначения, одно из первых мест принадлежит буровым растворам (промывочным жидкостям). Это определяется не только особой важностью технологических функций растворов, но и тем, что они являются средой, в которой происходят процессы разрушения горных пород на забое и формирование ствола скважины в течение длительного периода ее строительства. От соответствия буровых промывочных жидкостей геолого-техническим условиям бурения зависит скорость проходки, предупреждение осложнений и аварий, долговечность бурового оборудования и инструмента, успешное разобщение пластов, эффективность освоения продуктивных горизонтов и, в конечном счете, результативность и себестоимость буровых работ.

Современные промывочные жидкости представляют собой многокомпонентные системы, технология приготовления и управления свойствами которых в настоящее время приобретают все более самостоятельное научное и практическое значение при бурении глубоких скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые.

Промывочные жидкости претерпели долгое и сложное развитие от "буровой грязи" до сложнейших композиций с заранее заданными и регулируемыми физико-химическими и технологическими свойствами. Более 2000 лет назад в Китае применялось смачивание водой забоя скважин ударного бурения для удаления илистой выбуренной массы. Известны попытки применения в 1815 г. промывки при проходке скважин ударно-канатным способом. Однако

до начала XX столетия промывочные жидкости в бурении широко не использовались.

Революционный этап в развитии промывочных жидкостей начался одновременно с развитием вращательного бурения. В 1833 г. французским инженером М. Фовилем была выдвинута идея промывки скважин непрерывной циркулирующей воды по трубам и затрубному пространству. В 1848 г. Фовиль впервые применил воду для непрерывной промывки при бурении артезианской скважины в монастыре Св. Доминика (Франция). В 1887 г. получен первый патент на промывочную жидкость (А. Краузе и М. Чепмен). В 1901 г. в США впервые было применено роторное бурение с промывкой забоя циркулирующим потоком жидкости. Первые результаты исследований в этой области опубликованы в 1914 г. А. Хеггманом и Д. Поллардом и в 1916 г. В. Мак-Мюрреем. Их работы были направлены на создание рецептур промывочных жидкостей, предотвращающих газопроявления и улучшающих устойчивость ствола скважины. Реальные результаты были получены несколько позже Б. Строудом, предложившим утяжелители и методы утяжеления растворов. К этому времени был накоплен некоторый опыт их химической обработки.

Следующий этап развития промывочных жидкостей начался в 30-е годы, когда К.А. Царевич и Р.И. Щищенко с сотрудниками, а также П. Эванс и А. Рейд начали изучение реологических свойств растворов, заложив тем самым основы буровой гидравлики. В.С. Баранов и другие исследователи (П. Джонс, М. Вильямс и Г. Кеннон) указали на значение водоотдачи и коркообразования растворов. Были предложены новые средства химической обработки – природные таниды (квебрахо), щелочные гуматы (УЩР, ТЩР) (В.С. Баранов, Г. Лаутон и др.), лигносульфонаты, щелочной крахмал (Г. Грей с [сотрудниками](#)), солестойкая глина (Р. и М. Кросс) и т.п. В это же время П.А. Ребиндер с сотрудниками заложили основы физико-химии промывочных жидкостей и их влияния на разрушение горных пород. Были созданы представления об адсорбционном понижении прочности, исследованы процессы диспергирования и пептизации, перехода в суспензию глины из выбуренной породы. Физико-химические исследования промывочных жидкостей проводились также В. Льюисом с сотрудниками, А. Лумисом и др.

Главной особенностью последующих исследований промысловых жидкостей явилось использование для химической обработки большой группы новых химических реагентов: защитные коллоиды – карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), акриловые полимеры, модифицированный крахмал, конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), понизители вязкости – синтаны, кортаны, окисленный лигнин, хромлигносульфонаты, хроматы и ряд специальных реагентов – смазочных добавок, эмульгаторов, пеногасителей, бактерицидов и др. В настоящее время в ассортименте бурения находится более 50 основных реагентов и сотни их разновидностей. С помощью этих реагентов стало возможным придавать промысловым жидкостям способность преодолевать температурную агрессию, создавать специализированные промысловые жидкости для различных геолого-технических условий и тем самым значительно расширять возможности бурения. Этому во многом способствовало применение ингибированных промысловых жидкостей, обладающих высокой глиноемкостью, длительное время сохраняющих в норме реологические свойства, а также облегчающих проходку неустойчивых отложений.

Столь же быстрыми темпами шло внедрение эмульсионных промысловых жидкостей, способствовавших уменьшению осложнений и аварий, общему улучшению качества промысловых жидкостей и показателей бурения. Несколько позже этот эффект был усилен применением смазочных и противоизносных добавок, позволивших, помимо профилактики затяжек и прихватов, значительно повысить проходку на долото и механическую скорость бурения.

В последние десятилетия все возрастающее значение принимают промысловые жидкости с малым содержанием твердой фазы. Характерными представителями такого рода промысловых жидкостей являются вода и аэрированные жидкости. Основные преимущества подобных буровых сред – уменьшение гидростатического давления, большее проникновение в поры и трещины призабойной зоны и между обломками выбуренной породы, улучшение очистки забоя.

1. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ КАК ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ

1.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФУНКЦИИ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Первоначально промывочные жидкости применялись только для удаления выбуренной породы из ствола скважины, теперь они выполняют комплекс функций.

Гидродинамические функции:

- удаление выбуренной породы из-под долота, транспортирование ее к устью скважины;
- перенос энергии от насосов к забойным двигателям, турбобурам и объемным двигателям;
- размыв породы на забое скважины (гидромониторный эффект);
- охлаждение и очистка долота в процессе бурения.

Гидростатические функции:

- создание гидростатического равновесия в системе **скважина-пласт**, предотвращение притока флюидов и поглощений промывочной жидкости;
- удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции промывочной жидкости;
- создание гидростатического давления на стенки скважины, сложенные слабосцементированными или пластичными породами;
- уменьшение нагрузки на талевую систему.

Функции коркообразования:

- уменьшение проницаемости пористых стенок скважины, сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- сохранение или усиление связности слабосцементированных пород;
- уменьшение трения бурильных труб о стенки скважины и обсадной колонны.

Физико-химические функции:

- предотвращение химического взаимодействия с породами, образующими стенки скважины;

- предохранение бурового оборудования, бурильной и обсадной колонн от коррозии и абразивного износа;
 - сохранение проницаемости продуктивных горизонтов при их вскрытии;
 - сохранение необходимых технологических характеристик промывочной жидкости в процессе бурения скважины;
 - понижение твердости и улучшение буримости твердых пород.
- Прочие функции промывочной жидкости:*
- создание условий для сбора и интерпретации информации, которую можно получить при анализе бурового шлама, керна и кривых каротажа;
 - создание среды для геофизических исследований;
 - сохранение теплового режима скважины в многолетне-мерзлых породах.

1.2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ

Многообразие требований, предъявляемых к промывочным жидкостям при бурении скважин, могут находиться в противоречии с различными их функциями. Для обеспечения тех или иных функций к промывочной жидкости предъявляются самостоятельные требования, удовлетворение которых в полной мере может отрицательно сказаться на выполнении других ее функций. Таким образом, при окончательном выборе вида промывочной жидкости и ее свойств необходимо учитывать все требования, т.е. находить компромиссное решение. При этом приоритетом должны пользоваться требования, предъявляемые к промывочным жидкостям при работе бурового наконечника. Они должны удовлетворяться как можно полнее, так как от показателей работы бурового наконечника в большей мере зависят показатели бурения.

Тип твердой фазы и ее количество в промывочной жидкости влияют на вязкость жидкости, а вязкость, в свою очередь, оказывает отрицательное влияние на механическую скорость бурения и на другие показатели работы бурового наконечника. Следовательно, для

повышения показателей работы различных буровых наконечников необходимо применять промывочные жидкости с наименьшим содержанием твердой фазы. Присутствие в них абразивных частиц песка и выбуренной породы в количествах 4-5 % и более в несколько раз ускоряет изнашивание элементов буровых наконечников по сравнению с их изнашиванием в растворах, свободных от абразивных частиц. Содержание таких частиц в промывочной жидкости не должно превышать 0,5-1 %.

Работоспособность бурильного вала в процессе бурения, опор и вооружения долот и коронок во многом определяется смазывающими, охлаждающими и корродирующими свойствами промывочных жидкостей. Необходимо стремиться к тому, чтобы смазывающие и охлаждающие свойства промывочной жидкости полностью удовлетворяли конкретным условиям работы бурового наконечника, а ее корродирующее действие снижалось до минимума.

Отрицательно сказывается на показателях работы бурового наконечника сальникообразование, поэтому промывочная жидкость не должна допускать слипания шлама, частиц твердой фазы жидкости и образования сальника на буровом наконечнике, колонковой трубе, переходниках, замковых соединениях бурильного вала.

Таким образом, наиболее благоприятные условия работы породоразрушающего инструмента на забое создаются тогда, когда промывочная жидкость обладает следующими свойствами: минимально возможными удельным весом и кинематической вязкостью; высокой водоотдачей; минимальным содержанием твердой фазы; отсутствием песка и выбуренных частиц породы; высокой смазывающей способностью; хорошими охлаждающими свойствами; диспергирующим воздействием на частицы твердой фазы промывочной жидкости для предупреждения образования сальников; отсутствием коррозионного износа элементов бурового наконечника, бурильного вала, обсадной колонны, бурового оборудования и вредного влияния на окружающую природную среду, недра и здоровье человека.

1.3. ПОНЯТИЕ О ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЯХ КАК О ГОМОГЕННЫХ И ГЕТЕРОГЕННЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМАХ

Важнейшей особенностью промывочных жидкостей служит их агрегатное состояние. Не всякая жидкость обладает удерживающей способностью по отношению к выбуренным частицам породы. Так называемая истинная жидкость не будет удерживать эти частицы, они будут оседать на забой скважины, на дно емкости, в которой хранится жидкость. Такая жидкость не обладает также и способностью к коркообразованию, она полностью будет проходить через стенки скважины в пласт. Только дисперсные системы, состоящие из мелких частиц, взвешенных в жидкости, обладают свойствами, которые обеспечивают возможность реализации рассмотренных выше функций. При этом частицы должны обладать достаточно малыми размерами, чтобы их содержание в жидкости не препятствовало работе буровых насосов и другого оборудования.

В основе коллоидной химии, изучающей дисперсные системы, лежат два важнейших понятия: дисперсионная среда, в которой находятся взвешенные частицы, и дисперсная фаза. Таким образом, тело, состоящее из дисперсной фазы и дисперсионной среды, представляет собой *дисперсную систему*. Различие между дисперсными системами определяется агрегатным состоянием фазы и среды. И дисперсионная среда, и дисперсная фаза могут быть твердыми, жидкими и газообразными.

Промывочные жидкости относятся к дисперсным системам, у которых дисперсионная среда представляет собой жидкость. Частицы дисперсной фазы в промывочных жидкостях могут быть различными. Если эти частицы твердые, система в коллоидной химии именуется *суспензией*. Если частицы жидкие (не растворяющиеся в дисперсионной среде, например частицы масла в воде), систему называют *эмульсией*. Если это частицы газа (пузырьки), система называется *пенной* или *аэрированной жидкостью* (если пузырьки образованы воздухом). Характерным для всех систем является существование границы раздела между частицами и средой – межфазной границы. Система может быть и трехфазной, содержащей кроме дисперсионной среды (жидкой) частицы дисперсной фазы твердые и газообразные.

Процесс измельчения частиц дисперсной фазы называется *диспергированием*. Повышение дисперсности возможно механическим диспергированием, путем приложения к твердой фазе внешних усилий (дробление, растирание, переминание) и физико-химическим диспергированием – *пептизацией*, являющейся результатом взаимодействия дисперсионной среды и твердой фазы. По мере диспергирования частицы дисперсной фазы уменьшаются в размерах, число частиц при этом возрастает. Степень измельчения называют степенью дисперсности. Чем выше степень дисперсности, тем меньше частица. Существуют дисперсные системы, которые содержат частицы дисперсной фазы только одинакового размера – монодисперсные. Обычно встречаются системы, содержащие частицы разных размеров – полидисперсные, их большинство (в том числе и промывочные жидкости). Наиболее показательна характеристика степени дисперсности по *удельной поверхности* частиц, которая представляет собой суммарную поверхность частиц дисперсной фазы, общий объем которых равен 1 см^3 . Количественно удельная поверхность определяется, исходя из отношения поверхности данной частицы к ее объему. По мере диспергирования поверхность частицы, имеющей, например, форму шара, уменьшается пропорционально квадрату ее радиуса, а объем – пропорционально кубу радиуса, т.е. при уменьшении радиуса вдвое поверхность уменьшится в четыре раза, а объем в восемь раз. Следовательно, удельная поверхность частиц дисперсной фазы возрастает по мере диспергирования. Величина удельной поверхности ограничена пределом механической делимости вещества – размером его молекулы.

Степень дисперсности, соответствующая молекулярным размерам, присуща уже не дисперсной системе, а истинному раствору, в котором граница раздела фаз отсутствует. Поэтому по мере диспергирования удельная поверхность сначала возрастает, а при приближении к молекулярным размерам быстро исчезает. Существует такая степень дисперсности, при которой величина удельной поверхности максимальна. Эта степень дисперсности характерна для частиц коллоидного размера. Величина удельной поверхности является очень важной характеристикой, определяющей свойства дисперсных систем.

Дисперсная система не является постоянной, ей свойственна неустойчивость. Удельный вес твердых частиц дисперсной фазы за редким исключением выше удельного веса дисперсионной среды. Поэтому, под воздействием силы тяжести частицы дисперсной фазы должны тонуть в жидкой среде и накапливаться на дне сосуда, образуя осадок. В эмульсиях типа "масло – в воде" удельный вес дисперсной фазы ниже, и частицы должны всплывать, образуя слой масла на поверхности воды. В обоих случаях неустойчивость дисперсной системы проявляется в расслоении с образованием осадка на дне или слоя на поверхности. Процесс оседания частиц на дно называется *седиментацией*, а неустойчивость кинетической или седиментационной. Скорость седиментации дисперсной фазы тем меньше, чем меньше разность между величинами удельного веса частиц дисперсной фазы и среды, чем меньше размер частиц и чем больше вязкость среды.

Другим видом неустойчивости дисперсной системы является агрегативная неустойчивость – коагуляция. Частицы дисперсной фазы в результате теплового движения многократно встречаются и вновь расходятся (броуновское движение). В результате действия сил поверхностного натяжения в элементарном объеме жидкости (дисперсной системы) накапливается избыточное количество молекул воды, которое в пространстве между частицами дисперсной фазы усилит расклинивающее давление на них. Под его влиянием частицы будут расходиться в пространстве. Если же притяжение со стороны молекул воды будет сильнее, молекулы воды, уходя из пространства между частицами, вызовут разряжение, в результате которого частицы дисперсной фазы сойдутся вместе, слипаясь друг с другом. Чем гидрофобнее тело, тем сильнее слипание. Процесс слипания частиц, вызванный их гидрофобностью, и называется *коагуляцией*. Слипаясь частицы, образуют агрегаты. Дисперсная система оказывается неустойчивой. Эта неустойчивость, в отличие от седиментационной, называется *агрегативной*, в результате размер частиц увеличивается, и они выпадают в осадок – происходит *седиментация*.

Таким образом, воздействие агрегативной неустойчивости приводит к неустойчивости седиментационной. Системы, образованные гидрофильными частицами, подвержены только седимен-

тационной неустойчивости, они не образуют агрегатов. В то же время частицы дисперсной фазы, вся поверхность которых гидрофобна, способны при коагуляции образовывать плотные слипшиеся комки, быстро оседающие. Такая коагуляция называется *гидрофобной*. У частиц со смешанной поверхностью (некоторые участки гидрофобные, а остальная поверхность гидрофильная) слипание при встрече происходит в отдельных точках. Такая коагуляция называется *гидрофильной*. В этом случае в результате коагуляции образуются только рыхлые агрегаты, и они оседают медленнее. Осадок, полученный в результате седиментации, называется гелем, система из взвешенных, не слипающихся частиц – золев. В концентрированных дисперсных системах образуется сплошной рыхлый агрегат – сетка из слипшихся частиц, занимающих весь объем сосуда, в котором находится дисперсная система – структурная сетка или структура, называемая также *коагуляционной структурой*, а процесс ее образования – *коагуляционным структурообразованием*.

Структурная сетка обладает прочностью: для того, чтобы такая дисперсная система текла, структуру необходимо разрушить – преодолеть прочность сетки. Энергия разрушения расходуется на отрыв частиц друг от друга. Разрушение осуществляется обычно путем перемешивания дисперсной системы. После длительного перемешивания система может полностью потерять прочность и стать обыкновенной жидкостью. После прекращения перемешивания свободные частицы под влиянием теплового движения начинают сталкиваться и образовывать структуру. По всему объему вновь восстанавливается структурная сетка и ее прочность. В процессе перемешивания система представляла собой золь, при прекращении перемешивания вследствие слипания во всем объеме образуется гель. Это можно продолжать сколь угодно долго. Процесс перехода золь в гель и обратно называется *обратимым*, а это свойство дисперсных систем – *тиксотропией*. Придание дисперсным системам тиксотропных свойств используется в процессе бурения скважин.

1.4. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Классификации облегчают выбор промывочной жидкости при бурении. При этом определяющим моментом должны служить характерные признаки раствора и условия его применения. Единой приемлемой во всех отношениях классификации промывочных жидкостей нет. Так как некоторые промывочные жидкости представляют собой дисперсные системы уже в исходном виде, другие можно относить к дисперсным системам лишь после циркуляции в скважине.

В промывочных жидкостях, которые уже в исходном виде представляют собой дисперсные системы, в процессе бурения изменяется состав дисперсной фазы. Нередко это изменение происходит не только за счет увеличения количества компонентов, сколько вследствие активного физико-химического воздействия поступающих в жидкость частиц с дисперсионной средой. Для поддержания качества промывочной жидкости в нее добавляют химические реагенты.

В практике бурения в качестве исходных промывочных жидкостей используются:

- вода;
- водные растворы;
- водные дисперсные системы на основе добываемой твердой фазы, жидкой дисперсной фазы, конденсированной твердой фазы, выбуренных горных пород;
- дисперсные системы на углеводородной основе;
- пены;
- сжатый воздух;
- углеводородные жидкости (дизельное топливо, нефть).

Все дисперсные системы с твердой фазой могут быть с малым (до 7 %), нормальным (до 20-22 %) и повышенным содержанием (более 20-22 %) твердой фазы.

Промывочные жидкости с водной средой делятся по степени и составу минерализации. По степени минерализации промывочные жидкости могут быть:

- слабоминерализованными (менее 3 %);
- среднеминерализованными (3-10 %);
- высокоминерализованными (более 10 %).

По составу минерализации промывочные жидкости классифицируются в соответствии с названием соли, содержание которой является наибольшим – хлорнатриевая, хлоркальциевая, силикатная и т.д. Промывочные жидкости могут быть устойчивыми к действию солей и неустойчивыми.

По особенностям поведения в условиях повышенных забойных температур промывочные жидкости делятся на термостойкие и термонеустойчивые. Они могут быть также и термосолеустойчивыми.

Все промывочные жидкости делятся на обработанные химическими реагентами и необработанные.

По назначению промывочные жидкости бывают для нормальных геологических условий бурения (вода, некоторые водные растворы, нормальные глинистые растворы) и для осложненных условий бурения.

По основному эффекту, достигаемому химической обработкой, промывочные жидкости для осложненных условий бурения можно подразделить на ингибированные, в которых структурообразование приостановлено на определенном уровне, солестойкие, термостойкие.

По способу приготовления промывочные жидкости бывают естественные и искусственно приготовленные. К первым относятся вода, углеводородные жидкости и промывочные жидкости, получаемые в процессе бурения за счет постепенного образования дисперсной фазы из разбуриваемых пород, ко вторым – все остальные.

Наибольшее распространение в качестве промывочных жидкостей получили *глинистые растворы*. В целом их можно разделить на две группы – нормальные и специальные.

К нормальным относятся растворы, не обработанные реагентами. Глинистые растворы, обработанные реагентами с целью направленного регулирования свойств применительно к конкретным геологическим и технологическим условиям, объединяются в специальные. Они получают название либо по наименованию основного активного компонента (ингибированные растворы – хлоркальциевые, ферросульфатные и т.д.), либо по технологическому назначению (утяжеленные, растворы с противоморозными добавками и т.д.), либо по виду дисперсной системы (эмульсионные, аэрированные).

Часто в промывочную жидкость вводят добавки специального назначения (смазывающие, пластифицирующие, эмульгирующие и т.д.). Все добавки имеют многофункциональное действие. Это приводит к тому, что промывочные жидкости одного и того же состава в зависимости от того, какая в данных геологических условиях функция является главной, могут по назначению относиться к различным типам, что еще более усложняет их классификацию.

Компонентами промывочных жидкостей являются различные наполнители. Состав наполнителей – классификационный признак промывочных жидкостей.

При наличии пузырьков воздуха в промывочной жидкости в достаточно большом количестве жидкость называют *аэрированной*, при достаточно большом количестве другой несмешивающейся жидкости – *эмульсионной*.

При введении углеводородной жидкости в воду промывочная жидкость является эмульсионной гидрофильной (*прямой*), воды в нефть – эмульсионной гидрофобной (*обратной* или *инвертной*).

Промывочные жидкости, содержащие твердые частицы утяжелителя, называются *утяжеленными*. Если твердые наполнители представлены известью или мелом, жидкости называются *карбонатными*. Когда содержание частиц минералов из выбуренных пород существенно влияет на свойства промывочной жидкости, они называются *естественными*.

Большую роль играет в бурящихся скважинах щелочность промывочной жидкости. Показатель pH промывочной жидкости служит ее классификационным признаком. Высокощелочные жидкости имеют $pH > 11,5$, среднещелочные – $pH = 8,5-11,5$, а слабощелочные – $pH = 8,5$. Величина pH нейтральных промывочных жидкостей соответствует щелочности воды и равна 7, кислых промывочных жидкостей менее 7.

К последнему классификационному признаку относятся способы приготовления промывочной жидкости:

1) способы, основанные на приготовлении промывочных жидкостей из материалов, которые доставляются к специальным установкам, находящимся на поверхности;

2) приготовление жидкостей из выбуренной породы, диспергируемой в стволе скважины в процессе циркуляции (разбуриваемые глинистые минералы, поставляющие в промывочную жидкость легко диспергируемые частицы). Основой дисперсной фазы могут быть частицы неглинистых пород, образующиеся при работе породоразрушающего инструмента. Такой способ приготовления называется естественным, а промывочная жидкость – естественной.

Для определения промывочной жидкости необходимо указывать одну или несколько характеристик. Выбор характеристик определяется задачами, для решения которых применяют данную промывочную жидкость.

2. ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ С ВОДНОЙ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДОЙ

2.1. БЕЗГЛИНИСТЫЕ И МАЛОГЛИНИСТЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

Самой простой промывочной жидкостью является вода. Приготовления такой жидкости и регулирования ее параметров не требуется. Применение воды ограничено геологическими условиями. Отсутствие у воды структурных свойств и способности к коркообразованию требует специальной технологии использования. В условиях, когда недопустимо применение воды, можно использовать безглинистые и малоглинистые промывочные жидкости. Необходимые свойства таким промывочным жидкостям придаются путем химической обработки, например, добавлением раствора жидкого стекла, обеспечивающего накопление дисперсной фазы и создание в ней структуры. Для облегчения диспергирования частиц породы повышают величину pH раствора с помощью едкого натра NaOH и кальцинированной соды Na₂CO₃, которая связывает ионы кальция и стабилизирует дисперсную систему.

Водный раствор жидкого стекла плотностью 1,5 г/см³ добавляют в циркулирующую воду в количестве от 1 до 4-5 %, соду добавляют до получения pH = 7,5, а NaOH – в количестве 0,1-0,2 % (чем больше его введено, тем легче накопить выбуренную породу и

создать нужную структуру). Такая обработка снижает величину водоотдачи до 20-30 см³. Больше снижение водоотдачи достигается добавлением реагентов понизителей водоотдачи, например, УЩР.

При недостаточном содержании высокодисперсных составляющих в промывочной жидкости такое снижение водоотдачи невозможно. В этом случае в промывочную жидкость добавляют небольшое количество глины. Глину добавляют в сухом виде непосредственно в циркуляционную систему. При отсутствии высококоллоидной глины можно применить местную – комовую. Из нее готовят в глиномешалке возможно более густой, но достаточно подвижный раствор и добавляют его в циркулирующую промывочную жидкость.

При больших объемных расходах УЩР, а также при минерализации промывочной жидкости необходимо применение более эффективных и солестойких реагентов (КМЦ или крахмал).

2.2. ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ И ИХ КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ

Простейший глинистый раствор представляет собой взвесь диспергированной глины в воде. Состав и качество его определяются составом и качеством дисперсной фазы и дисперсионной среды. В качестве основной дисперсионной среды используется вода.

В дисперсной фазе глинистого раствора по степени дисперсности различают следующие частицы:

- элементарные глинистые пластинки – "большие молекулы";
- первичные глинистые частицы, представляющие собой пачки элементарных пластинок;
- агрегаты из первичных глинистых частиц;
- высокодисперсные частицы минералов, находящиеся в глине в качестве механических примесей;
- песок, состоящий из частиц кварца и других инертных пород, а также из крупных нераспустившихся комочков глины.

Первые три группы составляют коллоидную, наиболее активную фракцию в глинистом растворе. Частицы четвертой группы можно считать активными наполнителями глинистого раствора, так

как они способствуют увеличению его структурно-механических свойств и могут быть центрами структурообразования для коллоидных фракций. Частицы пятой группы относятся к категории механических нежелательных примесей.

В процессе бурения в дисперсную фазу поступают частицы разбураемых пород. Характер их воздействия на состав и качество глинистого раствора будет определяться дисперсностью и химическим составом и может быть положительным и отрицательным.

Состав дисперсионной среды глинистого раствора определяется:

- электролитами, содержащимися в воде, на которой приготовлен раствор;
- ионами, переходящими в жидкую фазу из глины при приготовлении раствора;
- веществами, добавленными при приготовлении глинистых растворов.

В процессе бурения состав дисперсионной среды во многом обуславливается:

- солями минерализованных пластовых вод, попадающих в раствор при бурении скважины;
- ионами из обломков разбураемых пород, растворяющихся в жидкой фазе раствора;
- интенсивностью взаимодействия химических веществ, находящихся в дисперсионной среде, с веществами, поступающими в раствор при бурении.

Глинистый раствор характеризуется *глиноемкостью*. Глиноемкость представляет собой максимальное содержание глинистой фазы, при котором буровой раствор сохраняет заданную консистенцию. Этот показатель характеризует коллоидальность глины и эффективность химической обработки, являясь одним из важнейших критериев разжижения глинистого раствора. Глиноемкость – функция нескольких факторов: гидрофильности твердой фазы; содержания электролитов, реагентов-понижителей вязкости и защитных коллоидов; температуры и др. Высокая глиноемкость характеризует низкую коллоидальность твердой фазы. Определяющий фактор течения растворов с низкой коллоидальностью твердой фазы – вязкое сопротивление при сравнительно невысоких значениях прочности

структур. Здесь уже небольшие добавки воды резко снижают эффективную вязкость. Малая глиноёмкость свойственна растворам с коллоидно-активной фазой. Главный фактор, определяющий их консистенцию – прочность возникающих структур. В этом случае разжижение достигается путем уменьшения числа коагуляционных контактов в единице объема в результате разбавления водой или ослабления их прочности обработкой реагентами-стабилизаторами.

Особенности строения кристаллической решетки важнейших глинистых минералов

Глины – главная, наиболее активная часть глинистых растворов, поэтому их свойства во многом определяются свойствами исходных глин. Глины – широко распространенные осадочные горные породы, представляющие собой смесь различных минералов, главным образом глинистых. Наиболее важными свойствами глин являются *набухаемость, пластичность, гидрофильность, ионный обмен и способность диспергировать* в воде на мельчайшие частички.

Глины образуются в процессах химического выветривания за счет разложения магматических и других пород. Глинистые минералы отличаются тонкодисперсностью. Существует ряд глинистых минералов, которые классифицируются либо по химическому составу, либо по особенности кристаллического строения. К основным порообразующим минералам глинистых пород, используемых для растворов, относятся минералы групп монтмориллонита, гидрослюд, палыгорскита и каолинита.

Очень редко глина имеет мономинеральный состав. Как правило, она содержит несколько глинистых минералов. В таком случае глина получает название по наименованию преобладающего минерала. Исключение составляют бентонитовые глины, основной минерал которых – монтмориллонит.

В глинах, кроме того, содержатся в различных количествах оксиды железа, щелочных и щелочноземельных металлов. Оксиды металлов связаны с глинистыми минералами различно. Часть их может входить в состав глинистых минералов, замещая оксиды

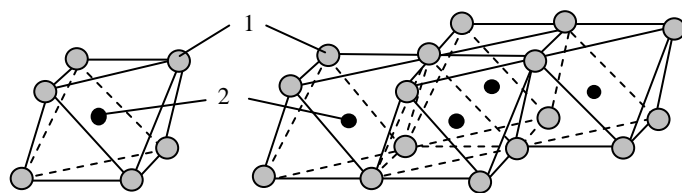


Рис.1. Схематическое изображение октаэдров и октаэдрической сетки структуры глинозема

1 – гидроксиды; 2 – атомы алюминия (магния, железа)

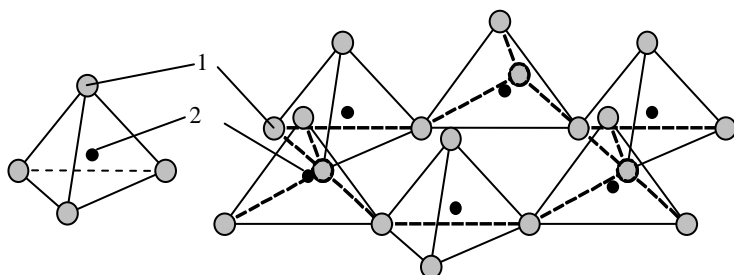


Рис.2. Схематическое изображение кремнекислородного тетраэдра и сетки кремнекислородных тетраэдров, расположенных по гексагональному закону

1 – атомы кислорода; 2 – атомы кремния

алюминия, часть их связана с глинистым веществом слабее и представляет собой обменные основания.

Кристаллические решетки глинистых минералов состоят в основном из двух структурных единиц – глинозема и гидрата кремнезема. Глинозем представляет собой два плотно упакованных слоя атомов кислорода или гидроксидов, между которыми в октаэдрической сетке расположены атомы алюминия, находящиеся на одинаковом расстоянии от соседних шести атомов кислорода или гидроксидов (рис.1).

Замещение атомов алюминия атомами железа или магния приводит к изменению свойств минерала. Гидрат кремнезема построен из кремнекислородных тетраэдров, расположенных в форме бесконечно повторяющейся гексагональной сетки (рис.2). В тетраэдре атом кремния удален от четырех атомов кислорода или гидроксидов на одинаковое расстояние.

Решетка кристаллов монтмориллонита и гидрослюд – трехслойна, а решетка каолинита состоит из двух слоев. Трехслойные решетки монтмориллонита связываются в пачки прослоем воды, количество которой может увеличиваться и уменьшаться, в связи с чем толщина трехслойной пачки с прослоем воды не остается постоянной. Таким образом, решетка монтмориллонита обладает подвижностью и способностью растягиваться и сжиматься. У гидрослюды часть атомов кремния замещена атомами алюминия, а освобождающаяся валентность используется на присоединение атомов калия, что укрепляет связь с соседними пачками и делает кристаллы более прочными.

Отсутствие одного из двух слоев **Si-O** у каолина лишает слоистую пачку симметричности и делает ее связь с соседней пачкой сравнительно прочной. В связи с этим диспергация каолиновых глин происходит хуже, чем монтмориллонитовых.

Кристаллы палыгорскита состоят из двойных цепочек (лент) кремнекислородных тетраэдров. Обе ленты соединяются между собой катионами: магнием, алюминием или железом. Палыгорскит имеет жесткую структурную решетку и поэтому может адсорбировать воду, не увеличиваясь в объеме.

Емкость обмена и электрический заряд

Атомы кремния и алюминия, входящие в кристаллическую решетку глинистых минералов, могут быть замещены другими атомами, причем не обязательно с одинаковой валентностью. В этом случае частицы глины для компенсации ненасыщенной валентности адсорбируют из водных растворов катионы. Между глиной и раствором происходит обмен катионов. При этом скорость обмена почти мгновенна.

Каждая глина обладает определенным количеством обменных ионов, т.е. вполне определенной обменной емкостью (или емкостью обмена). Обменная емкость выражается количеством молей обменных катионов, содержащихся в 1 кг сухой глины. Для наиболее распространенных глинистых минералов обменная емкость составляет: у монтмориллонита 0,8-1,5, гидрослюд – 0,1-0,4, палыгорскита – 0,2-0,3, каолинита – 0,03-0,15.

В глинистых минералах обменными катионами являются: Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+ , H^+ , NH_4^{2+} . В природных глинах основные обменные катионы – натрий или кальций, и глина получает название соответственно натриевой или кальциевой. Чистые натриевые или кальциевые глины в природе практически не существуют. Обычно глины смешанные, но влияние одного из катионов преобладает. По преобладающему влиянию глины относят к тому или иному типу. Тип глины во многом определяет свойства глинистого раствора при взаимодействии с веществами, содержащимися в дисперсионной среде. Возможно искусственное превращение натриевых глин в кальциевые и обратно.

При добавлении в дисперсионную среду глинистого раствора растворимых солей кальция, например хлористого кальция, последний диссоциирует с образованием двух однозарядных анионов хлора и одного двухзарядного катиона кальция. Катионы кальция притягиваются к натриевой глине значительно сильнее, чем однозарядные катионы натрия. Происходит обмен катионами. Глина становится кальциевой, а в растворе образуется хлористый натрий. Процесс замещения кальция натрием в глине происходит сложнее. Для этого нужно брать соль натрия, с анионом которой кальций образует нерастворимое соединение. Ионы кальция связываются, и их место занимает натрий. Чаще такой перевод кальциевой глины в натриевую осуществляют с помощью кальцинированной соды.

Гидрофильность и набухание глин

Все глины в той или иной мере гидрофильны. Характер гидрофильности зависит от их типа и состава и во многом определяет качество глинистого раствора. При замачивании глины водой молекулы воды окружают поверхность кристаллов глинистых минералов, проникают между кристаллами в пачках и раздвигают их. При этом глина набухает. Набухание – предпосылка пептизации глинистых минералов при приготовлении растворов. Оно протекает в два этапа: первый – *всасывание* воды, второй – развитие *набухания*.

Набухание оценивается в кубических сантиметрах на грамм, измеряется на порошках глин с размером частиц 0,25 мм и менее.

Всасывание – капиллярный процесс. Для глин среднего качества всасывание длится 20-30 с, для весьма гидрофильных глин – больше. Процесс набухания зависит от типа глины: у минералов с неподвижной кристаллической решеткой набухание идет в основном за счет проникновения воды в межкристаллическое пространство, у монтмориллонита преимущественное значение имеет проникновение воды в межпакетные промежутки. Поэтому набухание у малогидрофильных глин, например у каолина, фактически заканчивается через 30-40 с. У бентонитовых глин набухание растягивается на 2-4 недели, причем увеличение объема может быть двадцатикратным.

При избытке воды набухание сопровождается разрушением глины. Диполи воды своими отрицательными заряженными концами притягиваются к положительным ионам металлов или водорода. Чем меньше заряд и больше размер ионов, тем быстрее или легче они отрываются диполями воды от поверхности элементарных кристаллов. Связь между листочками в пачках нарушается, и глина "распускается" в воде. На набухании глин отрицательно сказываются снижение pH и солевая агрессия. Так, максимум набухания у бентонитовой глины аскангель в пресной воде 17,7 раза, а в соленой в 10 раз меньше. Лишь палыгорскит одинаково хорошо набухает в пресной и соленой воде. Поэтому промывочные жидкости из палыгорскитовых глин солеустойчивы.

Следует иметь в виду, что время протекания процессов всасывания и набухания при приготовлении глинистых растворов различно (влияет перемешивание, размеры комков глины и ее исходная влажность, состав воды и др.), но характер их протекания сохраняется. Это при прочих равных условиях определяет время приготовления раствора из каждого типа глины. Чем выше качество глины, тем дольше идет приготовление глинистого раствора.

Процессы, происходящие при набухании глин, во многом объясняют поведение стенок скважин, сложенных глинистыми породами, при контакте с промывочной жидкостью.

Размеры и форма глинистых частиц

Размеры частиц природных глин значительно меньше 0,01 мм. Более крупные зерна, которые могут присутствовать в них, – посторонняя примесь. Наибольшее влияние на свойства глинистых растворов оказывает коллоидная фракция с размером частиц менее 1 мкм. Чем меньше размеры частиц, тем больше их качественное влияние на свойства глинистых растворов. В бентонитовых глинах содержание коллоидных фракций значительно больше, чем в каолиновых и может достигать 40 %. Средний эффективный диаметр частиц бентонита 0,02-1 мкм, каолина 0,1-1 мкм.

Коллоидальные свойства глинистых растворов определяются не только размерами частиц, но и их формой. Чаще всего частицы глины имеют вид плоских или лентовидных чешуйчатых пластинок, реже – продолговатую (игольчатую) форму. Благодаря такой форме частицы имеют большую суммарную поверхность, на которой развивается свободная поверхностная энергия. Удельная поверхность глинистых минералов колеблется от 800-900 м²/г у монтмориллонита до 10-20 м²/г у каолинита.

Требования к качеству материалов для приготовления глинистых растворов

Глины используются в комковом или порошковом виде. Размеры комков не должны превышать 150-200 мм. Глинопорошки готовят на специальных заводах механическим или физико-химическим способами. Механический способ заключается в измельчении исходной глины до заданной тонкости помола по схеме дробление – сушка – помол. Качество порошков определяется главным образом качеством исходного сырья. Как правило, глинопорошки готовят из высококачественных бентонитовых глин.

Физико-химические способы получения глинопорошков пока имеют подчиненное значение. Они более трудоемки, но позволяют получать порошки из менее качественных глин. Одна из схем получения глинопорошка: приготовление суспензии из исходного сырья – выведение из нее неактивной части – удаление жидкой фазы.

Глинопорошки для повышения их качества модифицируются путем введения при помоле веществ, улучшающих их свойства: кальцинированной соды, алюминатов, полиакрилатов и др. Тонкость помола глинопорошков должна быть такой, чтобы остаток на сите № 0071 был не более 10 %. Для сохранения качества глинопорошки расфасовываются на заводе в плотные бумажные мешки.

Возможны три варианта применения порошкообразных глин: как коллоидной добавки к промывочному раствору, содержащему неглинистую твердую фазу; как добавки к глинистому раствору, приготовленному из местных низкокачественных глин, для увеличения в нем коллоидной фракции; как единственной твердой фазы раствора, если в районе работ близко нет пригодных глин, а доставка их затруднена.

Глины характеризуются *выходом раствора* Q_p – количеством кубических метров раствора заданной условной вязкости, получаемого из 1 т массы. Чаще в качестве эталонной условной вязкости глинистого раствора принимают величину 25 с. Тогда

$$Q_p = 630 / (\rho_p - 1000) ,$$

где ρ_p – плотность раствора при условной вязкости 25 с, кг/м³.

Выход раствора колеблется от 2-3 м³/т из каолиновых комовых глин и до 19 м³/т из высококачественных модифицированных глинопорошков.

Качество (пригодность) глин для приготовления растворов оценивается несколькими методами. Простейшим является оценка путем приготовления и исследования раствора из пробы глины. Для этого готовят несколько образцов раствора одинаковой вязкости и измеряют остальные параметры. Дополнительно оценивается возможность регулирования свойств приготовленных растворов. При этом основное внимание уделяется возможности получения главных, определяющих для данных условий параметров раствора.

И.Н. Резниченко предложил оценивать глины по содержанию в них активного коллоидного комплекса

$$K = B/59 ,$$

где B – величина адсорбции метиленовой сини исследуемой глины, $\text{см}^3/\text{г}$; 59 – эталонная величина адсорбции метиленовой сини коллоидных частиц наиболее качественного саригюхского бентонита в дистиллированной воде, см^3 .

Величина K для бентонитовых глин должна быть более 0,6. Для глин прочих типов $K < 0,3$. Между содержанием глины C и значением K установлена зависимость:

$$G_k = CK = \text{const},$$

где G_k – объемное содержание коллоидного глинистого компонента, %.

Считается, что получение качественного раствора возможно при соблюдении следующих соотношений между коллоидной составляющей K и общим содержанием твердой фазы C : $K \geq 0,4$; $2,3 \leq C \leq 5,0$;

$$C = \rho_p / \rho_v,$$

где ρ_p, ρ_v – плотности соответственно глинистого раствора и воды, на которой он приготовлен.

Качество глин с учетом характера основных деформаций, происходящих в глинистом растворе, оценивается следующим образом. По соотношению быстрых эластических ε_0^1 , медленных эластических ε_2^1 и пластических $\varepsilon_1^1 t$ (при $t = 1000$ с) деформаций все глины делятся на шесть типов:

- нулевой $\varepsilon_0^1 < \varepsilon_2^1 < \varepsilon_1^1 t$;
- первый $\varepsilon_2^1 > \varepsilon_0^1 > \varepsilon_1^1 t$;
- второй $\varepsilon_2^1 > \varepsilon_1^1 t > \varepsilon_0^1$;
- третий $\varepsilon_0^1 > \varepsilon_1^1 t > \varepsilon_2^1$;
- четвертый $\varepsilon_1^1 t > \varepsilon_0^1 > \varepsilon_2^1$;
- пятый $\varepsilon_1^1 t > \varepsilon_2^1 > \varepsilon_0^1$.

Устойчивые растворы относятся к нулевому, третьему и четвертому структурно-механическим типам.

Требования к качеству воды обусловлены составом глинистого раствора и условиями его применения. Возможно использование морской воды и пластовых вод – рапы с общей минерализацией более 3 %. В то же время для приготовления пресных качественных глинистых растворов целесообразно использовать воду с общей жесткостью до $(3-4)^{10^{-3}}$ моль/л. При большей жесткости воду необходимо предварительно смягчить.

2.3. РАЗНОВИДНОСТИ, СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА И ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Улучшенные глинистые растворы

Если в буровых организациях для приготовления растворов используются низкокачественные глины, то глинистые растворы улучшают обработкой реагентами общеулучшающего действия, главным образом кальцинированной содой, углещелочным и торфошелочным реагентами (УЩР и ТЩР). Кальцинированная сода способствует процессу пептизации коллоидной фракции, повышая структурно-механические свойства раствора и снижая показатель фильтрации. УЩР и ТЩР стабилизируют глинистый раствор, значительно снижая показатель фильтрации, но в то же время ухудшая реологические свойства. Обычно кальцинированную соду вводят одновременно с глиной для полноты извлечения активной составляющей твердой фазы, а УЩР и ТЩР – после размешивания.

Концентрация реагентов зависит от качества воды и глины. Добавки Na_2CO_3 обычно не превышают 0,5 %, содержание УЩР и ТЩР может достигать до 20 %. В результате использования общеулучшающих реагентов глинистые растворы, даже из низкокачественных каолиновых глин, могут иметь $\gamma = 1,15-1,18 \text{ г/см}^3$, $T = 22-25 \text{ с}$, $B \approx 20 \text{ см}^3$, $C \approx 0,02 \text{ г/см}^3$. Улучшенные глинистые растворы могут в дальнейшем подвергаться обработке реагентами. Однако необходимо учитывать совместимость реагентов.

Ингибированные глинистые растворы

Ингибированные растворы применяются при бурении неустойчивых, самодиспергирующихся пород (глин, глинистых сланцев, аргиллитов, алевролитов). Цель ингибирования – снижение гидрофильности твердой фазы и способности ее к пептизации. При ингибировании возрастает глиноемкость растворов. Ингибирование осуществляется путем строго дозируемой коагуляции, при которой структурообразование приостанавливается на определенном уровне, а пептизация и размокание существенно ограничиваются.

Ингибированные глинистые растворы обладают ингибирующим эффектом по отношению к разбураемым породам, что выражается в крепящем эффекте и повышении вследствие этого устойчивости стенок скважины. Техника ингибирования заключается в обработке путем введения защитных коллоидов, коагулирующих агентов, регуляторов рН, понизителей вязкости.

Химическая основа крепящего действия ингибированных растворов определяется главным образом способностью ионов ингибирующих электролитов вступать во взаимодействие с породами глинистого комплекса, вызывать их коагуляцию, ионный и неионный обмен, образовывать новые вещества и структуры, более стабильные к агрессивным воздействиям дисперсионной среды и пластовых вод. В результате повышается связность и снижается набухаемость пород. Как правило, процесс этот носит объемный характер. Ингибированные растворы обычно получают название по наименованию основного ингибирующего компонента.

Крепящий эффект и повышение глиноемкости ингибированных растворов усиливается по мере добавок ингибирующего реагента, однако это приводит к росту коагуляционных процессов в самом растворе, увеличивается показатель фильтрации, возрастает или понижается вязкость, теряется агрегативная устойчивость. Для стабилизации таких растворов используют реагенты с высокой защитной способностью – КССБ, КМЦ, окзил, ФХЛС, а также реагенты-понизители вязкости. Иногда удается ограничиться одним реагентом, который играет роль и стабилизатора, и разжижителя. Чаще всего это лигносульфонаты. В результате образуется многокомпонентная система, устойчивость и эффективность которой обусловлены опре-

деленным соотношением компонентов. В процессе бурения свойства такого раствора могут изменяться из-за взаимодействия с горными породами и пластовыми водами, что, в свою очередь, может потребовать добавок того или иного реагента.

Хлоркальциевые глинистые растворы (высококальциевые) содержат в качестве основного активного реагента хлористый кальций. Фильтрат таких растворов содержит от 800 до 5000 мг/л ионов кальция, взаимодействие которых с горными породами сопровождается **упрочнением** стенок скважины за счет образования конденсационно-кристаллизационных структур.

Важный компонент высококачественных хлоркальциевых растворов – известь, повышающая рН раствора, ускоряющая ионный обмен и являющаяся дополнительным источником ионов кальция.

Оптимальное содержание компонентов зависит от состава пород, условий бурения и определяется экспериментальным путем. Пример рецептуры хлоркальциевого раствора, разработанной для бурения неустойчивых глинистых сланцев, %: 0,3-0,6 CaCl₂, 0,1-0,15 извести, 0,1-0,3 КССБ, 1-1,5 КМЦ. Раствор имеет параметры: $\gamma = 1,1-1,15 \text{ г/см}^3$, $T = 17-20 \text{ с}$, $B = 8-10 \text{ см}^3$, $\text{СНС} > 1 \text{ Па}$, $\text{pH} = 6-10$.

В процессе бурения содержание ионов кальция в растворе постоянно уменьшается. Они адсорбируются выбуриваемыми породами и стенками скважины, фильтруются в проницаемые пласты. Концентрацию кальция увеличивают добавками хлористого кальция или извести.

При бурении в соленосных толщах хлоркальциевые растворы насыщают каменной солью (до 180 кг на 1 м³ раствора). При этом резко увеличивается водоотдача. Понизить ее введением дополнительных добавок КССБ не удастся.

Хлоркальциевые растворы готовятся в следующем порядке. В заранее приготовленный раствор вязкостью 18-20 с сначала вводят расчетное количество КССБ, после перемешивания в течение 10-15 мин добавляют CaCl₂ в виде водного раствора (1 кг/м³ CaCl₂ в пересчете на твердое вещество увеличивает содержание ионов кальция в фильтрате на 200 мг/л). Затем вводят понизитель вязкости и известь, перемешивают все в течение 15-20 мин. Приготовленный раствор сливают в приемную емкость. При этом необходимо исключить условия, способствующие пенообразованию: лопа-

сти перемешивающих устройств должны быть полностью покрыты раствором, сливать раствор в приемную емкость надо с минимально возможной высоты и т.д. Если эти мероприятия не исключают пенообразование, в раствор вводят пеногаситель. Такие растворы можно готовить непосредственно в процессе бурения при подходе к неустойчивому интервалу горных пород. Для этого все реагенты вводят в описанном порядке в циркулирующий раствор с соблюдением правил химической обработки.

Известковые глинистые растворы – глинистые растворы, обработанные известью или портландцементом. Процесс обработки получил название известкования. Известковые растворы наиболее эффективны при бурении в глинистых породах, легко переходящих в раствор. Их особенностью являются небольшие вязкость и статическое напряжение сдвига при достаточно высокой плотности. Известковые глинистые растворы включают, кроме глины, воды и извести, еще каустическую соду и реагенты-понижители вязкости и водоотдачи.

При введении в глинистый раствор извести кальций, обладающий двумя свободными валентностями, может присоединиться обеими валентностями к одной частице либо к двум, связывая их между собой. Таким путем могут образоваться цепочки, состоящие из глинистых частиц, соединенных между собой катионами кальция. Вязкость глинистого раствора резко повышается, раствор теряет текучесть. Прочность связей в цепочках невелика, и при перемешивании они рвутся, образуя короткие цепочки и агрегаты частиц, более крупные по сравнению с частицами до введения извести.

Для снижения водоотдачи и предотвращения повторного возникновения длинных цепочек в глинистый раствор вводят химические реагенты, устойчивые к действию кальция, а также добавляют каустическую соду, которая понижает растворимость извести. При этом возникают только короткие цепочки и агрегаты частиц. Одновременно снижается гидрофильность частиц. В качестве понижателя вязкости используются ССБ или КССБ.

Известь очень плохо растворяется в воде. Добавки щелочи уменьшают ее растворимость и соответственно загустевание глинистого раствора. Концентрация Ca^{++} в фильтрате известковых раство-

ров находится в пределах 0,0075-0,15 %. Содержание извести в известковом глинистом растворе доходит до 2-2,5 %, и в нем всегда есть ее нерастворимый избыток. По мере удаления из раствора Ca^{++} этот избыток постепенно переходит в раствор. Ионы Ca^{++} постоянно удаляются из раствора в результате либо ионного обмена, либо необратимого поглощения глиной. Последнее приводит к снижению чувствительности глины и, следовательно, известкового глинистого раствора к солям и химическим реагентам.

Введение извести и каустической соды в раствор приводит к повышению его pH до 11-12. Известкование снижает содержание растворимых гуматов в промывочной жидкости и восстанавливает ее восприимчивость к обработке УЦР.

Известковые растворы обычно готовят в процессе циркуляции промывочной жидкости в желобной системе буровых установок. Предпочтительно введение реагентов в следующем порядке: ССБ, NaOH, известь. Конкретная рецептура известковых растворов определяется на месте работ.

Известковые растворы несовместимы с обработкой кальцинированной содой, фосфатами и другими реагентами, дающими нерастворимые кальциевые соли.

Калиевые глинистые растворы используются главным образом при бурении в породах неустойчивого глинистого комплекса. Эффективность калиевого раствора в укреплении глины определяется относительно небольшим размером гидратированного иона K^+ , который внедряется в состав глины, прочно связывая соседние поверхности и препятствуя тем самым процессу гидратации. Эффект калиевой обработки не зависит однозначно от минералогического состава глин. Чаще всего для получения калиевых растворов используется KCl, но можно применять K_2SiO_3 ; K_2CO_3 ; KOH. Оптимальная концентрация KCl 6-8 %, содержание ионов калия при этом составляет 30 г/л.

Простейший состав калиевого глинистого раствора: 8 % реагента – носителя K^+ , 2 % стабилизатора КМЦ-500 или 10 % стабилизатора КССБ, 8 % разжижителя – оксила. Оптимальная величина pH = 9,5-10, регулируется pH введением KOH.

Калиевый раствор вследствие электролитной коагуляции и перехода в него выбуренной породы может загустевать. Для предупреждения этого сочетают хлоркалиевую обработку с известкованием. Порядок приготовления такого хлоркалиевого раствора следующий: исходный глинистый раствор, 4 % КМЦ-500, 5-7 % KCl. Затем готовят окзил с водой в составе 1 : 8. В эту смесь вводят 30 % раствора NaOH и 30 % известкового молока. Соотношение окзила, каустика и извести составляет 10 : 0,5 : 1 в пересчете на сухое вещество. Раствор имеет следующие параметры: $\gamma = 1,15-1,2 \text{ г/см}^3$, $T = 20-25 \text{ с}$, $B = 8-10 \text{ см}^3$, $K = 1-1,5 \text{ мм}$, $\text{СНС} = 2-4 \text{ Па}$.

Калиевый раствор может быть малоглинистым, полимерным на основе акриловых и других полимеров, эмульсионным. Часто калиевые растворы представляют собой многосолевые системы, особенно когда для их получения используют многотоннажные отходы хлорной продукции, содержащие 30-40 % KCl, 5-10 % NaCl и до 5 % MgCl. Применяются и комбинации хлористого калия с каустическим магнезитом. Более рационально использование калиевых буровых растворов на неглинистой основе, когда глина является лишь наполнителем.

Алюминатные растворы – растворы, содержащие в качестве ингибиторов соли алюминия. Они имеют очень высокую степень ингибирования и требуют меньшего расхода стабилизатора, чем другие ингибированные жидкости. В качестве ингибитора используются алюмоаммонийные и алюмокалиевые квасцы (в концентрации 0,5-2,2 %), алюминаты натрия, кальция (0,3-1,5 %) и другие соли алюминия, а также глиноземистый цемент. Стабилизаторами и разжижителями служат эфиры целлюлозы, лигносульфонаты и хроматы в количестве от 1,5 до 6 %.

Алюминатные растворы широко применяются при наличии минерализованных подземных вод, они сохраняют устойчивость при любых концентрациях хлористого натрия и сульфата кальция.

Примерная рецептура алюминатного раствора: 2-3 % алюмината натрия или 1-1,5 % гипсоглиноземистого цемента, 7-13 % ССБ или 7-10 % окзила, 3-4 % ФХЛС, смазывающая добавка (5-7 % нефти или 1,5-2 % СМАД-1); pH раствора регулируется добавками NaOH до 9-9,5. Параметры такого раствора в процессе бурения под-

держиваются в следующих пределах: $\gamma = 1,15-1,17 \text{ г/см}^3$, $T = 17-28 \text{ с}$, $B = 5-10 \text{ см}^3$, $\text{СНС} = 0,2-1,4 \text{ Па}$.

Алюминатные растворы готовят в перемешивающих устройствах либо в скважинах в процессе бурения. В первом случае в состав алюминатного раствора необходимо вводить пеногаситель. Обладая крепящими свойствами, и будучи нечувствительными к загрязнению цементом, алюминатные растворы при обогащении их выбуренной породой сохраняют низкие структурно-механические свойства даже при глиноёмкости до 700 кг/м^3 . Применяются также малоглинистые алюминатные растворы. Иногда буровые растворы обрабатывают солями алюминия в сочетании с полимерами – полиакрилатами. Это усиливает их ингибирующее действие и повышает флокуляцию выбуренной породы.

Ферросульфатные растворы представляют собой глинистые растворы, обработанные сернокислым железом в количестве 0,1-1,5 %. В качестве стабилизаторов служат КССБ, КМЦ, ФХЛС. При бурении высокодисперсных глинистых пород в ферросульфатные растворы вводятся разжижающие реагенты: лигносульфонаты, хроматы, бихроматы. Понижение вязкости при добавке лигносульфонатных реагентов основано на сочетании эффектов стабилизации и ингибирования. Концентрация стабилизаторов определяется видом реагента: ФХЛС вводится в количестве до 4 %, КССБ – до 12 %, КМЦ – до 1 %. Предпочтительнее подбирать стабилизатор, который одновременно является и разжижителем.

Для замедления возможных процессов коррозии в раствор вводят 2-5 % ингибиторов коррозии (лесохимические смолы, различные ПАВ), а для уменьшения износа бурильного инструмента – смазочные добавки (5-7 % нефти, 2-4 % СМАД-1 и др.).

Состав раствора подбирается в соответствии с условиями бурения. Например, ферросульфатный раствор: 1,5 % сернокислого железа, 7 % КССБ, 2 % окзила, 2 % СМАД-1. Параметры раствора: $\gamma = 1,15-1,17 \text{ г/см}^3$, $T = 20-25 \text{ с}$, $B = 5-7 \text{ см}^3$, $K = 1-1,5 \text{ мм}$, $\text{СНС} = 1-4 \text{ Па}$. Разновидность ферросульфатного раствора – феррогуматный раствор. Примерная рецептура: 3 % сернокислого железа, 2-5 % УЩР, 2 % СМАД-1 или графита.

Ферросульфатные растворы готовят в перемешивающих устройствах или непосредственно в скважине в процессе циркуляции (бурения). Сначала вводят стабилизатор, затем соль сернокислого железа (обычно в растворе 20 %-ной концентрации), затем остальные добавки. Солю сернокислого железа восстанавливаются соленые и хлоркальциевые растворы после разбуривания цементного камня, поэтому возможны варианты ферросульфатных растворов более сложных составов.

Ферросульфатные растворы могут быть малоглинистыми, а также полимерными.

Силикатные глинистые растворы – растворы с небольшими добавками (0,5-1 %) жидкого стекла, используемого для загущения глинистых растворов с одновременным повышением водоотдачи. При добавках жидкого стекла более 1 % требуется стабилизатор – УЩР или лигносульфонаты. Ингибирующие свойства силикатный глинистый раствор приобретает при концентрации жидкого стекла свыше 4 %, оптимальной концентрацией считается 5-10 %.

Крепящее действие силикатных растворов обусловлено ионообменом катионов натрия жидкого стекла с катионами кальция глинистых пород. Освободившиеся при этом катионы кальция с анионами SiO_3^- жидкого стекла образуют нерастворимое в воде соединение CaSiO_3 , которое и является цементирующим веществом.

Регулирование вязкости и водоотдачи силикатных растворов эффективно при комбинированной обработке лигносульфонатами и УЩР. Один составов силикатного глинистого раствора представляет собой исходный глинистый раствор плотностью $1,1 \text{ г/см}^3$, в который введено 10 % жидкого стекла и 4 % ФХЛС. Параметры раствора: $\gamma = 1,12 \text{ г/см}^3$, $T = 25 \text{ с}$, $B = 7 \text{ см}^3$, $K = 1 \text{ мм}$, $\text{СНС} = 1,5 \text{ Па}$. УЩР вводится в количестве 5-7 %, концентрация лигносульфоната при этом уменьшается вдвое. Силикатные глинистые растворы предпочтительнее с небольшим содержанием твердой фазы.

Порядок приготовления: глинистый раствор – стабилизатор – жидкое стекло. Для повышения крепящих свойств и уменьшения водоотдачи добавляются полимерные стабилизирующие реагенты КМЦ, ПАА, гипан, а также комбинации полимеров с лигносуль-

фонатами. Для улучшения смазочных свойств добавляется 1-2 % СМАД-1, или соапстока, или другой смазки.

Известны силикатные растворы, содержащие в качестве дополнительного ингибитора соли алюминия (до 0,5-1 %), получившие название алюмосиликатных глинистых растворов. Малоглинистые силикатные растворы применяются для промывки скважин при бурении с комплектами со съёмным керноприемником.

Полимерные глинистые растворы – растворы с добавкой небольших количеств полимеров. Использование их основано на селективном действии полимеров, которые стабилизируют коллоидный комплекс глинистого раствора, в то же время коагулируя (флокулируя) менее коллоидную фракцию выбуренных пород. Полимерной обработке чаще подвергают бентонитовые растворы. Водный раствор полимеров, даже малоконцентрированных, обладает структурой, поэтому введение полимеров позволяет получить оптимальные реологические и фильтрационные характеристики глинистых растворов с содержанием гидратированной твердой фазы до 2-4 %.

В полимерных глинистых растворах используются полиакриламид (ПАА) и его гидролизованные разновидности РС-2 и РС-4, метас, гипан, реагенты К-4, К-9, М-14, сополимер карбоновых кислот и их солей – "Комета-Метеор" и другие в количестве 0,05-0,5 % в пересчете на сухое вещество. Пример состава полимерного глинистого раствора – водный раствор ПАА 0,25 %-ной концентрации, в который введено 2-3 % бентонита. Параметры раствора: $\gamma = 1,03 \text{ г/см}^3$, $T = 29-35 \text{ с}$, $B = 5,5-8 \text{ см}^3$, при высокой стабильности и очистной способности структурная вязкость составляет $(17-19) \cdot 10^3 \text{ Па}\cdot\text{с}$, динамическое напряжение сдвига 5-8 Па.

Полимерные глинистые растворы обладают хорошими смазочными свойствами, имеют пониженные гидравлические сопротивления, низкое поверхностное натяжение фильтрата (до $2,4 \cdot 10^{-2} \text{ Н/м}$), что благоприятно сказывается на буримости горных пород. Для усиления этих свойств в полимерные растворы вводят до 1 % ПАВ. При использовании гидролизованных полимерных реагентов дополнительно вводят 0,3-0,8 % кальцинированной соды.

Механическая скорость бурения при использовании полимерных глинистых растворов возрастает в 1,1-2 раза, абразивный износ

сменных деталей буровых насосов и турбобуров снижается в 2-3 раза, стойкость породоразрушающего инструмента возрастает в 1,5-2 раза, гидравлические потери в циркуляционной системе снижаются на 15-20 %, расход глины и реагентов уменьшается в 3-4 раза.

Полимерный раствор готовят в перемешивающих устройствах или на буровой установке в процессе циркуляции. Последовательность введения компонентов: глинистый раствор – водный раствор полимера (обычно не выше 1 % в пересчете на сухое вещество) – прочие добавки. Используются и сухие порошки полимеров. При термическом загустевании в растворы вводят до 1 % кремнийорганических полимерных жидкостей ГКЖ-10, ГКП-10.

Ингибирующий эффект полимерных глинистых растворов при необходимости усиливается введением 3-10 % ФХЛС. Эффективно введение солей-ингибиторов Na, K, Mg, Al, Fe и силиката натрия, а также их комбинаций. При небольшой плотности и хороших реологических и фильтрационных характеристиках комбинированные полимерные растворы обладают высоким ингибирующим эффектом и селективным действием. В качестве добавок к этим растворам широко используются КМЦ (до 2 %), биополимеры и ПАА, который не коагулирует даже в концентрированных растворах солей (кроме $CaCl_2$). Концентрация ингибирующих компонентов определяется видом реагента. Комплексный эффект от применения полимеров предопределяет область их использования в разнообразных геологических условиях.

Эмульсионные глинистые растворы

При бурении толщ неустойчивых глинистых и глинисто-карбонатных пород, склонных к образованию сальников на бурильных трубах, применяются эмульсионные глинистые растворы. Это концентраты эмульсолов, нефть, дизельное топливо, масла и другие нефтепродукты. Размеры глобул нефтяной фазы в эмульсионных глинистых растворах составляют 10-100 мкм.

При приготовлении эмульсии на базе глинистых растворов глинистые частицы, адсорбируясь на границе раздела фаз вода – углеводородная составляющая, стабилизируют глобулы и повышают

устойчивость эмульсии. Чем выше качество глины, тем активнее ее стабилизирующее действие. Добавка нефти в глинистый раствор приводит к улучшению его общего качества, снижению водоотдачи, повышению коагуляционной устойчивости. Порода, слагающая стенки и забой скважины, гидрофобизируется, на ней и бурильном инструменте образуются смазочные пленки, препятствующие агрегированию частиц выбуренной породы и прихватам бурового снаряда. Кроме того, эмульсионным глинистым растворам присущи и все прочие эффекты, вызываемые ПАВ. Эмульсионные глинистые растворы с небольшим содержанием качественной глинистой фазы характеризуются параметрами: $T = 18-25$ с, $B = 3-7$ см³, СНС = 1-2,5 Па.

Нефть добавляется в глинистый раствор в количестве 8-20 %. С ее введением уменьшается глиноемкость раствора, поэтому верхний предел ее содержания обусловлен требуемой плотностью и вязкостью раствора при соблюдении оптимального эффекта гидрофобизации. Эмульгаторы нефти и дизельного топлива в растворе – глинистая фаза и специально добавляемые реагенты. На устойчивость нефтеэмульсионного раствора влияет состав нефти, рост содержания в ней высокомолекулярных асфальтенов и смол снижает стабильность эмульсии. Таким образом, при достаточной концентрации и коллоидальности глинистой фазы с легкой нефтью можно получить нефтеэмульсионный раствор без химической обработки и добавки специальных эмульгаторов.

Стабильность нефтеэмульсионных растворов повышается химической обработкой исходных глинистых растворов, а также введением одновременно с нефтью химреагентов (NaOH, Na₂CO₃, УЦР, ССБ и КССБ, КМЦ и др.), которые активизируют глинистую фазу как эмульгатор. Кроме того, защитные реагенты дополнительно повышают устойчивость эмульсий вследствие образования вокруг глобул высоковязких гидратированных оболочек. Если стабильность эмульсионного глинистого раствора недостаточна и наблюдается отстой нефтяной фазы, в раствор добавляют 0,5-2 % эмульгаторов: сульфонола, Na-мыла, и др.

Нефтеэмульсионные растворы чаще готовят непосредственно на буровых установках путем введения нефти и эмульгаторов в желобную систему или во всасывающую линию бурового насоса в процессе циркуляции. Расчетное количество нефти и реагента должно

быть введено за два-три цикла. В перемешивающих устройствах эмульсионный глинистый раствор с УЩР готовят следующим образом. Сначала заливают требуемый объем УЩР, добавляют примерно 1/3 требуемого количества воды и после кратковременного перемешивания вводят все расчетное количество глины. После растворения глины в полученную пасту постепенно вливают расчетный объем нефти. Затем нефтяную пасту разбавляют оставшейся водой и непрерывно перемешивают в течение 1 ч до образования эмульсионного раствора. При вспенивании в растворы вводят пеногасители.

При бурении в растворе необходимо поддерживать заданное количество нефти, так как с течением времени концентрация ее уменьшается за счет потерь со шламом и керном, образования фильтрационных корок и др. Существующие способы определения количества нефти в жидком растворе сложны, на практике ежедневные потери нефти принимают из расчета 0,5-1 %.

Эмульсионные глинистые растворы широко применяются при бурении в соляных толщах и соледержащих породах. В этих случаях стараются поддержать в растворе одинаковую минерализацию с пластовой солью.

В эмульсионный можно перевести любой глинистый раствор, в том числе и ингибированный. Такие растворы, сохраняя исходные свойства, приобретают качества эмульсионных растворов.

Глинистые растворы с добавками веществ специального назначения

В глинистые растворы вводят вещества, придающие им специфические технологические свойства. В качестве исходных могут служить как необработанные, так и обработанные химическими реагентами глинистые растворы. Получение таких растворов сводится, как правило, к добавке соответствующего вещества в процессе циркуляции глинистого раствора в скважине. В некоторых случаях введение реагента определенного функционального назначения требует добавки реагентов, сохраняющих остальные свойства исходного раствора. Деление растворов в соответствии с назначением той или

иной добавки условно, так как большинство таких добавок имеет многофункциональное, комплексное действие.

Утяжеленные глинистые растворы

К утяжеленным глинистым растворам относятся растворы с повышенной плотностью (до $2,2 \text{ г/см}^3$ и более), содержащие тонкодиспергированные утяжелители. Эти растворы применяют при бурении неустойчивых горных пород, а также для предупреждения водопроявлений, выбросов нефти и газа в пластах с высоким давлением.

Качественные глинистые растворы, имеющие невысокую вязкость, но способные удерживать частицы утяжелителя во взвешенном состоянии, обрабатывают утяжелителем. Обычно утяжеляют глинистые растворы, предварительно обработанные химическими реагентами. Особое внимание уделяют структурно-механическим свойствам исходного раствора. Статическое напряжение сдвига подлежащего утяжелению раствора должно быть не менее 2 Па через 1 мин . Утяжелители к растворам добавляют в перемешивающие устройства, реже на буровых установках в процессе циркуляции раствора. Расход утяжелителя на 1 м^3 исходного раствора для получения заданной плотности определяется по формуле

$$q = \rho_y(\rho_r - \rho_1)/(\rho_y - \rho_r),$$

где ρ_y , ρ_r , ρ_1 – плотности соответственно утяжелителя, заданного глинистого раствора, исходного раствора, кг/м^3 .

С учетом влажности утяжелителя

$$q = \rho_y(\rho_r - \rho_1)/(\rho_y - \rho_r)(1 - n + n\rho_1),$$

где n – влажность утяжелителя, доли единицы.

Утяжеление глинистых растворов сопровождается существенным повышением их вязкости и статического напряжения сдвига. Снижение вязкости разбавлением водой нецелесообразно, так как это ухудшает параметры раствора и вызывает необходимость добавки дополнительного утяжелителя. Поэтому понижать

вязкость утяжеленных глинистых растворов следует химическими реагентами, содержащими небольшое количество воды, например хромлигносульфонатом, ПФЛХ. Добавки реагентов подбираются опытным путем.

Использование утяжеленных глинистых растворов приводит к существенному снижению механической скорости бурения.

Аэрированные глинистые растворы

Глинистые растворы, насыщенные воздухом, применяются для борьбы с поглощениями. Аэрированные глинистые растворы имеют пониженную плотность, меньшую, чем у исходного раствора, водоотдачу, повышенные статическое напряжение сдвига и вязкость, обладают высокой очистной способностью и совместимы с различными видами химической обработки. Аэрированные растворы характеризуются либо воздухом содержанием – количеством воздуха в единице объема, либо степенью аэрации, которая представляет собой отношение объемного расхода воздуха при нормальных условиях к объемному расходу жидкости.

Реологические свойства аэрированных глинистых растворов во многом зависят от воздухом содержания. Повышение плотности исходных глинистых растворов приводит к резкому увеличению параметров их реологических свойств. Поэтому для аэрации следует использовать качественные глинистые растворы с небольшим содержанием твердой фазы.

Аэрируются практически все промывочные жидкости. При степени аэрации более сорока аэрированные жидкости, в том числе и глинистые растворы, переходят в пены.

2.4. МЕЛОВЫЕ И САПРОПЕЛЕВЫЕ РАСТВОРЫ, ПРОМЫВочНЫЕ ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ ВЫБУРЕННЫХ ПОРОД

Меловые растворы

Меловые растворы представляют собой группу растворов различного целевого назначения, в которых основной компонент твердой фазы – мел. Меловые растворы в условиях сложного физико-химического взаимодействия глинистой фазы с дисперсионной средой, сопровождающегося ухудшением качества раствора вплоть до гидрофобной коагуляции твердой фазы, выполняя все функции промывочных жидкостей, оказываются более устойчивыми.

Меловой порошок не дает в воде агрегативно устойчивой суспензии вследствие недостаточной гидратации поверхности. Стабилизация водной суспензии мела достигается введением 15 % таких реагентов, как КССБ, ССБ, УЩР, 1-2 % полимеров и ряда других веществ. Так как дисперсность мела меньше, чем дисперсность глин, и в процессе бурения она практически не изменяется, при использовании в качестве стабилизаторов лигносульфонатов необходимо вводить структурообразователь (0,5-2 % жидкого стекла, иногда – 4-5 % от массы мела, глинопорошка). Полимеры стабилизируют и структурируют меловой раствор.

Особенность меловых растворов – небольшая вязкость при значительной плотности. Можно получить легко перекачиваемые меловые растворы полностью 1,5-1,6 г/см³ без обработки понизителем вязкости.

При бурении в поглощающих горизонтах в меловые растворы вводят глину (до 50 % твердой фазы). Такие растворы получили название глинисто-меловых, они обладают повышенными вязкостью и статическим напряжением сдвига.

Меловые растворы применительно к конкретным условиям обрабатываются теми же реагентами, что и глинистые растворы, примерно в таком же соотношении и таком же порядке. В зависимости от состава они могут быть кальциевыми и высококальциевыми, известковыми, эмульсионными, силикатными при содержании жидкого стекла около 10 %. Параметры мелового раствора определяются его химическим составом.

По назначению меловые растворы классифицируются на:

- растворы для нормальных геологических условий плотностью 1,2-1,26 г/см³ с обычной обработкой защитным коллоидом;
- растворы для бурения в осыпающихся аргиллитах и глинистых сланцах – кальциевые, высококальциевые и силикатно-меловые;
- растворы для бурения в ангидритах и мелах – эмульсионные меловые и известковые;
- растворы для вскрытия высоконапорных горизонтов плотностью до 1,6 г/см³;
- растворы для бурения в поглощающих горизонтах – глинисто-меловые.

Меловые растворы готовят из порошкового или комового мела в фрезерно-струйных мельницах или глиномешалках. На приготовление мелового раствора требуется примерно в два раза больше времени, чем глинистого. В меловом растворе фракция размером менее 0,01 мм составляет всего 50-85 %. Обрабатывать меловую суспензию реагентами следует после полного перемешивания мела с водой. При необходимости меловые растворы аэрируются.

Сапропелевые растворы

Сапропелевые растворы представляют собой смесь сапропеля (1-10 %) с водой. Так как в органической массе сапропелей преобладают гуминовая и углеводная (гидролизуемая) группы веществ, в состав таких растворов входит до 0,5 % NaOH или KOH. Но и в естественном состоянии сапропели после перемешивания при концентрации твердой фазы 3-5 % образуют буровые растворы, пригодные для бурения в неосложненных условиях. В сапропелях присутствуют все необходимые минеральные и органические вещества, биополимеры и природные ПАВ, которые обеспечивают высокую агрегативную устойчивость дисперсий сапропелей в воде. Особенность минеральной части сапропелей – наличие в ее составе аморфных форм кремния, железа, кальция и фосфора, поэтому минеральная составляющая играет активную роль в формировании коллоидно-дисперсных структур буровых растворов. По своим свойствам, в

первую очередь по структурно-реологическим и фильтрационным, растворы из сапропелей не уступают растворам из глинопопорошков лучших марок. При концентрации твердой фазы до 1 % сапропелевые растворы ведут себя как ньютоновские жидкости. По мере нарастания ее концентрации растворы обнаруживают аномалию вязкости за счет ориентации симметрических комплексов в процессе течения.

В зависимости от концентрации и вида сапропеля технологические свойства растворов колеблются в широких пределах: $\gamma = 1,01-1,1 \text{ г/см}^3$, в минерализованных – до $1,3 \text{ г/см}^3$, $T = 25-40 \text{ с}$, $B = 5-15 \text{ см}^3$, СНС = 0-4 Па. Для регулирования свойств сапропелевых растворов используются: до 15 % УЩР и ТЩР, 1 % гипана, метаса, 2 % КМЦ, 15 % ССБ, различные щелочи и др.

Сапропелевые растворы делятся на ингибированные, эмульсионные, высокоминерализованные. Последние могут быть и обратными. Параметры таких растворов: $\gamma = 1,01-1,02 \text{ г/см}^3$, $T = 80-90 \text{ с}$, $B = 0-3 \text{ см}^3$, СНС = 1-3 Па. Высокоминерализованные растворы не требуют крахмальной обработки.

Сапропелевые растворы имеют ряд преимуществ: экономится дефицитная высококачественная глина; уменьшается загрязнение продуктивных пластов и окружающей среды; снижается абразивный износ бурильного инструмента; не требуются смазывающие добавки; улучшаются условия проведения геофизических исследований в скважине.

Промывочные жидкости на основе выбуренных пород

При бурении скважин, особенно в удаленных районах, не всегда удается своевременно обеспечить буровые необходимым количеством глины. Растворы, приготовленные из привозных глин при отсутствии местного сырья, дороги. Поэтому в бурении используются естественные растворы – стабилизированные жидкости, твердая фаза которых представлена частицами выбуренных неглинистых пород. Особенность таких растворов состоит в том, что они маловязкие, сохраняют подвижность при значительном содержании твердой фазы, их статическое напряжение сдвига не достигает

больших значений. И если имеется возможность получения и использования таких растворов, ее надо всячески использовать.

Естественные промылочные жидкости получаются в процессе бурения путем насыщения воды, содержащей поверхностно-активные вещества, частицами выбуренной породы. Кинетика перехода выбуренных пород в промылочную жидкость зависит в первую очередь от физико-химических свойств разбуриваемых пород и степени их диспергирования, физико-химического состава дисперсионной среды, степени взаимодействия твердой и жидкой фаз, активности, применяемых для обработки ПАВ и т.д. Повышение гидрофильности частиц неглинистых пород и увеличение устойчивости дисперсной системы происходит в результате образования на их поверхности адсорбционных слоев поверхностно-активного вещества. С увеличением концентрации поверхностно-активных веществ-стабилизаторов устойчивость системы возрастает. ПАВ избирательно адсорбируются на породах, поэтому для каждой разновидности пород применяется наиболее эффективное из них. Порой использование смеси нескольких ПАВ дает больший эффект, чем каждое вещество в отдельности.

Для обработки естественных промылочных жидкостей и придание им необходимых структурно-механических свойств используются практически все реагенты. В отдельных случаях, в качестве структурирующей добавки, применяются небольшие количества бентонитовых глин.

Естественным глинистым растворам свойственны все недостатки искусственно приготовленных.

3. ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ НА НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ

3.1. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

К этому классу промылочных жидкостей относятся гидрофобно-эмульсионные и известково-битумные (ИБР) растворы, представляющие собой эмульсии II рода. Они используются при бурении в соленосных и неустойчивых глиносодержащих породах, легко переходящих в промылочную жидкость, в многолетнемерзлых поро-

дах, а также при борьбе с поглощениями. Высокая дисперсность, надежная стабилизация водной фазы в углеводородной среде позволяют им обеспечить все преимущества углеводородных растворов при более низкой стоимости и сравнительной простоте приготовления и обработки. Значительные преимущества гидрофобных эмульсий – это повышенная вязкость, пониженная плотность, нейтральное отношение к солям, возможность регулирования вязкости в широких пределах.

Агрегативная устойчивость гидрофобно-эмульсионных растворов зависит от стабилизирующих свойств ПАВ, поэтому они обязательно должны содержать ПАВ-стабилизатор. Например, гидрофобная эмульсия с соляровым маслом (10 %) и нетоксичные стабилизаторы – алкилоламыды синтетических жирных кислот фракции $C_{10}-C_{16}$ (1 %), остальное – вода. Структурно-механические параметры эмульсии зависят от соотношения гидрофобной жидкости и воды и возрастают с увеличением количества воды, чем и вызван эффект предотвращения поглощения промывочной жидкости при бурении. При контакте с пластовыми водами в трещинах горных пород вязкость эмульсии резко увеличивается, что предупреждает поглощение. При бурении в отложениях ангидрита и соли, а также в породах с высоким содержанием кальция применяются нефтеэмульсионные растворы, эмульгатором и стабилизатором которых служит крахмал.

Известково-битумные растворы применяются для вскрытия продуктивных горизонтов с сохранением естественной проницаемости и для бурения в особо неустойчивых глинистых соленосных отложениях. В таких растворах дисперсионная среда представлена дизельным топливом, а дисперсная фаза – тонко размолотым окисленным битумом. Частицы битума обладают слабой способностью образовывать связнодисперсные системы, поэтому в растворы на нефтяной основе добавляют небольшое количество структурообразователей: окиси кальция, мыл жирных кислот, катионоактивных ПАВ.

Растворы на нефтяной основе готовят из порошкообразных концентратов, получаемых на нефтеперерабатывающих заводах или специальных установках. Концентрат содержит окисленный битум и негашеную известь с активностью не менее 60 % в соотношении от

1 : 1 до 1 : 2. Известь диспергирует битум, усиливая его коллоидную активность, образует соли и мыла, взаимодействуя с жирными нафтеновыми кислотами, является структурообразующим и утяжеляющим материалом. При отсутствии готовых концентратов используют их компоненты с добавкой до 1 % сульфонола. Последовательность приготовления: дизельное топливо – негашеная известь – вода с сульфонолом. Фильтрация таких растворов практически равна нулю. Вязкость и статическое напряжение сдвига зависят от концентрации извести и битума.

Растворы на нефтяной основе относительно дороги, пожароопасны, усложняют выполнение спуско-подъемных и вспомогательных операций, разрушают резиновые сальники и шланги, но при этом способствуют обеспечению устойчивости проходимых пород и сохранению проницаемости продуктивных пластов, уменьшают износ бурильного инструмента, снижают затраты мощности на вращение колонны бурильных труб и не замерзают в зимнее время.

3.2. ПЕНЫ

Расширение масштабов геолого-разведочных работ в регионах с неблагоприятными геологическими условиями, в районах распространения многолетнемерзлых пород, ограниченного водоснабжения требует технологий и технических средств, обеспечивающих экономичность производства. Этим требованиям отвечают пены, применение которых в качестве очистного агента существенно повышает механическую скорость бурения и достоверность геологической информации за счет выхода керна, особенно в сложных горно-геологических интервалах, сокращает расход труб и затрат на тампонажные работы.

Пена – это гетерогенная полидисперсная многокомпонентная и относительно однородная система, состоящая из ячеек – пузырьков газа, разделенных тонкими оболочками (около 1 мкм) жидкости. В пенах дисперсной фазой является газ, а дисперсионной средой – жидкость, содержащая пенообразователи. Пенообразователи – поверхностно-активные вещества (ПАВ), способные резко снижать коэффициент поверхностного натяжения на грани-

це раздела двух фаз – спирты, жирные кислоты, мыла, белки. Благодаря особой структуре пены обладают механической прочностью, оцениваемой предельным напряжением сдвига. Прочность и устойчивость пен зависит от свойств пленочного каркаса, который определяется природой и концентрацией ПАВ на границе раздела воздух – жидкость.

Степень адсорбции ПАВ из растворов на поверхности шлама зависит от минералогического состава, концентрации и типа пенообразователя. Концентрация ПАВ в растворе не рекомендуется более 1 %, так как при превышении этого значения возрастает давление и растет эрозия стенок скважины.

Пенообразующую способность характеризует кратность пены – отношение объема пены к объему раствора ПАВ

$$n_{\text{см}} = V_{\text{см}} / V_{\text{ж}} .$$

Рецептура пенообразователя, дополнительных реагентов и их концентрация подбирается для обеспечения соответствующих структурно-механических свойств пены в зависимости от конкретных условий. Пенообразующий раствор представляет собой водный раствор сульфонола с концентрацией 0,2-0,5 % по активному веществу, обеспечивающий достаточную стабильность пены при степени аэрации 50-250 для бурения в условиях устойчивого разреза. При появлении в скважине водопритоков с минерализацией до 2,5 г/л концентрация ПАВ увеличивается до 1-1,5 %. В неустойчивых слабосцементированных породах, особенно при забурировании скважины, используется высокостабильная пена на основе раствора ПАВ 0,5-1 % и 4-5 % глинопорошка, обеспечивающая создание на стенках скважины закрепляющей корки даже при наличии водопритоков.

При бурении в зонах распространения многолетнемерзлых пород и в условиях отрицательных температур окружающего воздуха для предотвращения замерзания пены в стволе скважины, пенообразующего раствора в отстойнике за время СПО в раствор вводят до 10 % CaCl_2 или NaCl , одновременно повышая концентрацию ПАВ до 1-1,5 %. Рассолы с более высокой концентрацией обладают размораживающим действием.

3.3. СЖАТЫЙ ВОЗДУХ

Сжатый воздух как промывочный агент применяется главным образом при бурении в сухих устойчивых, а также многолетне-мерзлых породах, в районах, где затруднено обеспечение промывочной жидкостью, реже в водонасыщенных и неустойчивых породах, так как технология и организация продувки при этом значительно усложняются. Воздух сжимается в специальных, обычно передвижных компрессорных установках, которые располагаются недалеко от скважины. Перед использованием воздух должен быть соответствующим образом подготовлен: охлажден, очищен от капелек масла и воды. Применение сжатого воздуха позволяет за счет резкого снижения давления на породы забоя скважины, улучшения очистки и выноса выбуренной породы повысить механическую скорость бурения в 2-2,5 раза.

В сжатый воздух при бурении в осложненных условиях (водопроявления, липкие глины и т.д.) с помощью специальных устройств можно вводить в небольших количествах в виде мельчайших капелек воду или водные растворы ПАВ. Такой воздух является уже дисперсной системой с водной дисперсной фазой. При введении повышенных количеств воды образуется пена.

4. ПРИГОТОВЛЕНИЕ, ОЧИСТКА И ДЕГАЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

4.1. СПОСОБЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Глинистые растворы готовят в специальных устройствах – глиномешалках механическим или гидравлическим способами (механические и гидравлические глиномешалки).

Механические глиномешалки делятся: по характеру действия – прерывное (цикловое) и непрерывное; по конструктивному исполнению – лопастные, роторные, шаровые; по расположению валов – с горизонтальным и вертикальным расположением. Лопастные глиномешалки делятся по числу валов на одновальные и двухвальные.

Механические глиномешалки используются для приготовления глинистых растворов как из комовых, так и из порошковых глин. Привод глиномешалок осуществляется от индивидуальных двигателей или через трансмиссию.

Механическое приготовление глинистых растворов

Оптимальное время приготовления глинистого раствора можно определить путем периодического отбора и исследования проб раствора. Первую пробу берут через 30 мин, а последующие с интервалом 15 мин. Процесс приготовления считается законченным, когда основные параметры раствора стабилизируются. Время приготовления порции глинистого раствора из сухих комовых глин колеблется от 40 мин до 2 ч. Чем выше качество глины и меньше влажность, тем больше требуется времени для приготовления раствора.

Механические лопастные глиномешалки отличаются простотой конструкции, но имеют и ряд существенных недостатков: сравнительно невысокую производительность; трудность доступа внутрь глиномешалки для выполнения ремонта и чистки; частые заклинивания и поломки лопастей при попадании в глину твердых включений большого размера; уменьшение рабочего объема глиномешалки при налипании глины на внутренние стенки.

Разновидность механических глиномешалок – фрезерно-струйные мельницы (ФСМ) непрерывного действия, применяемые для приготовления глинистых растворов из комовых глин и глинопорошков, и их утяжеления.

Преимущества ФСМ – высокая производительность, как по комовым глинам, так и по глинопорошку; простота конструкции и небольшие габариты; высокая экономичность. Недостатками являются: низкое качество раствора, так как он содержит много нераспустившихся частиц глины, относительно высокая приводная мощность, исключающая применение ФСМ в отдаленных партиях с ограниченными энергетическими ресурсами. Кроме того, бесперебойная работа фрезерно-струйной мельницы обеспечивается только при механизированной загрузке исходных материалов.

В практике бурения глубоких скважин используется гидравлический способ приготовления глинистых растворов, при котором для разрушения части твердой фазы используется кинетическая энергия струи в гидравлических (гидромониторных, эжекторных) смесителях или гидромешалках.

Гидромониторные глиномешалки используют при бурении глубоких скважин. Производительность гидромешалок 40-120 м³/ч, давление жидкости перед насадками гидромониторов 4-10 МПа.

Гидравлические мешалки эжекторного типа (гидроворонки) используются для приготовления раствора из глинопорошка. Они представляют собой устройства непрерывного действия и при небольшой массе и габаритах отличаются высокой производительностью. Так, производительность гидравлической мешалки ГДМ-1 составляет по готовому раствору 70-90 м³/ч при объеме воронки 0,175 м³ и объеме бака 1 м³. Масса гидроворонки 1120 кг. Однако качество глинистого раствора, приготовленного в гидроворонках, довольно низкое, так как диспергирование частиц глинопорошка в процессе перемешивания с водой происходит недостаточно интенсивно. Оно может быть существенно улучшено многократным пропуском раствора через гидроворонку без добавления твердой фазы.

Необходимое количество глины при цикловом приготовлении раствора заданной плотности можно определить по формуле:

$$P = \frac{\rho_{\Gamma}(\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\Gamma} - \rho_{\text{в}}},$$

где $\rho_{\text{р}}$, $\rho_{\text{в}}$, ρ_{Γ} – плотности соответственно глинистого раствора, воды, глины, кг/м³. В формуле не учитывается влажность глины.

В глиномешалках непрерывного действия расход глины в процессе приготовления раствора регулируется приближенно, исходя из опыта исполнителя. Поэтому получить глинистый раствор заданной плотности трудно. Там, где необходима строго заданная плотность, приготовление раствора ведут по замкнутому на определенную емкость циклу и общее требуемое количество глины вычисляют по приведенной формуле.

Дополнительная диспергация глинистых растворов

Приготовление глинистых растворов в рассмотренных устройствах не обеспечивает полной диспергации твердой фазы. Увеличение времени перемешивания оказывается неэффективным, так как при этом резко падает производительность глиномешалок. Поэтому при необходимости глинистые растворы подвергают дополнительной обработке, пропуская их через специальные устройства – диспергаторы (иногда их называют также активаторами, дезинтеграторами). Методы диспергирования делятся на гидродинамические и механико-гидравлические.

Гидродинамическое воздействие обусловлено комплексом эффектов, из которых основные – энергия пульсирующих давлений в жидкости, взаимодействие ударных волн, гидравлический перетир слоев промывочной жидкости с твердой фазой, соударение частичек твердой фазы. Основным фактор измельчения частиц при гидродинамическом воздействии – кавитационный эффект, возникающий в поле переменного давления потока жидкости.

Устройства, реализующие механо-гидравлические методы воздействия, представляют собой в основном аппараты с жестко закрепленными мелющими элементами. К ним относятся диспергаторы, в которых разрушающие усилия развиваются в результате турбулентности движения потоков, ударных и истирающих действий. Наиболее компактные устройства из группы диспергаторов с жестко закрепленными рабочими органами – дисковые машины, измельчитель которых значительно меньше электродвигателя.

Для каждого диспергатора существует определенная длительность процесса, увеличение которой уже не приводит к дальнейшему диспергированию твердых частиц, а напротив, вызывает процесс агрегирования частиц дисперсной фазы. Оптимальное время обработки зависит от типа глины и колеблется от 8,5 мин для монтмориллонита до 4,5 мин для каолина.

Диспергаторы можно устанавливать в нагнетательной линии циркуляционной системы скважин, на буровой установке в качестве самостоятельного аппарата с индивидуальным приводом или приводом от бурового насоса, вводить в состав комбинированных установок для приготовления глинистых растворов.

4.2. ОЧИСТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ОТ ШЛАМА

Поступающие в промывочную жидкость частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства и на технико-экономические показатели бурения. Поэтому очистке буровых растворов уделяется особое внимание. Для этого используется комплекс механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. В наиболее неблагоприятных условиях перед очисткой от шлама промывочную жидкость обрабатывают реагентами-флокулянтами, позволяющими повысить эффективность работы очистных устройств. Система очистки сложная и дорогая, но в большинстве случаев применение ее оправдано из-за увеличения скорости бурения, сокращения расходов на регулирование свойств промывочной жидкости, уменьшения степени осложнения ствола скважины, удовлетворения требований защиты окружающей среды.

При выборе оборудования для очистки буровых растворов во избежание дополнительных затрат средств и времени учитывается многообразие конкретных условий. Схема прохождения жидкости должна соответствовать следующей технологической цепочке: скважина – газовый сепаратор – блок грубой очистки от шлама (вибросита) – дегазатор – блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) – блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель). Ступени дегазации при отсутствии газа в промывочной жидкости исключаются; при использовании неутяжеленной жидкости не применяются сепараторы, глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленной промывочной жидкости исключают гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители).

В промывочной жидкости в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы самых различных размеров: 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. Пока частицы шлама достигнут циркуляционной системы, они уменьшатся за счет механического измельчения и диспергирования. В результате дли-

тельного воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют важную роль в формировании технологических свойств промывочной жидкости.

В идеале очистка должна обеспечивать удаление из промывочной жидкости вредных механических примесей размером более 1 мкм. Но 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 промывочной жидкости частицы шлама размером более 150 мкм.

Увеличение степени очистки промывочной жидкости до 70-80 % обеспечивается гидроциклонным пескоотделителем. При этом удаляются частицы шлама размером более 10 мкм. Более глубокая очистка достигается применением батареи гидроциклонов диаметром не более 100 мм – илоотделителей. Это позволяет очистить промывочную жидкость от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более. Более глубокая очистка от шлама достигается применением сложных аппаратов – высокопроизводительных центрифуг и обычно экономически невыгодна. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в промывочной жидкости достигается путем разбавления или путем механической обработки небольшой части циркулирующей промывочной жидкости, в результате которой удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и меньше) частиц.

Для утяжеленной промывочной жидкости степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в жидкости утяжелителя, из нее могут быть извлечены только частицы шлама размером до 74 мкм. Частицы шлама размером от 5-10 до 75-90 мкм не отделяются от барита, и дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленной жидкости обычно достигается переводом частиц шлама в более грубодисперсное состояние за счет использования флокулянтов селективного действия с последующим регулированием содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей.

4.3. ДЕГАЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Бурение глубоких скважин в различных районах нередко осложняется поступлением газа из пласта в скважину, что приводит к потере буровым раствором своих эксплуатационных свойств. Рост глубины и сложность геологических условий бурящихся скважин требует применения высококачественных буровых растворов с минимальным содержанием газовой фазы для получения истинных эксплуатационных свойств пласта и снижения их коррозионного воздействия на буровой инструмент. Поэтому эффективность применения каждого способа дегазации следует оценивать не только количеством извлекаемого газа, но и наименьшим диаметром газового пузырька, который может быть извлечен из данного раствора при прочих равных условиях.

Все средства дегазации, применяющиеся в настоящее время в бурении нефтяных и газовых скважин, по назначению и механизму своего воздействия на промывочную жидкость могут быть подразделены на механические, физико-химические, вакуумные и термические. Используемые способы дегазации не равноценны, они иногда самоисключают друг друга, а иногда полезно дополняют.

В отечественной и зарубежной практике бурения скважин применяются различные способы дегазации, но преимущественное распространение получили вакуумные. Их применение основано на воздействии вакуума ($P_{\text{вак}} = 0,8-0,9 \text{ кг/см}^2$) с одновременным низкооборотным механическим перемешиванием.

Основными недостатками вакуумных способов и аппаратов являются их низкая эффективность при дегазации буровых растворов с повышенными структурно-механическими показателями и плотностью, отсутствие автоматической системы настройки оптимального режима работы и недостаточная надежность при эксплуатации в зимний период.

Механический способ дегазации

Механический способ дегазации позволяет интенсивно перемешивать или разбрызгивать раствор в различного вида машинах и сосудах, что способствует сепарации и удалению газовой фазы из потока промывочной жидкости. Реализуется этот способ путем при-

менения различных машин, имеющих вращающийся ротор (фрезерно-струйные мельницы, глиномешалки и пр.); гидроциклонов; различного вида сепараторов и трапов, имеющих штуцерные насадки. Этот способ нельзя использовать при дегазации вспенивающихся растворов, так как его применение в этом случае дает прямо противоположный результат – раствор насыщается газом

Механические способы дегазации направлены на уменьшение сил внутреннего воздействия в структурированном растворе, т. е. на разрушение структуры, на снижение начала его текучести. Поэтому сама поверхностная циркуляционная система буровой – желоба, глиномешалки, вибросито, насосы, гидроциклоны – может рассматриваться как дегазационное устройство. К специальным устройствам относятся: трап с радиальным вводом жидкости на дегазацию и трап с тангенциальным вводом жидкости на дегазацию. Эффективность дегазации у них значительно выше, чем у обычного оборудования циркуляционной системы. Конструкция трапов проста в изготовлении и не требует применения дефицитных материалов. Они выполняются без нижнего днища и при монтаже крепятся в таком положении, чтобы нижняя часть их была погружена в жидкость, которая является гидравлическим затвором против проникновения газа, а газовая выкидная труба выводится на безопасную высоту. Основной недостаток применения трапов с тангенциальным вводом – это выпадение утяжелителя при работе с утяжеленными промывочными жидкостями.

Растворные пушки, или гидромониторы, являются обязательным элементом оборудования буровых в США. Гидромониторы устроены по типу брандспойтов и имеют сменные сопла диаметром 13-50 мм. Укрепляются гидромониторы шарнирно, благодаря чему угол наклона и направления струи можно изменять.

Для перемешивания и дегазации глинистых растворов в зарубежной практике используются гидромониторы различных конструкций и мешалки, погруженные под уровень жидкости. Эти устройства устанавливаются непосредственно в приемных чанах буровых насосов.

Для перемешивания и частичной дегазации промывочных растворов в американской практике применяют специальные ме-

шалки пропеллерного типа, устанавливаемые в емкостях для хранения глинистого раствора.

Описанные установки незаменимы при бурении в осложненных условиях, когда в качестве промывочной жидкости применяют утяжеленные глинистые растворы, часто имеющие неудовлетворительную стабильность и высокую вязкость.

Физико-химический способ дегазации

Физико-химический способ дегазации – это наиболее простой способ разрушения дисперсных систем "жидкость – воздух" и гашения пен. Его применение, как правило, не связано с созданием специальных конструкций и устройств.

Суть способа заключается в введении в раствор более сильного поверхностно-активного вещества, чем то, которое стабилизирует пузырьки газа. Новое вещество адсорбционно вытесняет защитный слой стабилизатора и приводит к разрушению системы жидкость – газ, если поверхностная прочность пленок нового вещества недостаточна, чтобы противостоять давлению газа в пузырьках, или другим формам, стремящимся разрушить пузырьки газа. Ограниченность ассортимента химических дегазаторов или пеногасителей сдерживает развитие этого способа, поэтому его возможности используются в бурении нефтяных и газовых скважин пока в небольшом масштабе.

Вакуумная дегазация

При вакуумном способе дегазации газированный буровой раствор непрерывным потоком проходит через специальный вакуум-аппарат, в котором при помощи вакуумного насоса создается разрежение, благодаря чему из раствора извлекается газ. Вакуумная система дегазации является наиболее эффективной из всех рассмотренных. В ней, в отличие от других, дегазация бурового раствора протекает под давлением значительно ниже атмосферного, благодаря чему создаются благоприятные условия для извлечения газа. В то же время полностью исключается возможность аэрации раствора в

процессе дегазации. Вакуумирование в сочетании с интенсивным разбрызгиванием или перемешиванием глинистого раствора в вакуум-аппарате позволяет достигать практически полного извлечения газа из раствора.

По заключению некоторых зарубежных авторов применение вакуумного дегазатора на одном из нефтяных месторождений Калифорнии дает экономию до 30 % общей стоимости глинистого раствора и значительно улучшает его параметры. Считается, что полная стоимость вакуумного дегазатора, установленного на буровой, окупается менее чем за одни сутки бурения за счет уменьшения расхода утяжелителя, сокращения времени промывки скважины после спуска инструмента, а также повышения коэффициента заполнения буровых насосов и возможности эффективного контроля удельного веса и вязкости промывочной жидкости в процессе бурения.

5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

5.1. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

В процессе бурения на промывочную жидкость влияет выбуренная порода: частично путем распускания, частично путем химического воздействия. Ее могут разбавлять пластовые воды, на нее воздействует высокая пластовая температура. В результате в промывочной жидкости происходят сложные физико-химические процессы, изменяющие ее свойства. Кроме этого, условия бурения скважин (глубина, диаметр, температура, порядок расположения и свойства разбуриваемых пород) весьма различны не только для разных месторождений, но и для отдельных участков одного месторождения. Поэтому промывочные жидкости также должны обладать различными свойствами не только на разных участках бурения, но и по мере углубления данной скважины. Чтобы промывочные жидкости в процессе бурения скважины выполняли требуемые функции, необходимо выбирать основные материалы для их приготовления, специально обрабатывать с помощью химических реагентов, вводить

вещества, предназначенные для регулирования их свойств. Это возможно только при наличии контроля качества промывочной жидкости путем измерения ее параметров в процессе бурения скважины.

Параметры промывочной жидкости разделяются на две группы: истинные и условные. К первым относятся плотность, показатель кислотности и т.д., т.е. те, величины которых не зависят от выбора методов измерения, различается только точность измерения. Ко второй относятся условные характеристики, величины которых полностью зависят от принятого способа измерения, например, условная вязкость. Отбор проб промывочной жидкости для контроля качества осуществляется по специальной методике, позволяющей обеспечить соответствие свойствам циркулирующей жидкости и хранящейся в емкости или в земляном амбаре.

Удельный вес и плотность

Удельный вес γ – отношение веса промывочной жидкости к ее объему, выражается в ньютонах на кубический метр. Под плотностью ρ понимают величину, определяемую отношением массы тела к его объему, выражаемую в килограммах на кубический метр. Удельный вес характеризует способность промывочной жидкости осуществлять в скважине гидродинамические и гидростатические функции:

- удерживать во взвешенном состоянии и выносить из скважины частицы породы наибольшего размера;
- создавать гидростатическое давление на стенки скважины, рассчитанное, исходя из необходимости предотвращения поступления в ствол скважины нефти, газа или воды из пласта и сохранения целостности стенок скважины;
- обеспечивать снижение веса бурильных и обсадных труб для уменьшения нагрузки на талевую систему буровой.

Плотность промывочной жидкости, содержащей газ, называют кажущейся, а плотность жидкости, не содержащей газа – истинной. Процесс определения плотности основан на определении гидростатического давления на дно измерительного сосуда.

Плотность промывочных жидкостей в бурении измеряют двумя способами: на рычажных весах и ареометром АГ-ЗПП.

Условная вязкость

Условная вязкость T – одно из структурно-механических свойств промывочной жидкости, измеряется в секундах, является условной характеристикой гидравлического сопротивления прокачиванию промывочной жидкости. По мере увеличения условной вязкости гидравлические сопротивления возрастают, ухудшаются условия очистки забоя от выбуренной породы, затрудняется перенос энергии от насосов к забойному двигателю, ослабляется интенсивность размыва породы на забое скважины. Величина вязкости зависит от размеров и формы используемого прибора. Обычно при бурении используется для определения условной вязкости вискозиметр ВП-5.

Предельное статическое напряжение сдвига

Предельное статическое напряжение сдвига (СНС) является условной характеристикой прочности тиксотропной структуры, возникающей в промывочной жидкости после нахождения в покое в течении одной (СНС₁) или десяти (СНС₁₀) минут, обозначается Θ и измеряется в паскалях. Величина СНС₁ характеризует удерживающую способность промывочной жидкости. При выборе параметров промывочной жидкости принимается меньшее значение величины СНС₁, при котором обеспечивается выполнение указанной функции.

В связи с тиксотропностью промывочной жидкости прочность структуры при длительном нахождении в покое может достичь таких значений, при которых в момент восстановления циркуляции сопротивление структуры вызовет очень большое увеличение давления промывочной жидкости, что способствует разрыву пласта. Поэтому, кроме величины СНС₁, измеряют и СНС₁₀, причем тиксотропность характеризуется частным от деления второй величины на первую.

Измерение статического напряжения сдвига промывочной жидкости производится с помощью прибора СНС-2 по методике, которая косвенно моделирует удерживающую способность промывочной жидкости путем задержки вращения подвешенного цилиндра с помощью упругой нити.

Имеются более совершенные методы измерения, например, с помощью приборов ВСН-3 (ротационный вискозиметр) или РВР (с автоклавом и нагревателем), что позволяет определить СНС в условиях, близких к естественным.

Водоотдача

Водоотдача B – характеризует способность промывочной жидкости отфильтровываться в стенки скважины под влиянием перепада давления с образованием малопроницаемой фильтрационной корки. При измерении этого параметра моделируется процесс отделения дисперсионной среды из промывочной жидкости в стенки скважины при перепаде давления $9,8 \cdot 10^4$ Па за 30 мин при фильтрации через бумажный фильтр диаметром 44 мм. В случае применения больших перепадов давления отмечают их величину. Водоотдача может измеряться при температурах, соответствующих скважинным условиям. Можно также определять водоотдачу, моделируя активное перемешивание бурильным инструментом и прокачку насосами.

Приборы для измерения водоотдачи делятся на два основных типа: в одних водоотдача измеряется по уменьшению объема промывочной жидкости, находящейся над фильтром (ВМ-6, ВГ-1), в других – по объему получаемого фильтрата (прибор ГрозНИИ, фильтрпресс ФП-3 и т.д.).

Содержание твердой фазы и абразивных частиц

Загрязненность промывочной жидкости песком и недиспергированными частицами глины характеризуется показателем "содержание песка", измеряется в процентах и обозначается П. Количество отмытого песка (абразивных частиц) характеризует загрязненность только песчаными частицами, неспособными распускаться в воде, измеряется в процентах, обозначается ОП.

Содержание песка определяется в стеклянном отстойнике Лысенко или металлическом отстойнике ОМ-1, ОМ-2.

Концентрация ионов водорода

Концентрация ионов водорода оказывает большое влияние на свойства промывочных жидкостей. Удобно ее выразить в виде водородного показателя рН, который является логарифмом величины, обратной концентрации ионов водорода в молях на 1 л. В нейтральном растворе концентрация ионов водорода H^+ и гидроксида OH^- одинаковы, каждая равна 10^{-7} моль/л. Раствор с рН = 7 нейтрален. Уменьшение рН ниже 7 свидетельствует о наличии кислой среды (ионов водорода), а рост рН выше 7 – об увеличении щелочности (ионов гидроксида). Каждая единица рН представляет десятикратное изменение концентрации.

Методы измерения рН – калориметрический с использованием полосок индикаторной бумаги и электрометрический с использованием прибора со стеклянным электродом.

5.2. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРОЦЕССЫ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Регулированием свойств промывочных жидкостей обеспечивают минимизацию затрат на промывку скважины; максимальную скорость проходки; эффективный вынос шлама на поверхность; снижение отрицательных и положительных импульсов давления при спуско-подъемных операциях, а также давления, необходимого для восстановления циркуляции; отделение выбуренной породы и растворенного пластового газа; снижение до минимума эрозии ствола скважины. Требования к реологии промывочной жидкости, обеспечивающие достижение этих целей, часто оказываются противоречивыми. Поэтому необходимо оптимизировать свойства промывочных жидкостей, чтобы добиться лучших показателей бурения. Это обуславливается наличием ряда факторов.

Мощность буровых насосов

Мощность насосов должна быть достаточной для поддержания необходимой для выноса выбуренной породы скорости потока. Необходимая гидравлическая мощность насосов находится в

зависимости от условий течения в бурильной колонне, насадках долота. С точки зрения реологии для снижения потерь давления в бурильной колонне желателен использование полимерных промывочных жидкостей с малым содержанием твердой фазы, обладающих способностью резко снижать трение, особенно при турбулентном режиме течения.

Влияние свойств промывочной жидкости на скорость проходки

Наибольшее влияние на скорость проходки оказывает плотность промывочной жидкости. Чем выше плотность промывочной жидкости, тем больше перепад давления, и, следовательно, давление, удерживающее шлам на забое в статических условиях. Это повышает также вероятность образования шламовой подушки на забое и сальников на буровом наконечнике, колонковой трубе и переходниках. Так, при повышении перепада давления от 0 до 7 МПа скорость проходки снижается более чем на 70 % (подобный эффект наблюдается в условиях ДУШЗ – динамического удерживания шлама на забое при росте частоты вращения бурильного вала при бурении долотом).

Таким образом, когда это допустимо, необходимо поддерживать плотность промывочной жидкости как можно меньшей и при возможности переходить на бурение с азириванной жидкостью, пеной или воздухом.

К факторам, оказывающим существенное влияние на скорость проходки, относится также вязкость промывочных жидкостей. Низкая вязкость способствует высоким скоростям бурения за счет хорошей очистки забоя скважины от шлама под долотом.

Объемная доля твердой фазы – свойство промывочной жидкости, от которого зависит скорость проходки. Известна закономерность: чем выше объемная доля твердой фазы, тем ниже скорость проходки, так как при этом повышается плотность и вязкость промывочной жидкости. При приближении к нулю содержания твердой фазы механическая скорость бурения резко возрастает. Объяснени-

ем этому может служить снижение эффекта динамического удерживания шлама на забое (ДУШЗ).

При бурении большинства скважин необходимо регулировать уровень фильтрации, для этого промывочная жидкость должна иметь в своем составе коллоидную фазу, что затрудняет поддержание объема твердой фазы на низком уровне. Поэтому некоторое снижение механической скорости проходки неизбежно. Но достаточно высокие скорости проходки возможны при условии содержания массовой доли твердой фазы в пределах 2-4 %. В этом случае промывочная жидкость обладает способностью к коркообразованию (образованию сводовых перемычек), но в то же время не может мгновенно проникать в породу и образовывать внутреннюю фильтрационную корку (под долотом), способствующую росту ДУШЗ или шламовую подушку и сальники.

Для поддержания низкого уровня содержания твердой фазы рекомендуется следующее:

- суспензия должна иметь вязкость, близкую к вязкости воды, и нулевое предельное динамическое напряжение сдвига. Такие характеристики обеспечивают только полимеры, благодаря которым промывочная жидкость обладает неструктурной вязкостью;

- с целью отделения твердой фазы в промывочную жидкость вводят флокулянты – растворимые соли или совместимые органические флокулянты, например, сополимеры полиакриламида;

- обеспечение буровой подходящими средствами отделения твердой фазы – пескоотделителями, илоотделителями, земляными резервуарами с развитой желобной системой и отражательными перегородками;

- для регулирования уровня фильтрации необходимо применение невязких добавок, например, кальциевых лигносульфонатов;

- если в процессе бурения ожидается, что ствол скважины вскрыет обваливающиеся глинистые сланцы, главное внимание при выборе полимера должно уделяться его способности поддерживать ствол.

В случае увеличения диаметра ствола для выноса шлама из скважины в промывочной жидкости приходится добавлять загущи-

тели, поэтому сохранение требуемого уровня содержания твердой фазы становится трудновыполнимым.

Невозможно поддерживать низкий уровень содержания твердой фазы при бурении в мягких несцементированных глинистых сланцах. В этом случае полимерные растворы используются для сохранения устойчивости ствола, а не для повышения скорости проходки.

Предотвращение поглощений промывочной жидкости

Промывочная жидкость может уходить в трещины, образующиеся в результате гидроразрыва, в ранее существовавшие (естественно раскрытые) и в большие полости, обладающие структурной прочностью (каверны или каналы, образованные в результате выщелачивания – каналы растворения). Методы ликвидации: регулирование структурных свойств промывочной жидкости, использование волокнистых или чешуйчатых наполнителей, тампонаж.

Смазывающие свойства

Вращение бурового снаряда при механическом вращательном (колонковом) и роторном бурении сопровождается трением колонны буровых труб о стенки скважины и внутреннюю поверхность обсадной колонны в закрепленном интервале. Значительная часть энергии, предназначенной для основного процесса – разрушения породы на забое, расходуется на преодоление этих сил трения. Не менее значительными бывают затраты энергии на преодоление сил трения при проведении спуско-подъемных операций. Трение о стенки скважины замедляет подъем труб и создает дополнительную нагрузку на талевую систему. Трение также замедляет спуск труб в скважину, а при спуске обсадных труб порой возникает ситуация, когда они не могут быть спущены до заданной глубины.

При работе на забое бурового наконечника, особенно это касается работы шарошечных долот, на него действуют осевые нагрузки, крутящий момент и давление столба промывочной жидкости. Эти силы вызывают в буровых наконечниках и их деталях сложное напряженное состояние, возникновение которого приводит

к преждевременному износу вооружения и опор шарошечных долот. Анализ данных отработки долот свидетельствует, что в 70 % случаев износ опоры значительно опережает износ вооружения. Считается, что заводская смазка, закладываемая в опоры долот, в процессе бурения вымывается промывочной жидкостью в течение первых минут работы. В результате опоры шарошечных долот работают в агрессивной среде. При этом основными видами износа рабочих поверхностей опоры являются абразивный износ, осповидные выкрашивания, а также сколы буртов цапф.

Характерными видами износа алмазных коронок являются сколы и хрупкое усталостное выкрашивание алмазов по плоскостям спайности. Износ матрицы происходит под действием непрерывно обновляющейся прослойки частиц шлама между монолитом горной породы и материалом матрицы. В свою очередь абразивное изнашивание матрицы способствует повышенному расходу алмазов в результате их расшатывания и выпадения из материала матрицы.

Обеспечение нормального проведения спуско-подъемных операций и эффективного разрушения породы на забое скважины возможно при уменьшении трения труб о стенки скважины и снижения абразивного износа элементов бурового наконечника. Это осуществляется при образовании на стенках скважины фильтрационной корки, которая сглаживает мелкие неровности стенок и к тому же обладает полужидкой структурой, а также при введении в состав промывочной жидкости специальных смазывающих добавок.

5.3. КЛАССИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Химической обработкой называется процесс добавления в глинистый раствор веществ, обеспечивающих получение промывочной жидкости определенных параметров, соответствующих требованиям геолого-технического наряда. Химическая обработка производится *химическими реагентами*, которыми в бурении называются вещества, добавляемые к промывочным жидкостям для придания им определенных качеств. Химическая обработка промывочной жидкости делится на первичную и повторную.

Первичная обработка проводится с целью получения глинистого раствора, имеющего определенные заданные параметры. Повторные обработки проводятся в процессе бурения скважины для поддержания тех параметров раствора, которые были получены при первичной обработке.

При подборе рецептур для химической обработки промышленных жидкостей соблюдают три основных условия:

1. Цель химической обработки – достичь требуемых параметров при минимальном расходе химических реагентов и воды.

2. Заранее определенных рецептур для повторной химической обработки раствора не существует. Рецепт обработки и абсолютные количества реагентов зависят от большого количества факторов, не поддающихся учету, поэтому предварительная лабораторная проверка рецептуры обязательна. Накопленный опыт помогает выбрать реагенты, которые при бурении определенного интервала дают наибольший эффект.

3. Рецепт обработки подбирают при возможно более полном сохранении условий, присущих данной скважине (давление, температура). Химические реагенты, утяжелители и вода должны применяться те же, что и на бурящейся скважине.

При подборе рецептуры для снижения вязкости или СНС прежде всего следует оценить содержание в растворе твердой глинистой фазы. При высоком содержании (избытке) глины проба глинистого раствора перед добавкой реагентов разбавляется водой. Для получения правильных результатов при подборе рецептуры глинистый раствор после добавки химических реагентов необходимо подвергать тщательному размешиванию при помощи лабораторной высокооборотной механической мешалки.

Существуют многочисленные классификации химических реагентов (по химсоставу, назначению, растворимости, солестойкости, термостойкости и т.д.). В практике бурения химические реагенты подразделяются на следующие три группы:

- *Понизители вязкости* – на основе гуминовых кислот; на основе лигносульфонатов; на основе естественных и синтетических танинов; на основе лигнинов; неорганического вида.

- *Понизители водоотдачи* – из материалов растительного происхождения; на основе лигносульфонатов; на основе акриловых полимеров.

- *Реагенты и добавки специального назначения* – комбинированного (многоцелевого) действия; ингибиторы; смазывающие добавки; поверхностно-активные вещества (ПАВ); пеногасители; инертные наполнители; соли; кислоты.

Понизители вязкости

Реагенты на основе гуминовых кислот. В природе гуминовые вещества образуются из растительных материалов путем медленного обуглеоживания лигнина.

Углекислотный реагент (УЩР) является понизителем вязкости буровых растворов, но, в зависимости от содержания в нем гуминовых веществ, может также служить и в качестве понизителя водоотдачи. Основой УЩР являются натриевые соли гуминовых кислот, представляющих собой смесь органических веществ сложного строения.

Приготовление УЩР сводится к воздействию щелочи на бурый уголь, содержание гуминовых кислот в котором должно быть около 35 %. Качество готового реагента зависит от содержания гуминовых и желатинозных веществ. Желатинозные вещества являются носителями вязкости. Чтобы активизировать УЩР как понизитель вязкости, готовый реагент перед употреблением должен быть выдержан в емкости в течение 24 ч, в результате чего желатинозные вещества осаждаются на дно емкости. Если УЩР применяют с целью снижения водоотдачи бурового раствора, то желатинозные вещества не отделяются.

При многократных добавках УЩР к промывочной жидкости она теряет восприимчивость к этому реагенту. Для восстановления восприимчивости необходимо временно перейти на обработку промывочной жидкости другим реагентом или произвести ее известкование, либо готовить реагент с добавкой извести (до 3-5 % к весу сухих материалов). Часто успех достигается снижением pH раствора до 9-9,5.

В настоящее время УЩР выпускается в порошкообразном виде. До освоения выпуска порошкообразного УЩР реагент готовился непосредственно на буровых из бурого угля и каустической соды (в соотношении сухих веществ 5:1) с концентрацией бурого угля от 10 % до пастообразного состояния реагента.

Порошкообразный УЩР получают путем смешивания бурого угля с концентрированной щелочью в соотношениях от 15:2 до 10:2,5. Предварительно бурый уголь подсушивается до влажности 10-15 % и измельчается в помольных агрегатах. Сухой порошок подается дозатором в смеситель непрерывного действия, где орошается концентрированной 40-45 %-ной каустической содой. Готовый УЩР (сухой на ощупь порошок от темно-коричневого до черного цвета влажностью до 20-25 %) упаковывается в бумажные мешки.

Приготовление жидкого УЩР для обработки бурового раствора сводится к перемешиванию в глиномешалке порошка УЩР с водой, при этом концентрация порошка выбирается в зависимости от назначения реагента. При необходимости сохранения удельного веса обработка промывочной жидкости может быть проведена сухим УЩР путем введения порошка реагента непосредственно в циркуляционную систему.

УЩР хорошо совместим с большинством реагентов, применяемых в бурении, и предназначен для работы в неминерализованных и слабоминерализованных (содержание NaCl до 2 %) промывочных жидкостях. УЩР часто применяется для снижения вязкости и водоотдачи в составе растворов специального назначения, а также при использовании естественных растворов (глинистых, глинисто-карбонатных и др.). Для повышения эффективности действия УЩР его наиболее часто используют совместно с кальцинированной содой, если нет противопоказаний по ее применению.

С ростом температуры выше 140 °С эффективность УЩР значительно снижается даже при обработке пресных промывочных жидкостей. Этот недостаток устраняется путем добавления к буровому раствору небольших количеств (1-2 кг на 1 м³ раствора) хроматов или бихроматов натрия или калия. При этом показатели промывочной жидкости, в частности вязкость и водоотдача, легко регулируются в широком диапазоне температуры (до 200 °С). Значение

предельного СНС остается близким к нулю, и для его повышения требуются различные добавки, например, бентонитовая глина.

При слабой минерализации промывочной жидкости (содержание NaCl свыше 1 %, но не более 3 %) совместно с УЩР следует вводить небольшие добавки гипана и нитролигнина (соответственно 3-5 л и 1,0-1,5 кг на 1 м³ циркулирующего раствора). При необходимости повышения вязкости и СНС в глинистые растворы, обработанных УЩР, добавляется каменная соль (1-3 %).

Гуматный реагент также можно получить, используя местное сырье – торф. *Торфощелочной реагент* (ТЩР) приготавливают по аналогии с УЩР (примерно при тех же соотношениях торфа и щелочи – на 1 м³ ТЩР необходимо 100 кг торфа, считая на сухой продукт и 20 кг каустической соды). Торф должен содержать не менее 35 % гуминовых кислот. По своему действию на свойства промывочных жидкостей ТЩР практически не отличается от УЩР, а иногда и превосходит его. ТЩР может быть приготовлен в сухом виде и упакован в мешки, однако централизованно в настоящее время не выпускается. При необходимости (отсутствие УЩР) для приготовления ТЩР в условиях буровой может быть рекомендован следующий порядок.

1. Четырехкубовая глиномешалка наполовину (2 м³) заполняется водой, в которой растворяется 70-90 кг каустической соды.

2. После размешивания щелочи в глиномешалку выгружают 400 кг торфа (в пересчете на сухое вещество).

3. После часового перемешивания глиномешалку доливают водой до полного объема и продолжают перемешивание еще в течение часа.

4. Готовый реагент сливают в емкость и дают ему отстояться в течение 24 ч.

При снижении водоотдачи ТЩР применяют вместе с осадком, при необходимости снижения вязкости следует использовать отстоявшийся реагент без осадка. Для ускорения приготовления ТЩР и улучшения его качества воду, используемую для затворения реагента, рекомендуется подогревать.

Сульфированный нитрогуматный реагент (СНГР) является продуктом окисления бурого угля 8 %-ной азотной кислотой при

температуре 50-60 °С. Далее продукт реакции подвергается сульфированию бисульфатом натрия в присутствии щелочи.

СНГР по сравнению с УЩР более эффективно снижает вязкость и СНС, сочетается с известковой обработкой и имеет повышенную термостойкость.

Реагенты на основе лигносульфонатов. К лигносульфонатам относятся сульфит-спиртовая барда (ССБ) и ее модификация. Лигносульфонаты, в большей или меньшей степени, способны к вспениванию промывочной жидкости, поэтому при их применении следует использовать пеногасители.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) или литейный концентрат (литейный крепитель) – многотоннажный отход целлюлозно-бумажной промышленности, представляет собой смесь различных лигносульфоновых кислот или их солей, а также содержит примеси других веществ. Поставляется в жидком или порошкообразном виде.

Высокий разжижающий эффект ССБ обеспечивает в высокоминерализованных растворах, а также при совместных добавках с поливалентными веществами, например, при известковании промывочных жидкостей и в хлоркальциевых растворах. Разжижающая способность ССБ возрастает с ростом щелочности (рН) бурового раствора, поэтому ССБ, как правило, используют в виде щелочных растворов при соотношении с каустической содой от 15 : 1 до 3 : 1. При использовании ССБ в соленых растворах количество щелочи уменьшается. В соленых растворах ССБ является хорошим стабилизатором, наряду с вязкостью активно снижая водоотдачу. Целесообразно применение ССБ в качестве добавки к УЩР (5-10 % к весу сухого вещества) с целью улучшения разжижающей способности и повышения солестойкости последнего. При обработке пресных промывочных жидкостей ССБ малоэффективна, а способность реагента образовывать устойчивую пену в глинистом растворе делает ССБ малопригодной для практического использования. В настоящее время, превалирующее значение имеет не ССБ, а продукты ее модификации конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), ФХЛС и т.д.

Окзил – окисленно-замещенный лигносульфонат (хромлигносульфонат), получаемый методом обработки 20-30 %-ных сульфитных щелоков (ССБ и другие отходы целлюлозно-бумажного

производства) водными растворами солей шестивалентного хрома в кислой среде ($\text{pH} = 1-2$). Может поставляться в виде темно-коричневой слабокислой жидкости ($\text{pH} = 4$) 25 %-ной концентрации с удельным весом $1,15 \text{ г/см}^3$ или в виде порошка. Порошок окзила имеет коричневый цвет, влажность 3-6 %, насыпной вес 0,35-0,40 кг/л, не гигроскопичен, не слеживается, хорошо растворим в пресной и соленой воде.

Окзил – высокоактивный понизитель вязкости глинистых суспензий, хорошо проявляет разжижающее действие при обычных и повышенных температурах, в пресной и минерализованной среде. Успешно применяется при бурении в различных геологических условиях: в аргиллитах и глинистых сланцах, склонных к осыпанию, высококоллоидных глинах, загущающих промывочные жидкости, гипсосодержащих породах, для обработки промывочных жидкостей с удельным весом выше $2,0 \text{ г/см}^3$, приготовленных на морской воде.

Оптимальные добавки окзила, обуславливающие эффективное снижение вязкости и предельного СНС, колеблются от десятых долей до 1 % (в пересчете на сухое вещество) в зависимости от минерализации промывочной жидкости, содержания в ней твердой фазы, забойной температуры и т.д. В связи с тем, что окзил обладает слабокислой реакцией, необходимо при его применении вводить щелочь. Наилучшие результаты достигаются при отдельном введении окзила и каустика в промывочную жидкость. Наиболее эффективную разжижающую способность окзил показывает при увеличении щелочности бурового раствора до $\text{pH} \geq 9-10$. При термическом воздействии разжижающая способность окзила усиливается. Термостойкость пресных промывочных жидкостей при обработке окилом возрастает до $200 \text{ }^\circ\text{C}$, а минерализованных и гипсовых до $160-170 \text{ }^\circ\text{C}$.

При обработке минерализованных буровых растворов добавки окзила повышают эффективность действия других реагентов (КССБ, КМЦ, гипана и т.д.). Кроме того, окзил при содержании его в промывочной жидкости от 0,5 до 1,0 % проявляет стабилизирующие свойства и снижает водоотдачу. Реагент обладает достаточно высокой эмульгирующей способностью. Обладая интенсивной разжижающей способностью, окзил значительно повышает глиноемкость растворов, что позволяет регулировать удельный вес промывочных жидкостей путем увеличения в них содержания твердой фа-

зы. При обработке промывочной жидкости окзил можно вводить в том виде, в котором он поставляется от промышленности, а также разбавленным с водой в соотношении 1 : 6. При этом введение щелочи лучше, как было указано выше, производить отдельно. Выбор оптимальной добавки окзила и способ его введения определяется опытным путем.

Феррохромлигносульфонат (ФХЛС) получают путем обработки сульфит-спиртовой барды серно-кислыми солями трехвалентных хрома и железа. Изменяя соотношение между количествами катионов хрома и железа, можно изменять свойства реагента. При увеличении количества катионов хрома ФХЛС приобретает в основном свойства понизителя вязкости, а при увеличении катионов железа – понизителя водоотдачи. ФХЛС рекомендуется применять для обработки пресных и слабоминерализованных промывочных жидкостей с целью повышения их термостойкости, снижения вязкости, СНС (или водоотдачи), а также для регулирования свойств гипсовых и хлоркальциевых глинистых растворов. ФХЛС пока единственный реагент, способный снижать вязкость гипсовых растворов, что способствует их широкому использованию.

Реагенты на основе естественных и синтетических танинов. Танины – сложные органические соединения, входящие в состав большинства растений и относящиеся к классу полифенолов. Извлечение танинов из растительного сырья производится с помощью воды при высоких температуре и давлении с последующим упариванием и высушиванием продукта. Кроме получения естественных танинов налажено производство синтетических танинов или синтанов. В результате синтеза танинов получают различные продукты, применяемые в бурении в качестве понизителей вязкости промывочных жидкостей. Все танины вызывают пенообразование буровых растворов, поэтому при их применении всегда необходимо иметь реагенты-пеногасители.

Полифенол лесохимический (ПФЛХ) получают путем формальдегидной конденсации экстракта кислой воды, являющейся отходом при газификации древесины, с последующей обработкой продукта формалином и сульфитом. По внешнему виду ПФЛХ представляет собой твердую, пенообразную массу от темно-коричневого до черного цвета, с влажностью не более 15 %. Поставляется в дере-

вянных барабанах или бумажных мешках. При температуре 25-30 °С ПФЛХ размягчается и приобретает вид сильновязкого битума. ПФЛХ хорошо растворяется в воде. Для обработки промывочных жидкостей ПФЛХ применяют в виде водного щелочного раствора обычно 5-10 %-ной концентрации. При необходимости можно использовать реагенты и с более высокой концентрацией ПФЛХ. Соотношение ПФЛХ и щелочи изменяется от 1 : 0,1 до 1 : 0,5 (воздушно-сухие вещества). Оптимальное количество щелочи определяется опытным путем. ПФЛХ совместим со всеми применяемыми реагентами и добавками к буровым растворам.

ПФЛХ является несолеустойким реагентом, поэтому рекомендуется к применению при обработке пресных, слабоминерализованных и известковых растворов, утяжеленных и неутяжеленных, в качестве понизителя вязкости. Недостаток ПФЛХ – способность вспенивать буровые растворы, поэтому его добавки необходимо осуществлять совместно с пеногасителем.

Реагенты на основе лигнинов. Лигнин входит в состав древесины и различных веществ растительного происхождения. Содержание лигнина в древесине колеблется от 35 до 90 %. Он является химически инертным материалом, но в настоящее время найдены способы его активизации, что делает возможным его применение в народном хозяйстве. В частности, окисленные лигнины применяют при бурении нефтяных и газовых скважин в качестве понизителей вязкости при обработке промывочных жидкостей. В зависимости от способа переработки древесины и применяемого окислителя получают различные формы лигнина. Его применение для обработки не вызывает вспенивания промывочных жидкостей.

Нитролигнин готовят путем обработки гидролизного лигнина разбавленной или концентрированной азотной кислотой. Реагент представляет собой порошкообразный продукт тонкого помола светло-коричневого цвета, не растворимый в воде. Поставляется в бумажных мешках с влажностью не более 60 %. Для обработки глинистых растворов нитролигнин применяют в виде водно-щелочных растворов с концентрацией 5-10 %. Соотношение лигнина и щелочи – от 1 : 0,1 до 1 : 0,5 в зависимости от состава глинистого раствора, его щелочности и требуемой вязкости.

Рецептуру реагента и его количество в каждом отдельном случае уточняют на пробах растворов, отобранных из скважины, в которых предполагают проводить обработку раствора. Наиболее часто применяют реагент концентрацией 5 % при соотношении лигнина и щелочи 1 : 0,3. Нитролигнин совместим со всеми известными реагентами и добавками, используемыми для глинистых растворов, и применяется для обработки неминерализованных и известковых промывочных жидкостей. Добавки его в количестве 0,2-0,5 % эффективно снижают вязкость и предельное СНС. Нитролигнин эффективен и при обработке минерализованных буровых растворов, но расход реагента в этом случае возрастает.

Хлорлигнин является одним из видов окисленного лигнина и получается путем хлорирования гидролизного лигнина хлорной водой (1 : 10). Готовый продукт хлорлигнин представляет собой сыпучую, желтовато-коричневую массу (типа опилок), легко растворимую в щелочной среде. Для обработки глинистого раствора хлорлигнин применяется в виде 5 %-ного водного раствора при соотношении со щелочью от 1 : 0,3 до 1 : 0,5. Добавляется в количестве от 0,1 до 0,5 % (из расчета на сухое вещество) к объему промывочной жидкости.

От других реагентов-разжижителей хлорлигнин отличается простотой приготовления водных растворов: удобством загрузки в глиномешалку; быстротой растворения (15-20 мин); отсутствием вспениваемости раствора; высокой разжижающей способностью превосходящей ССБ и ПФЛХ.

Игетан получается окислением нитролигнина кислородом воздуха в слабощелочной среде. Игетан – водорастворимая (на 80-90 %), дешевая, легко изготавливаемая модификация гидролизного лигнина. Выпускается в виде темно-коричневого, даже черного порошка, с содержанием сухих веществ не менее 80 %, рН 10-20 %-ного водного раствора в пределах $8 \pm 0,4$.

Игетан является активным понизителем вязкости, особенно в условиях кальциевой агрессии – в этом случае он более эффективен, чем сунил и нитролигнин. К достоинствам игетана относится возможность ввода его в промывочную жидкость в порошкообразном виде. Это важно при обработке утяжеленных глинистых растворов, когда необходимо стремиться к сохранению плотности буровой

жидкости. Кроме того, игетан проявляет стабилизирующие свойства и снижает водоотдачу промывочных растворов даже в условиях солевой агрессии (при содержании соли в фильтрате до 3,5-4,0 %). При этом расход реагента повышается.

Обычно игетан применяется для химической обработки в виде 10 или 20 %-ного водного раствора. Реагент способен эффективно работать при рН = 8-10. Активность игетана снижается при рН промывочной жидкости 6-7, а при рН = 10 происходит иногда даже загустевание глинистого раствора. Рекомендуемая добавка для эффективного разжижения промывочных жидкостей составляет 0,2-0,5 % игетана.

Понизители водоотдачи

Реагенты из материалов растительного происхождения.

К реагентам этого типа, применяемым в бурении для снижения водоотдачи промывочных жидкостей, относятся карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), сульфозфирцеллюлоза (СЭЦ), этансульфонатцеллюлоза (ЭСЦ), крахмальный и водорослевый реагенты.

Карбоксиметилцеллюлоза – простой эфир целлюлозы гликолиевой кислоты – является продуктом взаимодействия щелочной целлюлозы и монохлорацетата натрия. Это порошкообразный препарат белого цвета с влажностью не более 10 %. С химической точки зрения КМЦ характеризуется степенью этерификации (СЭ) и степенью полимеризации (СП). Степень этерификации влияет на растворимость КМЦ в воде. При СЭ-50 КМЦ хорошо растворима в воде и щелочных растворах и нерастворима в кислотах и спиртах. Степень полимеризации (СП) характеризует эффективность КМЦ как **реагента-понизителя** водоотдачи, и чем выше СП, тем более эффективен препарат. КМЦ маркируют по величинам СЭ и СП: КМЦ-85/250; 85/350; 65/500; 85/600. Для бурения применяется маркировка по СП при СЭ = 80-90: КМЦ-250; 350; 500; 600.

Наибольшая эффективность снижения водоотдачи проявляется при рН промывочной жидкости 8-10. При рН < 8 расход КМЦ значительно увеличивается. При температуре около 130 °С наступает деструкция (термическое разложение) КМЦ и реагент теряет

свою стабилизирующую способность. При обработке КМЦ минерализованных жидкостей происходит не только снижение водоотдачи, но и вязкости, а также предельного СНС, что не всегда желательно. В этом случае в раствор вводят другие добавки, например, окисленный петролатум, силикат натрия, палыгорскит и т.д. Интенсивность повышения вязкости неминерализованных растворов увеличивается с ростом СП препарата.

КМЦ не подвержено ферментации (брожению) и не вспенивает буровых растворов. Она совместима с большинством реагентов (кроме хроматов, особенно при повышенных температурах), применяемых в практике бурения. Совместные добавки КМЦ с УЦР, гипаном, КССБ и др. увеличивают эффективность обработки.

Характеристика КМЦ различных степеней полимеризации следующая:

1. КМЦ-250 – низковязкий препарат, предназначенный для снижения водоотдачи пресных и слабоминерализованных (содержание NaCl 5-7 %) утяжеленных растворов. Расход реагента 20-30 кг сухого КМЦ на 1 м³ обрабатываемого раствора. Применение КМЦ-250 малоэффективно при наличии кальциевой и магниевой агрессии.

2. КМЦ-350 – средневязкий препарат, предназначенный для снижения водоотдачи среднеминерализованных (до 10-15 % NaCl) как утяжеленных, так и неутяжеленных промывочных жидкостей. Оптимальные добавки КМЦ-350 колеблются в пределах 15-25 кг на 1 м³ обрабатываемого раствора в зависимости от степени минерализации. При повторных обработках расход реагента не превышает 8-12 кг на 1 м³ раствора. Предельная температура применения КМЦ-350 приблизительно 130 °С. Эффективность действия КМЦ снижается с ростом содержания солей кальция или магния.

3. КМЦ-500 предназначается для снижения водоотдачи высокоминерализованных (вплоть до полного насыщения), высококальциевых (ВКР), гипсовых, малосиликатных и других промывочных жидкостей. Предельная температура применения КМЦ-500 до 150 °С. Расход КМЦ-500 в 1,8-2 раза меньше, чем КМЦ-350.

Вследствие высокой водорастворимости препарат КМЦ-500 может быть применен для обработки промывочной жидкости в сухом виде. Ввод КМЦ без предварительного растворения упрощает про-

цесс обработки, уменьшает затраты времени и средств на обработку, способствует сохранению удельного веса промывочной жидкости.

4. Препарат КМЦ-600 прошел промышленные испытания. Результаты испытаний показывают, что при сопоставимых условиях бурения расход КМЦ-600, необходимый для снижения водоотдачи высокоминерализованных промывочных жидкостей, при температурах 130-150 °С примерно в 1,5-1,6 раза меньше расхода КМЦ-500. Предельная температура применения КМЦ-600 до 180-190 °С. Особенно эффективен препарат в высококальциевых, гипсовых и малосиликатных растворах. Оптимальные добавки КМЦ-600 в зависимости от минерализации промывочной жидкости и температуры: 7-15 кг при первичной, и 3-6 кг – при повторной обработках на 1 м³ циркулирующей промывочной жидкости.

Крахмал относится к числу естественных полисахаридов и применяется в бурении для снижения водоотдачи, главным образом минерализованных промывочных жидкостей. Реагент применяется в виде щелочного раствора – клейстера. Крахмал растворяется в щелочной среде при соотношении крахмала и щелочи от 1 : 0,1 до 1 : 0,4.

В среднем для клейстеризации крахмала требуется 10-15 % щелочи (из расчета на сухой крахмал). С увеличением минерализации раствора или воды, идущей на приготовление реагента, добавка щелочи повышается до 20-40 %. Оптимальная добавка каустика определяется лабораторным путем. Концентрация крахмала в крахмальном реагенте не должна превышать 6-10 % для сохранения текучести реагента.

Приготовление крахмального реагента производят следующим образом: в глиномешалку заливают воду и при перемешивании добавляют расчетное количество крахмала и лишь затем каустическую соду в виде раствора. При использовании минерализованной воды крахмал засыпают в глиномешалку после добавки каустика.

Крахмальный реагент подвержен ферментации (загниванию), в связи с этим создавать запасы готового реагента не рекомендуется из-за возможной порчи. По этой же причине свойства промывочных жидкостей, через некоторое время после обработки их крахмалом, могут ухудшиться, что проявляется во вспенивании раствора. Это сопровождается появлением устойчивого неприятного

запаха. Улучшить свойства промывочной жидкости, в которой начался процесс ферментации крахмала, практически невозможно. Обычно такая жидкость подлежит полной замене. Предотвратить ферментативное разложение крахмала в промывочных жидкостях можно путем увеличения щелочности раствора (до рН = 11,5-12) или солености (до 20 %). Лучшие результаты достигаются при применении антиферментаторов (хлорная известь, формальдегид, формалин, фенол, катапин А и др.).

При обработке высокоминерализованных промывочных жидкостей расход крахмального реагента колеблется от 12 до 30 кг (в пересчете на сухое вещество) на 1 м³. При повторных обработках расход снижается в 2-3 раза. С повышением температуры раствора более 100 °С применение крахмального реагента не рекомендуется из-за его полного гидролиза и потери стабилизирующих свойств.

Модифицированный крахмал представляет собой хорошо растворимый в холодной воде и глинистом растворе порошок. Может вводиться непосредственно в циркулирующую промывочную жидкость без добавки щелочи. Обладает высокой ферментативной устойчивостью. Модифицированный крахмал является высокоэффективным защитным реагентом, обеспечивающим низкую водоотдачу промывочных растворов любой минерализации, но при рН ≤ 7 происходит гидролиз модифицированного крахмала и он теряет свои стабилизирующие свойства.

Оптимальные добавки модифицированного крахмала при первичной обработке не превышают 25 кг на 1 м³ обрабатываемого раствора, а при повторных обработках расход реагента – 3-7 кг. Модифицированный крахмал хорошо совместим с другими химическими реагентами, применяемыми в бурении.

Реагенты на основе лигносульфонатов. *Конденсированная сульфит-спиртовая барда* (КССБ) – продукт взаимодействия сульфит-спиртовой барды (ССБ) или сульфит-целлюлозного экстракта (СЦЭ) с формалином или фурфуролом при рН среды ≤ 7 и температуре 90-95 °С с последующей нейтрализацией щелочью. КССБ – жидкость темно-коричневого цвета плотностью 1,11-1,18 г/см³, с содержанием сухих веществ 23-25 % и величиной рН = 8-9. Чаще поставляется в сухом виде. Основное назначение – снижение водо-

отдачи пресных, известковых, гипсовых, слабоминерализованных и хлоркальциевых промывочных жидкостей. Кроме того, КССБ – активный понизитель вязкости.

В случае пенообразования необходимо применять пеногасители.

Порошкообразный реагент применяется в виде водного раствора 20-25 %-ной концентрации или непосредственно вводится в циркулирующую жидкость без предварительного растворения. КССБ совместима со всеми, кроме УЩР, реагентами и добавками, которые применяются для обработки глинистых растворов. Растворы, содержащие УЩР, плохо поддаются обработке КССБ.

В настоящее время промышленностью выпускается КССБ трех марок:

КССБ-1 – содержит небольшое количество фенолов и рекомендуется для обработки пресных, слабоминерализованных и известковых промывочных жидкостей в условиях невысокой забойной температуры. Оптимальные добавки КССБ-1 изменяются в пределах 1-3 % сухого реагента от объема бурового раствора;

КССБ-2 – содержит повышенное количество фенолов, что повышает термо- и солеустойчивость реагента, делает возможным его применение для стабилизации хлоркальциевых и гипсовых растворов при забойных температурах до 120-130 °С. Оптимальные добавки КССБ-2 – 1-3 % сухого вещества на 1 м³. Для разжижения промывочных жидкостей – 1-5 % сухого реагента на 1 м³ раствора;

КССБ-3 – содержит соли хроматов и изополихроматов, что способствует повышению термостойкости реагента до 200 °С. Основное назначение реагента КССБ-3 – снижение водоотдачи пресных и слабоминерализованных растворов при бурении скважин с высокими забойными температурами. Расход реагентов при температурах до 150 °С – 1-2 %, при более высоких – 3-3,5 % на 1 м³. Для разжижения промывочных жидкостей расход КССБ-3 в пять раз меньше расхода, необходимого для снижения водоотдачи.

Реагенты на основе акриловых полимеров. Акриловые полимеры (полиакрилонитрил, полиакриламид) отличаются высокой стойкостью к термическому разложению. В бурении используются в

основном различные продукты их гидролиза – понизители водоотдачи, удобные для применения.

Гидролизированный полиакрилонитрил (гипан) предназначен для снижения водоотдачи пресных, минерализованных хлористым натрием или сульфатом натрия, а также известковых промывочных жидкостей. По внешнему виду представляет собой вязкую жидкость от желтого до темно-коричневого цвета с содержанием твердых веществ 8-10 %. Не подвержен ферментативному разложению, хорошо защищает буровые растворы от агрессивного воздействия минерализации (сульфата натрия, хлористого натрия), повышает термостойкость промывочной жидкости до 200 °С.

Добавки гипана вызывают загустевание пресных промывочных жидкостей, поэтому применять реагент следует совместно с разжижителями (лучшие результаты дают лигнинные реагенты). В минерализованных жидкостях гипан, наряду со снижением водоотдачи, является реагентом-понизителем вязкости и предельного СНС. Отмеченные свойства проявляются гипаном в промывочных жидкостях с нормальным или пониженным содержанием твердой фазы. При перенасыщении раствора твердой фазой, особенно глинистой, вязкость повышается как в пресных, так и в минерализованных промывочных растворах.

Промышленностью выпускаются две модификации гипана: гипан-1 и гипан-0,7. Большой стабилизирующей способностью обладает гипан-0,7, но при его использовании происходит большее загустевание промывочной жидкости. Содержание твердого вещества в гипане-1 не менее 10 %, в гипане-0,7 – не менее 8 %.

Гипан рекомендуется применять для стабилизации пресных и минерализованных промывочных жидкостей в условиях высоких забойных температур (100-120 °С и более). Оптимальные добавки гипана при этом от 0,5 до 2 кг (в пересчете на сухое вещество) на 1 м³ обрабатываемого раствора. При обработке пресных промывочных жидкостей гипан полезно применять в сочетании с хроматами, но с ростом минерализации эффективность хроматов снижается.

При совместной обработке промывочных жидкостей гипаном и такими **реагентами-понизителями** водоотдачи, как КМЦ, модифицированный крахмал, УЩР и **другими** достигается лучший эф-

факт стабилизации, чем при использовании каждого из этих реагентов в отдельности. При нормальной температуре применение гипана зачастую оказывается более целесообразным, чем КМЦ.

Недостаток гипана – трудность транспортировки и хранения в условиях низких температур из-за возможности замерзания.

Гидролизированный полиакриламид (РС-2) получают путем гидролиза полиакриламида водными растворами щелочи в присутствии полифосфатов. Гидролиз можно проводить непосредственно на буровой. Для этого в глиномешалку загружают 600 л 8 %-ного раствора – полиакриламида, 60 кг щелочи, 60 кг триполифосфата натрия, доливают воды до 4 м³ и перемешивают смесь до получения однородного реагента.

Реагент РС-2 гораздо эффективнее, чем крахмал, КМЦ и КССБ понижает водоотдачу пресных глинистых растворов, причем эффективность действия его увеличивается с уменьшением содержания в них глинистой фазы. Поэтому РС-2 рекомендуется использовать в малоглинистых промысловых жидкостях.

Недостаток РС-2 – высокая вязкость, позволяющая работать только с очень разбавленными растворами реагента (до 1,5-2,0 %), и снижение эффективности при увеличении концентрации глины в глинистом растворе (более 22-24 %), поэтому его нецелесообразно использовать для обработки утяжеленных глинистых растворов. Реагент РС-2, кроме того, неустойчив к хлоркальциевой агрессии.

Для снижения водоотдачи минерализованных (вплоть до полного насыщения солью) промысловых жидкостей рекомендуется использовать реагент РС-4, представляющий собой гидролизированный полиакриламид с добавкой кальцинированной соды. Оптимальные добавки препаратов РС колеблются в пределах от 2 до 10 кг сухого вещества на 1 м³ обрабатываемого раствора.

Реагент К-4 – одна из модификаций гипана. По своим стабилизирующим свойствам близок к гипану-0,7. Отличительной чертой реагента К-4 является его действие на предельное СНС: при добавках К-4 менее 3 кг на 1 м³ обрабатываемого раствора (в пересчете на сухое вещество) СНС промысловой жидкости интенсивно снижается, при добавках более 3 кг – СНС остается достаточно высоким даже в случае высокой минерализации промысловой жидкости, вплоть до насыщения.

Реагенты и добавки специального назначения

К числу реагентов специального назначения относятся низкомолекулярные неорганические соединения и другие добавки, которые применяются при комплексной химической обработке и служат для регулирования растворимости понизителей водоотдачи и вязкости, регулирования электрокинетического потенциала глинистых частиц, изменения солевого состава электролитов, для снижения пенообразования, улучшения смазочных и закупоривающих свойств промывочных жидкостей и т.д.

Реагенты комбинированного и многоцелевого действия.

Каустическая сода (едкий натр, каустик NaOH) – продукт электролиза раствора поваренной соли. Представляет собой твердое кристаллическое бесцветное или с зеленоватым отливом вещество с удельным весом 2,10 г/см³. Хорошо растворим в воде с выделением большого количества тепла. С увеличением температуры растворимость каустика повышается. Поставляется в металлических барабанах весом 182-400 кг. Иногда каустическая сода поставляется в виде раствора с удельным весом 1,42-1,48 г/см³, что соответствует 43-47 % содержанию в ней твердого вещества.

Каустическая сода применяется, в основном, для приготовления щелочных реагентов (УЩР, ТЩР, нитролигнина, ПФЛХ, крахмального реагента и др.), для снижения растворимости извести в известковых растворах, для повышения pH промывочных жидкостей. Является активным понизителем твердости и пептизатором горных пород, поэтому ее используют наряду с другими реагентами в качестве добавки к естественным глинистым или шламовым растворам с целью улучшения обогащения их разбуриваемой породой, повышения стабильности, создания структуры и т.д. Вызывает коагуляцию глинистых растворов, поэтому ее в ряде случаев можно использовать для улучшения структурных свойств или для загущения растворов.

Применение каустической соды в качестве добавки непосредственно к рабочему глинистому раствору, кроме тех случаев, когда требуется увеличить pH, нецелесообразно. Это связано с тем, что при малых добавках NaOH, хотя и вызывается временное дис-

пергирование глинистых частиц и, как следствие, снижение вязкости и водоотдачи, происходит быстрая адсорбция NaOH на стенках скважины, что приводит к снижению устойчивости ствола. Большие же добавки каустика (0,5-0,8 %) вызывают коагуляцию глинистого раствора, что приводит к резкому его загустеванию, повышению водоотдачи и потере стабильности.

При работе с каустической содой следует помнить, что едкий натрий – сильнодействующая, агрессивная щелочь и попадание ее на кожу человека (как в виде кристалла, так и в растворенном виде) вызывает сильный ожог и появление глубоких труднозаживающих язв. Особенно опасно попадание каустика в глаза. Поэтому при работе с каустической содой необходимо пользоваться резиновым фартуком, резиновыми перчатками и предохранительными очками. Попавшую на кожу щелочь следует тотчас же обильно смыть водой, затем смочить пораженное место слабым раствором какой-либо кислоты, например, уксусной, борной и вновь промыть водой.

Кальцинированная сода (Na_2CO_3) является натриевой средней солью угольной кислоты, представляет собой мелкокристаллический порошок белого цвета с удельным весом $2,5 \text{ г/см}^3$. Легко растворяется в воде. Во влажной атмосфере поглощает влагу и слеживается. Поставляется в бумажных мешках. Употребляется для обработки промывочных жидкостей, как в сухом виде, так и в виде водных растворов различной концентрации.

Основное назначение кальцинированной соды – применение для приготовления глинистых растворов из кальциевых глин с целью перевода их в натриевые, а также в качестве химического диспергатора глин. Кроме того, ее применяют для связывания и удаления из рабочей промывочной жидкости агрессивных ионов кальция и магния, попадающих в раствор вместе с пластовыми водами или с частицами разбуриваемой породы и увеличивающих вязкость и водоотдачу. Хороший эффект дает введение кальцинированной соды в растворы, ранее обработанные УЩР, качество которых ухудшилось. В этом случае небольшие добавки соды способствуют снижению вязкости и водоотдачи. Кальцинированная сода применяется для сохранения свойств глинистых растворов при разбуривании цементного камня. Иногда ее применяют в

качестве заменителя щелочи при приготовлении УЩР, водородолевого реагента, нитролигнина, ПФЛХ.

Кальцинированная сода является понизителем твердости и диспергатором горных пород, поэтому она используется для получения и улучшения качества естественных глинистых и шламовых растворов. Связывает ионы кальция, поэтому применять ее при известковой гипсовой или хлоркальциевой обработке не допускается. Объем добавки кальцинированной соды определяется экспериментально и зависит от содержания солей кальция или магния в глинистом растворе.

Реагенты-ингибиторы. К реагентам-ингибиторам, которые добавляются к промывочной жидкости с целью ингибирования твердой фазы и придания растворам крепящего действия по отношению к стенкам скважины, сложенным глинистыми породами, относятся **реагенты-кальцийносители** (известь, гипс, хлористый кальций), а также жидкое стекло и метасиликат натрия.

Гашеная известь ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) получается путем обжига известняков с последующим гашением водой. Основное назначение извести – это приготовление известковых промывочных жидкостей, которые отличаются важными преимуществами перед обычными глинистыми растворами. Добавку извести к обрабатываемому раствору производят в виде водной суспензии ("известкового молока"). Растворимость извести в воде незначительная и понижается с повышением температуры, а также при добавлении щелочи.

Известь применяют также для повышения pH хлоркальциевых и гипсовых растворов. При вводе извести в рабочую промывочную жидкость происходит временное загущение, что используется при борьбе с поглощениями. После тщательного перемешивания загущение раствора может исчезать. На воздухе известь активно взаимодействует с углекислым газом, образуя карбонат кальция. Поэтому при длительном хранении на воздухе или в растворе активность извести резко снижается. В качестве источника извести при проведении известковой обработки можно применять тампонажный цемент. Содержание извести в цементе составляет в среднем около 70 %.

Гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) является природным минералом и добывается из естественных залежей. В воде труднорастворим и при тем-

пературе 55-60 °С выпадает из раствора. Гипс применяется в бурении для приготовления высококальциевых ингибированных промывочных суспензий – гипсовых растворов, отличающихся рядом положительных качеств, особенно при разбурировании неустойчивых глинистых пород. Для приготовления гипсовых растворов можно использовать также алебастр – $\text{Ca}(\text{OH})_2 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$, который является производной гипса и получается путем нагревания гипса до 150 °С. При первичной обработке обычно вводится до 1,0 % гипса, при последующих – 0,1-0,2 %.

Хлористый кальций (CaCl_2) является продуктом отхода при производстве кальцинированной соды аммиачным способом. По внешнему виду это сухой продукт в виде порошка, гранул или кристаллов белого цвета. Выпускается также в жидком виде 29 %-ной концентрации с удельным весом 1,26-1,28 г/см³. Хранение сухого хлористого кальция должно осуществляться только в закрытой таре, так как продукт является весьма гигроскопичным. Растворимость в воде высокая и повышается с увеличением температуры.

Хлористый кальций применяют для приготовления хлоркальциевых промывочных жидкостей с высоким содержанием ионов Ca^{++} , в связи с чем подобные промывочные системы относятся к классу ингибированных. Естественным путем хлористый кальций может попасть в глинистые растворы вместе с пластовыми водами и при разбурировании соляных толщ.

Жидкое стекло (силикат натрия или калия) является коллоидным водным раствором силиката натрия или калия ($\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ или $\text{K}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$). Удельный вес жидкого стекла колеблется в пределах 1,40-1,50 г/см³. По внешнему виду это высоковязкая жидкость желтовато-серого или голубоватого цвета. Поступает в металлических бочках объемом 100-200 л. При хранении на воздухе реагент твердеет, образуя нерастворимую в воде массу, поэтому хранить его следует в плотно закрытой таре. Жидкое стекло характеризуется модулем, который представляет собой отношение $\text{SiO}_2/\text{Na}_2\text{O}$. В бурении применяется жидкое стекло с модулем 2,4-3,0. Реакция раствора жидкого стекла щелочная.

Жидкое стекло применяется, главным образом, для создания специальных, так называемых силикатных или малосиликатных

промывочных жидкостей, предназначенных для бурения в обваливающихся породах и в условиях высокой минерализации. Фильтрат бурового раствора, содержащий жидкое стекло, оказывает крепящее действие на глинистые породы, возрастающее с увеличением концентрации жидкого стекла.

Небольшие добавки (2-5 %) силиката натрия повышают термостойкость глинистых растворов, стабилизированных КМЦ, до 180-190 °С. В этом случае силикат натрия выступает в роли ингибитора термоокислительной деструкции (разложения) КМЦ.

Незначительные добавки (от сотых долей, иногда до 0,3-0,5 %) жидкого стекла снижают вязкость и статическое напряжение сдвига, оказывает общее улучшающее действие на промывочные жидкости. Добавки жидкого стекла свыше 1-2 % к обычным глинистым растворам приводят к созданию структуры, вызванной коагуляцией. Это свойство жидкого стекла используется для получения высоковязких глинистых растворов и паст при борьбе с поглощениями и т.д.

Смазочные добавки. Смазочные добавки предназначены для улучшения смазочной способности буровых растворов. Введение в раствор смазочных добавок повышает работоспособность шарошечных и алмазных долот, уменьшает износ деталей турбобуров и буровых насосов и увеличивает их межремонтный период, уменьшает липкость глинистой корки и служит хорошим профилактическим средством, предотвращающим прихваты, затяжки и посадки бурового инструмента, снижает гидравлические потери при циркуляции. Применение смазочных добавок рекомендуется при бурении на водных, обычных или утяжеленных растворах. Они совместимы практически со всеми известными реагентами буровых промывочных жидкостей.

В качестве смазочных и профилактических добавок широкое применение нашли нефть, графит и сульфонол. В качестве эффективных смазочных добавок, обладающих способностью комбинированного действия, применяются различные технические продукты:

- синтетические жирные кислоты и кубовые остатки, получаемые в результате дистилляции жирных кислот;
- соапостоки – отходы рафинирования растительных масел;

- отходы нефтеперерабатывающего, мыловаренного и жирового производства;

- добавки СГ (смесь гудронов) и СМАД-1.

Добавка *нефти* в глинистый раствор способствует уменьшению механической прочности корки, благодаря чему предотвращаются затяжки и прихваты инструмента в результате отложения толстых корок на стенках скважин и сальникообразования, а также обеспечиваются другие преимущества, характерные для применения смазочных добавок.

При добавке нефти улучшаются условия проходки скважин в результате образования эмульсионного промывочного раствора. Особенно эффективна добавка нефти при разбурировании вязких и пластичных пород. Образование устойчивой эмульсии при добавке нефти происходит в том случае, если глинистый раствор обработан химреагентами. Добавка нефти в необработанный раствор должна предшествовать химической обработке. Обработка нефтью глинистых растворов должна производиться в следующем порядке:

1. При первичной обработке в раствор добавляется 10-15 % нефти. Нефть добавляется равномерно во время бурения со скоростью, соответствующей не менее двум-трем циклам циркуляции раствора.

2. Повторные добавки нефти производятся во время бурения со скоростью не более 0,2-0,3 м³/ч, систематически, не реже одного раза в два-три долбления, с тем, чтобы в растворе было постоянное содержание нефти 6-10 %.

Содержание нефти в растворе контролируется каждое долбление. Для хранения нефти и добавки ее в раствор на буровой следует иметь специальную емкость с регулируемой задвижкой (краном) на спускном трубопроводе. Добавка нефти вызывает уменьшение удельного веса раствора, поэтому при использовании утяжеленных растворов вместо нефти целесообразнее применять другие смазочные добавки (например, графит).

Графит (серебристый или литейный) представляет собой черный или серебристо-черный порошок с удельным весом 1,5 г/см³. Поставляется в бумажных мешках по 30-35 кг. Графит обладает способностью уменьшать коэффициент трения и прилипать к твердым

поверхностям. При добавке к глинистым растворам придает им все основные положительные, характерные для смазочных добавок, качества. Оптимальное количество графита, которое необходимо добавлять в глинистый раствор, не превышает **1-1,2 % массового содержания раствора**.

Уточнение количества графита для обработки глинистого раствора производится в лаборатории. В качестве критерия может служить уменьшение вязкости глинистого раствора. Количество графита, вызывающее максимальное снижение вязкости, принимается за оптимальное. Графит совместим со всеми химическими реагентами и добавками для буровых растворов.

Обработка глинистого раствора графитом может производиться двумя способами: добавкой графита непосредственно в раствор через желоба или фрезерно-метательную мельницу (ФММ); графитовым раствором.

Для приготовления графитового раствора в глиномешалку, наполовину заполненную глинистым раствором, загружается 30-50 кг сухого УЦР и расчетное количество графита. После перемешивания в течение 20-30 мин. приготовленный реагент равномерной струей в течение одного цикла подается в циркулирующий раствор. Добавка графита не снижает удельного веса, поэтому графит следует предпочесть другим смазочным добавкам при обработке утяжеленных глинистых растворов или во всех случаях, когда облегчение промывочного раствора нежелательно. Добавка графита наиболее эффективна при совместном применении с нефтью.

Сульфонол относится к высокоактивным смачивателям (поверхностно-активным веществам) ароматического ряда. По внешнему виду представляет порошок белого цвета, хорошо растворимый в воде. Может поставляться также в виде пасты или водного раствора 50 %-ной концентрации. Расход сульфонола, обеспечивающий снижение напряжения сдвига глинистой корки (снижение липкости корки), составляет 0,1-0,05 %, . Применяется для обработки в виде водных растворов 1-5 %-ной концентрации.

Смазочная добавка СМАД-1 представляет собой смесь окисленного петролатума с дизельным топливом в соотношении 1:1; температура застывания 0 °С. СМАД-1, обладая способностью ком-

бинированного действия, значительно отодвигает начало усталостного износа (питтинга) при трении качения, понижает абразивный износ и коэффициент трения при скольжении в условиях высоких давлений. Оптимальная концентрация СМАД-1 в растворах составляет 1-4 % по весу, расход на метр проходки 5-25 кг в зависимости от степени утяжеления. Добавка эффективна при pH раствора 7-10. Более высокая щелочность недопустима.

Попадание в раствор агрессивных кальциевых вод приводит к высаживанию добавки в виде кальциевых мыл, которое предотвращается обработкой кальцинированной содой до полного осаждения кальция. По указанной причине применение СМАД-1 в известковых и хлоркальциевых растворах малоэффективно.

СМАД-1 способствует снижению водоотдачи глинистого раствора при высоком содержании глины. Возможно некоторое его загустевание, легко устранимое обычными методами. Применение СМАД-1 исключает необходимость добавок нефти или графита. При бурении на воде СМАД-1 добавляется в смеси с глиной или глинопоршком в соотношении 1 : 1. Применение СМАД-1 обеспечивает увеличение проходок на долото до 28-35 %, а в турбинном бурении также и повышение скорости бурения на 20-25 %.

Недостаток СМАД-1 – высокая температура застывания, что затрудняет ее транспортировку и использование в зимних условиях.

Смесь гудронов СГ представляет собой гудрон или смесь гудронов, получаемых при перегонке (дистилляции) жирных кислот растительного или животного происхождения; температура застывания 0 °С. Является высокоэффективной смазочной добавкой при бурении на воде и на обычных и утяжеленных глинистых растворах. Применение СГ исключает необходимость в использовании нефти, графита или других смазочных добавок.

Оптимальная концентрация СГ в промывочной жидкости составляет 1-2 % по весу от объема циркулирующего в скважине раствора. Расход добавки на 1 м проходки в зависимости от диаметра долота и состава бурового раствора составляет от 7 до 25 кг. Применение СГ обеспечивает увеличение проходки на шарошечное долото на 70,9 % при увеличении механической скорости на 32,3 %.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ). Представляют собой вещества, способные снижать поверхностное натяжение на жидкой или твердой поверхности раздела вследствие положительной адсорбции на этой поверхности. Даже очень малые добавки ПАВ могут резко изменять условия молекулярного взаимодействия на поверхности раздела, скорости разовых превращений и переход веществ из одной фазы в другую.

Большинство описанных выше химических реагентов также является в той или иной мере поверхностно-активными веществами. Их основное назначение – регулирование фильтрационных, вязкостных и реологических показателей буровых растворов. В ряде случаев (вскрытие продуктивного пласта, вытеснение нефти водой и т.д.) необходимо поменять вещества с сильно выраженными поверхностно-активными свойствами.

Из всего количества ПАВ (известно более 200 типов ПАВ, отличающихся химическим строением) только 20-30 веществ вырабатываются в промышленных масштабах, большинство же изготавливается для специальных целей в небольших количествах. По своему составу и химическим свойствам ПАВ делятся на два класса: неионогенные и ионогенные. Ионогенные в свою очередь делятся на две группы: анионоактивные и катионоактивные.

Большинство *неионогенных ПАВ* хорошо растворимы в пресных и пластовых водах. Полностью растворимы в пресных и пластовых водах ПАВ: УФЕ₈, ОП-7, ОП-10, ОП-20, ОП-45, КАУФЭ₁₄, этамид НГ/60, сульфамид ОЭ-10, КС-59. Эти вещества могут применяться для увеличения нефтеотдачи пласта. Такие ПАВ, как ОС-20, ОКО, ОТК, Э₆, оксамид СТ-15, ксилиталь С-15, частично растворимы, а ОП-4, стеарокс-6 нерастворимы в пластовой воде.

Анионоактивные ПАВ образуют в водных растворах при ионизации поверхностно-активные анионы. К таким ПАВ относятся: моющие средства "Новость" и "Прогресс", сульфонат, СНС, сульфонол НП-1, азолят-А, азолят-Б, ДС-РАС (детергент советский), контакт Петрова и НЧК. Эти ПАВ полностью растворяются в пресной воде, практически нерастворимы в керосине (нефтепродуктах) и дают хлопьевидные осадки в пластовой воде и в смеси с водой.

Катионактивные ПАВ образуют в водных растворах при ионизации поверхностно-активные катионы. К таким ПАВ относятся: катамин-А, катапин-А, выравниватель-А, карбозалин-С, арквады S, Т, 2S, амин С, амин С₁, амин С₂. Катионактивные ПАВ – эффективные ингибиторы коррозии нефтепромыслового и заводского оборудования, замедляют действие соляной кислоты при кислотных обработках и т.д.

При бурении ПАВ применяют в основном для следующих целей:

1. Уменьшение вредного влияния фильтратов буровых растворов на проницаемость призабойной зоны продуктивных пластов. При этом во всех случаях требуется индивидуальный подход, как в выборе типа ПАВ, так и оптимальной его концентрации, с тем, чтобы добавка ПАВ, не ухудшая свойств буровых растворов, положительно влияла на нефтеотдачу пласта.

В процессе бурения концентрация ПАВ в буровом растворе уменьшается вследствие адсорбции на частицах твердой фазы раствора и пластов, фильтрации и других процессов. Контроль за концентрацией ПАВ обеспечивается измерением поверхностного натяжения фильтрата на границе с воздухом или керосином.

2. Понижение твердости горных пород. В качестве понизителей твердости могут быть рекомендованы неионогенные ПАВ: ОП-10, УФЭ₈, КАУФЭ₁₄ и др.

3. Повышение смазочных свойств буровых растворов.

4. Повышение термостойкости буровых растворов. Предотвращение загустевания глинистых растворов, обработанных гипаном или КМЦ, при высокой (до 150-160 °С) температуре способствуют добавки ОФ-30 (оксиэтилированных фенолов).

Для растворов, обработанных КМЦ, повышение термостойкости до 180-190 °С достигается добавкой фенолов эстонских сланцев (ФЭС). Оптимальные добавки ФЭС определяются в лаборатории и колеблются от 0,01 % для слабоминерализованных и до 2 % для сильноминерализованных. ФЭС – недефицитны и недороги, так как являются многотоннажным отходом сланцеперерабатывающей промышленности. В воде ФЭС не растворяются, но полностью растворяются в **водно-щелочных** растворах. Кроме замедления термоокис-

лительной деструкции КМЦ, ФЭС снижают вязкость глинистых растворов, как при низких, так и при высоких температурах и являются эффективными ингибиторами коррозии стальных и легкосплавных бурильных труб даже при высокой минерализации среды.

5. Эмульгирование нефти в буровых растворах. Лучший эффект эмульгирования обеспечивают неионогенные ПАВ.

6. Аэрирование буровых растворов. Бурение с продувкой воздухом или газом обычно ограничено районами, где выше продуктивного пласта нет отложений с большим притоком воды.

При небольших притоках воды ПАВ применяется в качестве вспенивателей или туманообразователей, для полного выноса на поверхность воды и предотвращения сальникообразования, а также в качестве ингибиторов коррозии. ПАВ и в этом случае должны быть устойчивы к действию минерализованных пластовых вод. Водный раствор ПАВ закачивается в скважину дозировочным насосом. Выбор типа ПАВ и его оптимальной концентрации определяется опытным путем с учетом конкретных условия бурения.

Применение ПАВ предотвращает образование шламовых пробок, уменьшает осложнения и способствует значительному увеличению интервала бурения с продувкой воздухом.

7. Добавка ПАВ эффективна при применении нефтяных ванн для ликвидации прихватов бурового инструмента.

Функции ПАВ не ограничиваются рассмотренными выше.

Пеногасители. Способностью вызывать пенообразование в промывочных жидкостях, кроме сильных поверхностно-активных веществ, обладают многие слабые поверхностно-активные реагенты: ССБ, ПФЛХ, танины и др. Буровые растворы с пенообразующими добавками не поддаются естественной дегазации. Механические способы дегазации недостаточно эффективны. После выхода промывочной жидкости из дегазатора в ней вновь образуется пена.

Наиболее эффективным является физико-химический способ дегазации. Выбор **реагента-пеногасителя** и его концентрация определяются опытным путем в зависимости от свойств промывочной жидкости и реагента-пенообразователя. В практике бурения применяется широкий ассортимент пеногасителей.

РС и *ПЭС* – Эффективные пеногасители хлоркальциевых и других минерализованных промывочных жидкостей, стабилизированных ССБ и ее производными, танином и другими реагентами.

РС представляет собой 10 %-ную суспензию резины, а *ПЭС* – полиэтилена в соляровом масле или керосине. Пеногасители готовятся путем растворения 100 кг резиновой крошки или крошки полиэтилена в 1 м³ дизельного топлива или керосина.

Активность пеногасителя на основе резиновой крошки обусловлена видом (составом) резины. Добавка 0,1-0,2 % *РС* (в пересчете на резину) обеспечивает почти полную дегазацию глинистых растворов, обработанных 2 % КССБ-1. Если в растворе присутствует 0,5-1 % хлористого кальция, оптимальная концентрация *РС* увеличивается в два раза и более. Несколько выше эффективность пеногасителя из полиэтилена (*ПЭС*). При дегазации раствора расход его примерно в 1,5 раза ниже, чем расход *РС*. Пеногасители *РС* и *ПЭС* эффективно предотвращают пенообразование в жидкостях, обработанных не только ССБ и ее производными, но и другими ПАВ. Настой суспензий в течение 24 ч и более при приготовлении пеногасителей увеличивает эффективность его применения. Универсальность и невысокая стоимость этих пеногасителей делает их наиболее перспективными.

Соапсток представляет собой пастообразное маслянистое вещество – отход рафинирования растительных масел. Выпускается трех видов: хлопковый, подсолнечный и касторовый. Хлопковый соапсток в отличие от других является достаточно ферментативно устойчивым. Хлопковый соапсток применяется в виде 10 %-ного водного раствора, приготавливаемого путем смешения соапстока с водой без подогрева. Расход хлопкового соапстока при обработке глинистых растворов составляет 0,3-0,5 % от объема ССБ или КССБ. Добавки его эффективно гасят пену в пресных и минерализованных промывочных жидкостях, содержащих **реагенты-вспениватели**. Лучший эффект пеногашения соапстоком достигается при одновременном вводе его и **реагента-вспенивателя** в циркулирующую промывочную жидкость.

Наполнители. Инертные закупоривающие материалы, добавляемые к промывочным жидкостям, предназначаются для преду-

преждения или снижения интенсивности поглощения промывочной жидкости при бурении в пористых и трещиноватых породах. В качестве наполнителей применяются: целлофан, кожа – "горох", кордное волокно, слюда-чешуйка, керамзит, резиновая крошка, подсолнечная лузга, древесные опилки и др.

В качестве наполнителей используются измельченные отходы *целлофана*, размер частиц от 0,25 до 12 мм.

Кожа-"горох" – отходы кожевенных заводов. "Горох" должен проходить через сито с размерами ячеек 10 × 10 мм и 8 × 8 мм.

Кордное волокно – крученые нити из хлопчатобумажного или искусственного волокна с мелкоизмельченной резиной. Длина кордной нити от 3 до 20 мм, содержание частиц дробленой резины размером от 2 до 7 мм не более 45 %.

Слюда-чешуйка – продукт слюдяных фабрик, представляет собой пластинки произвольной формы, получаемые при дроблении отходов. Слюда-чешуйка имеет размеры: остаток на сите с размерами ячеек 7 × 7 мм не менее 60 %, при этом размер остатка на сите не более 10-12 мм; остаток на сите 4 × 4 мм не более 30 %.

Керамзит (керамзитовый гравий) – искусственный пористый наполнитель округлой формы с размером частиц от 0,5 до 25 мм. Получают керамзит вспучиванием легкоплавких глинистых пород.

Резиновая крошка – отходы заводов резино-технических изделий. Размер частиц до 25 мм.

Подсолнечная лузга – отходы маслобойных заводов.

Наполнители вводятся в циркулирующий раствор через глиномешалку до вскрытия зоны поглощения. Раствор с добавками наполнителя может готовиться в отдельной емкости и оттуда подаваться в скважину. Наполнители добавляются в рабочий раствор по весу в процентах от объема циркулирующего раствора. Вязкость исходного раствора перед добавкой наполнителя должна находиться в пределах 25-60 с по СПВ-5. Для обеспечения нормальной работы насосов растекаемость раствора с наполнителями должна быть не менее 10-12 см (по конусу АзНИИ), что обеспечивается оптимальным уровнем добавки наполнителя:

Наполнители	Добавки наполнителей, %*
Целлофан	0,1-1,0/1,0-3,0
Кожа-"горох"	0,1-0,5/0,5-0,7
Кордное волокно	0,1-0,2/0,2-0,5
Слюда-чешуйка	0,1-2,0/2,0-7,0
Керамзит до 5 мм	-/0,5-5,0
Резиновая крошка до 8 мм	-/0,5-5,0
Подсолнечная лузга	-/0,5-5,0

* В числителе – данные при турбинном бурении, в знаменателе – при роторном.

Если при бурении турбинным способом добавки наполнителя в указанном количестве не предотвращают поглощение, следует, где это возможно, перейти на роторное бурение и увеличить количество вводимого наполнителя.

Наполнители могут применяться в смеси друг с другом. При отсутствии положительных результатов от закачки раствора с наполнителем для уменьшения интенсивности поглощения следует приступить к закачке в зону ухода тампонов глинистого раствора (по 10-15 м³) с повышенным содержанием наполнителей или быстросхватывающихся смесей с добавкой наполнителей.

После изоляционных работ глинистый раствор, содержащий наполнители, пропускается через очистные устройства, имеющиеся на буровой.

Соли. При бурении соляных отложений и значительно минерализованных толщ пород применяются искусственно минерализованные (вплоть до полного насыщения) промывочные жидкости. Для повышения минерализации буровых растворов используются различные соли, из которых практическое применение находят хлористый натрий, хлористый калий, хлористый магний, карналлит. Кроме солей, для получения соленых растворов могут применяться высокоминерализованные пластовые воды.

Соленые буровые растворы с различной степенью минерализации могут быть использованы также в качестве незамерзающей промывочной жидкости при бурении в зимних условиях и

многолетнемерзлых породах, в последнее время намечается тенденция к применению подобных растворов для вскрытия неустойчивых пород.

Хлористый натрий (поваренная соль, NaCl) добывается из природных залежей каменной соли (галита). Применяется в бурении обычно в виде технической поваренной соли серого или светло-серого цвета. Удельный вес NaCl составляет 2,16 г/см³. Предельная растворимость NaCl при 25 °С – 26,43 % по весу. Содержание NaCl в водных растворах и температура их замерзания приводятся ниже:

Удельный вес раствора, г/см ³	Содержание NaCl, г/л	Температура замерзания, °С
1,014	20	-1,2
1,028	41	-2,5
1,042	62	-3,8
1,056	84	-5,2
1,071	107	-6,7
1,086	130	-8,6
1,101	142	-10,5
1,117	178	-12,7
1,133	201	-15,1
1,149	230	-17,6
1,165	256	-20,2
1,181	284	-23,3
1,198	312	-26,6

Применяется NaCl, в основном, для насыщения буровых растворов в комбинации с другими реагентами с целью сохранения устойчивости стенок скважин и предупреждения образования каверн при разбуливании соляных толщ и солесодержащих пород. Засоленные NaCl растворы можно применять также для вскрытия неустойчивых глинистых пород.

Растворы, содержащие NaCl, отличаются повышенной морозостойкостью (пониженной температурой замерзания), что придает

им ценные качества для бурения в вечномерзлых породах и в зимних условиях. Поваренная соль совместно с ССБ обеспечивает получение промывочных растворов с пониженной водоотдачей и вязкостью, пригодных для бурения в условиях проявлений высокоминерализованных пластовых вод.

NaCl применяется для повышения вязкости и статического напряжения сдвига обычных глинистых растворов, особенно обработанных УЦР. Необходимая добавка соли определяется в лаборатории или на буровой на пробах рабочего раствора.

Хлористый калий (KCl) встречается в природе в виде минерала сильвина. Представляет собой белый порошок с удельным весом 1,99 г/см³. Предельная растворимость в воде при 20 °С составляет 34,3 %.

Применяется для насыщения буровых растворов в комбинации с другими солями и реагентами для предупреждения осложнений при разбурировании соляных толщ и пород, в составе которых содержится KCl.

Хлористый магний (MgCl₂) представляет собой белый порошок с удельным весом 2,33 г/см³. Предельная растворимость в воде при 20 °С составляет 35,3 %. Применяется для искусственной минерализации буровых растворов при вскрытии солей или неустойчивых глинистых пород.

Карналлит (MgCl₂ · KCl · 6H₂O) – двойная соль хлористого магния, встречается в виде природного минерала карналлита. Порошок карналлита применяется для искусственной минерализации буровых растворов при вскрытии солей и разбурировании неустойчивых глинистых пород.

Кислоты. В процессе бурения и опробования (испытания) скважин появляется необходимость в применении различных кислот, например, для установки кислотных ванн при ликвидации прихватов бурильного инструмента, для увеличения проницаемости призабойной зоны и т.д. Наиболее часто для этих целей применяются соляная, плавиковая и сульфаминовая кислоты.

Соляная кислота (HCl) представляет собой водный раствор хлористого водорода. В бурении применяются несколько видов соляной кислоты, выпускаемых промышленностью.

Концентрация и содержание HCl соответствует удельному весу ее водных растворов. Приближенно процентную концентрацию соляной кислоты можно вычислить по ее удельному весу. Для этого первые две цифры десятичных знаков удельного веса умножают на два. Например, кислота с удельным весом 1,12 г/см³ содержит $12 \times 2 = 24\%$ HCl, кислота с удельным весом 1,06 г/см³ содержит $6 \times 2 = 12\%$ HCl и т.д.

Зная концентрации исходной HCl, можно легко определить концентрацию любых ее разбавленных водой растворов или определить количество воды, необходимое для получения HCl заданной концентрации. Концентрация разбавленной водой HCl определяется по формуле

$$K_2 = K_1 \frac{V_k}{V_k + V_b},$$

где K_1 – концентрация исходной кислоты; K_2 – концентрация разбавленной кислоты; V_k – объем исходной кислоты, л (м³); V_b – объем добавленной воды, л (м³).

Ингибированная соляная кислота содержит в своем составе специальные присадки, понижающие коррозионную активность кислоты по отношению к металлам. Применение ингибированной соляной кислоты значительно снижает коррозионный износ оборудования и труб. Соляная кислота применяется для увеличения проницаемости продуктивных пластов и для установки кислотных ванн при прихватах бурильного инструмента. При обработке призабойных зон скважин для увеличения проницаемости пластов применяется соляно-кислотный раствор с концентрацией 8-15 %.

Сульфаминовая кислота ($\text{HSO}_3 \cdot \text{NH}_2$) представляет собой белые негигроскопичные кристаллы без запаха с удельным весом 2,126 г/см³. В 1 м³ воды при 0 °С растворяется 146 кг, а при 80 °С – 470 кг $\text{HSO}_3 \cdot \text{NH}_2$. Техническая сульфаминовая кислота выпускается в виде порошка (концентрация $\text{HSO}_3 \cdot \text{NH}_2$ в котором близка к 90 %) и поставляется в мягкой упаковке. Транспортировка ее сравнительно дешева и проста, безопасна, она не требует специальных емкостей

для хранения. В этом отношении сульфаминовая кислота имеет очень важные преимущества при использовании в удаленных разведочных районах.

Сульфаминовая кислота применяется взамен HCl в тех же и несколько больших (до 20 %) концентрациях для обработки (повышения проницаемости) карбонатных коллекторов, при установке кислотных ванн для освобождения прихваченного инструмента. Расход $\text{HSO}_3 \cdot \text{NH}_2$ при пересчете на твердое вещество в 2,5 раза выше, чем HCl.

В отличие от солей некоторых других кислот, кальциевые и магниевые соли сульфаминовой кислоты водорастворимы. Отсюда следует, что при применении $\text{HSO}_3 \cdot \text{NH}_2$ исключается возможность вторичного выпадения этих солей в осадок, в связи с чем сульфаминовая кислота лучше удовлетворяет требованиям обработки продуктивных карбонатных коллекторов, чем HCl.

Коррозионная активность $\text{HSO}_3 \cdot \text{NH}_2$ значительно меньше, чем к HCl и H_2SO_4 . Ее применение может значительно снизить коррозионный износ нефтепромыслового и скважинного оборудования при кислотных обработках. Сульфаминовая кислота в виде товарного порошка безопасна в обращении и не вызывает ожогов при попадании на кожу в сухом виде.

Плави́ковая (фтористо-водородная) кислота (HF) представляет собой водный раствор газообразного фтористого водорода. Это легкоподвижная бесцветная жидкость с резким запахом без механических примесей, содержание фтористого водорода (HF) 40 % удельный вес 1,128 г/см³. Плави́ковая кислота действует разрушающе на металлы, стекло, дерево.

Плави́ковая кислота применяется в составе соляной или сульфаминовой кислот при обработке пластов для удаления из них глинистых минералов (получение грязевой кислоты или глинокислоты). Растворяет глину, которой заполнены трещины или каналы пласта, силикатную часть цемента, связывающего зерна породы и глинистый материал, попавший в трещины при вскрытии.

Для получения **глино-кислотного** раствора обычно к **соляно-кислотному** раствору добавляют 2-3 % плави́ковой кислоты. Для повышения его химической активности иногда процентное

содержание плавиковой кислоты в растворе увеличивается до 4-6 %. Плавиковая кислота является сильной ядовитым веществом, вследствие чего доставка ее и приготовление глинокислоты на разведочных площадях встречают очень серьезные затруднения. В связи с этим взамен плавиковой кислоты предложено использовать бифторид аммония ($\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF}$), который поставляется в виде кристаллической соли, упакованной в двойные мешки из полиэтилена и крафт-бумаги. Это является важным преимуществом бифторида аммония, его легко и безопасно транспортировать, особенно в труднодоступные разведочные районы. Для приготовления глинокислоты в соляно-кислый раствор добавляется 8 % бифторида аммония.

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основной

1. *Басарыгин Ю.М.* Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю.М.Басарыгин, А.И.Булатов, Ю.М.Проселков. М.: Недра, 2000.
2. *Булатов А.И.* Технология промывки скважин / А.И.Булатов, Ю.М.Проселков, В.И.Рябченко. М.: Недра, 1981.
3. *Грей Дж.Р.* Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж.Р.Грей, Г.С.Г.Дарли; Пер. с англ. М.: Недра, 1985.
4. *Кистер Э.Г.* Химическая обработка буровых растворов. М.: Недра, 1972.
5. *Резниченко И.Н.* Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. М.: Недра, 1982.
6. *Чубик П.С.* Квалитетрия буровых промывочных жидкостей. Томск: Изд.-во НТЛ, 1999.
7. *Яковлев А.М.* Очистные агенты и оперативное тампонирование скважин / А.М.Яковлев, Н.И.Николаев; Санкт-Петербургский горный ин-т. СПб, 1990.

Дополнительный

1. Буровые промывочные жидкости и тампонажные смеси: Методические указания к лабораторным работам / Сост.: Н.И.Николаев, Е.Ю.Цыгельнюк; Санкт-Петербургский горный ин-т. СПб, 2000.
2. *Данюшевский В.С.* Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С.Данюшевский, Р.М.Алиев, И.Ф.Толстых. М.: Недра, 1987.
3. *Ивачев Л.М.* Промывочные жидкости и тампонажные смеси. М.: Недра, 1987.
4. *Кудряшов Б.Б.* Бурение разведочных скважин с применением воздуха / Б.Б.Кудряшов, А.И.Кирсанов. М.: Недра, 1990.
5. *Рябченко В.И.* Управление свойствами буровых растворов. М.: Недра, 1990.
6. *Яковлев А.М.* Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые / А.М.Яковлев, В.И.Коваленко. Л.: Недра, 1987.
7. *Яковлев А.М.* Экологизация промывки при бурении скважин / А.М.Яковлев, В.С.Литвиненко, В.И.Коваленко и др.; Санкт-Петербургский горный ин-т. СПб, 1994.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ КАК ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ	6
1.1. Технологические функции промывочных жидкостей.....	6
1.2. Требования, предъявляемые к промывочным жидкостям	7
1.3. Понятие о промывочных жидкостях как о гомогенных и гетерогенных дисперсных системах.....	9
1.4. Классификация промывочных жидкостей	13
2. ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ С ВОДНОЙ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДОЙ.	16
2.1. Безглинистые и малоглинистые промывочные жидкости	16
2.2. Глинистые растворы и их компонентный состав	17
2.3. Разновидности, сравнительная оценка и области применения глинистых растворов	27
2.4. Меловые и сапропелевые растворы, промывочные жидкости на основе выбуренных пород	41
3. ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ НА НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ.....	44
3.1. Буровые растворы на нефтяной основе.....	44
3.2. Пены	46
3.3. Сжатый воздух.....	48
4. ПРИГОТОВЛЕНИЕ, ОЧИСТКА И ДЕГАЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	48
4.1. Способы приготовления промывочных жидкостей	48
4.2. Очистка буровых растворов от шлама	52
4.3. Дегазация буровых растворов	54
5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ.....	57
5.1. Методы определения основных параметров промывочных жидкостей....	57
5.2. Влияние технологических свойств промывочных жидкостей на процессы бурения и освоения скважин	61
5.3. Классификация основных химических реагентов для обработки буровых растворов	65
РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	101