

Инфо

Модуль	Буровые промывочные жидкости
Автор	Овчинников В.П., Аксенова Н.А.
E-Mail	
Время	Автор электронной версии: Герман Е.Г.
Комментарий	

Темы

Введение

Успех строительства нефтяных и газовых скважин главным образом зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечить безопасность, безаварийность бурения и качественное вскрытие продуктивного пласта. Применение буровых растворов и регулирование их свойств требует значительных денежных затрат, затрат времени на их химическую обработку и очистку.

Промывочные жидкости имеют огромный спектр функций, они не только удаляют продукты разрушения из скважины, охлаждают породоразрушающий инструмент, передают гидравлическую энергию забойному двигателю, способствуют разрушению забоя, но и обеспечивают предупреждение и ликвидацию осложнений, вскрытия продуктивных пластов и в целом способствует повышению качества буровых работ на нефть и газ и выполняют еще много дополнительных специальных функций. Большое количество функций буровых растворов, ограничений и требований по применению, усложнение геолого-технических условий бурения в связи с ростом глубин и выход на морские акватории и крайний север способствовало развитию рынка буровых растворов и в настоящее время список буровых систем и реагентов огромен и составляет более 1500 наименований.

Приготовление сложных по составу систем буровых растворов, определение параметров и оперативный контроль их качества в процессе бурения, обработка разнообразными химическими реагентами, требуют знаний физической, коллоидной неорганической и органической химии.

В настоящее издание включены новейшие достижения в области производства систем буровых промывочных жидкостей, регулировании их свойств, приготовление и очистка. Начинающий обучение студент найдет в пособии основы физико-химии дисперсных систем, свойств глинистых минералов как основного материала для приготовления БПЖ

1. Общее представление о буровых промывочных жидкостях их функциях и требования к ним

- 1.1 [Эволюция буровых промывочных жидкостей](#)
- 1.2 [Общие сведения о технологии промывки скважин](#)
- 1.3 [Назначение буровых промывочных жидкостей \(БПЖ\) при бурении скважин](#)
 - 1.3.1 [Разрушение забоя скважины](#)
 - 1.3.2 [Очистка забоя скважины](#)
 - 1.3.3 [Вынос выбуренной породы из скважины](#)
 - 1.3.4 [Охлаждение и смазка долот, бурильных труб](#)
 - 1.3.5 [Передача гидравлической энергии забойному двигателю](#)
 - 1.3.6 [Предупреждение нефтегазоводопроявлений](#)
 - 1.3.7 [Формирование на стенках скважины малопроницаемой](#)

[фильтрационной корки](#)

1.3.8 [Удержание во взвешенном состоянии твердой фазы при временном прекращении циркуляции](#)

1.3.9 [Предупреждение осыпей и обвалов](#)

1.3.10 [Обеспечение качества вскрытия продуктивных пластов](#)

1.3.11 [Уменьшение веса колонны бурильных и обсадных труб](#)

1.3.12 [Предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа](#)

1.3.13 [Обеспечение получения информации](#)

1.3.14 [Сокращение затрат на крепление](#)

1.3.15 [Экологическая безопасность буровых растворов](#)

1.4 [Требования к буровым промывочным жидкостям](#)

1.5 [Выбор и проблема оптимизации качества бурового раствора](#)

1.1 Эволюция буровых промывочных жидкостей

Эволюция буровых промывочных жидкостей шла долгим путем совершенствования состава и технологией применения в соответствии с развитием и усложнением технологии бурения скважин от «буровой грязи» до сложных многокомпонентных систем с регулируемыми физико-химическими и технологическими свойствами.

Так, в Китае более 2 тысяч лет назад при ударном бурении для удаления желонками илистой выбуренной массы применялось смачивание водой забоя скважин. До начала двадцатого века состав буровых промывочных жидкостей практически не менялся, но были отмечены некоторые факты такие как: глинизация и холодная битумизация ствола скважины, вскрывающих неустойчивые горные породы и пловуны, а также создание гидростатического давления промывочной жидкости для предотвращения водонефтегазопроявлений, которые способствовали в дальнейшем развитию буровых промывочных жидкостей.

Буровые растворы как важный элемент в процессе строительства скважин появились в XIX-м веке. Идея промывки скважин непрерывной циркуляцией воды по трубам и затрубному пространству принадлежит французскому инженеру Фовеллю (1848 г.). В 1887 г. американец М. Д. Чэпмен предложил вводить в поток воды глину, отруби, зерно или цемент для создания на стенках скважин малопроницаемой корки. Первые патенты на буровые промывочные жидкости были получены в 1887 г. А. Краузе и М. Чепменом.

Результаты первых исследований в области промывки скважин были опубликованы А. Хегтманом и Д. Поллардом в 1914 г., А. Льюисом и В. Мак-Мюрреем в 1916 г. Их работы были посвящены созданию рецептур промывочных жидкостей, предотвращающих газопроявления и улучшающих устойчивость ствола скважины. Практическое применение их исследований стало возможным только через 10 лет, после того как Б. Строудом были предложены различные виды утяжелителей и методы утяжеления промывочных жидкостей. К этому времени уже был накоплен некоторый опыт их химической обработки. Стали известны методы улучшения глин, действие кальцинированной соды, фосфатов, жидкого стекла, различных электролитов, а также наполнителей для борьбы с поглощениями промывочной жидкости.

В 30-е годы, несмотря на бурное развитие буровой техники, число

исследований в области применения буровых растворов было незначительным и такие параметры раствора, как удельный вес и вязкость часто были синонимами, а эффективность бурения зависела от индивидуальных способностей исполнителя.

Первыми исследователями реологических свойств буровых промывочных жидкостей были К.А. Царевич, Р.И. Щищенко, П. Эванс и А. Рейд. Они применили уравнение Шведова-Бингама и заложили основы буровой гидравлики. В.С. Баранов и другие исследователи (П. Джонс, М. Вильяме и Г. Кеннон) установили значимость водоотдачи и коркообразования растворов. Были предложены новые средства химической обработки - природные таннины (квебрахо), щелочные гуматы (УЩР) (В.С. Баранов, Г. Лаутон и др.), лигносульфонаты, щелочной крахмал (Г. Грей с сотрудниками), солестойкая глина (Р. и М. Кросс) и т. п. П.А. Ребиндером с сотрудниками изучены физико-химические свойства БПЖ и их влияние на разрушение горных пород. Ими было установлено адсорбционное понижение прочности пород, исследованы процессы диспергирования, пептизации и перехода глины и выбуренной породы в суспензию. Значительный вклад в изучение системы глина-вода и устойчивости пород, слагающих стенки скважин внес В.С. Шаров. Физико-химические исследования буровых промывочных жидкостей проводились также в США В. Льюисом с сотрудниками, А. Лумисом и др. Ф. Ральхаузенем и С. Бишкиным в 1937 г. были успешно испытаны жидкости на нефтяной основе, ставшие в последующем лучшими буровыми жидкостями для вскрытия и освоения продуктивных пластов, позволившими сохранять их естественную проницаемость.

Резко изменилось отношение к буровым растворам в середине 40-х годов после того, как многими специалистами было установлено, что продуктивность вскрываемых нефтяных пластов в значительной степени зависит от качества применяемых глинистых растворов.

Исследования в эти годы были направлены в основном по пути усовершенствования химической обработки буровых растворов. Большое значение приобрели защитные коллоиды (карбоксиметилцеллюлоза, акриловые полимеры, модифицированный крахмал, конденсированная сульфит-спиртовая барда), понизители вязкости (синтан, кортан, окисленный лигнин, хромлигносульфонаты, хроматы) и ряд специальных реагентов (смазочные добавки, эмульгаторы, пеногасители, бактерициды и др). С помощью этих реагентов удалось значительно расширить возможности бурения скважин в различных термобарических условиях, а также при наличии солевой агрессии.

Широкое внедрение известковых жидкостей начавшееся в 1945-1946 гг. ознаменовало новую эпоху в области химической обработки буровых промывочных жидкостей и дальнейшее развитие методов ингибирования. Быстрыми темпами происходило внедрение эмульсионных жидкостей, способствующих уменьшению возникновения осложнений, аварий, улучшению показателей бурения. В шестидесятых годах этот эффект был усилен применением смазочных и противоизносных добавок, позволивших помимо профилактики затяжек и прихватов значительно увеличить проходку на долото и механическую скорость бурения.

В пятидесятых годах прошлого столетия появились инвертные эмульсии позволившие значительно повысить экономичность промывочных жидкостей на нефтяной основе, особенно с высоким содержанием водной

дисперсной фазы.

Большой успех химической обработки был достигнут в результате применения хроматных и хромлигносульфонатных реагентов. Окисленно-замещенные лигносульфонаты сначала обеспечили внедрение гипсовых буровых жидкостей, а впоследствии приобрели самостоятельное значение как эффективные понизители вязкости и средства общего улучшения жидкостей в широком диапазоне забойных температур.

В настоящее время все большее применение находят жидкости с низким содержанием твердой фазы и жидкости без твердой фазы, такие как вода и различного рода азрированные жидкости, основным преимуществом которых является уменьшение гидростатического давления, большее проникновение в поры и трещины призабойной зоны и между обломками выбуренной породы, лучшая очистка забоя.

Достижением последних лет ряда зарубежных и отечественных компаний, занимающихся исследованием в области буровых промывочных жидкостей является применение безглинистых полимерных и биополимерных растворов, способствующих максимально сохранить первоначальную продуктивность коллектора. В основном это полимеры растительного происхождения, продукция направленного синтеза и биополимеры.

В последние годы развитие новой технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии (давление в скважине ниже пластового) вызвало необходимость применения облегченных буровых растворов с плотностью ниже 1000 кг/м^3 . Для реализации этой технологии применяют в основном нефть азрированную азотом.

Рассмотренные этапы эволюции буровых промывочных жидкостей показали, что значительные изменения происходили в последние десятилетия. Следует заметить, что большое внимание в настоящее время отводится не только химическому составу буровых растворов и регулированию их свойств, но и широко рассматриваются вопросы по технологии приготовления и очистки буровых растворов, разработке лабораторного оборудования по определению свойств буровых растворов.

Передовые отечественные производители реагентов, систем буровых растворов, оборудования по их приготовлению и очистке, разработки которых наиболее известны и применяются при бурении скважин: ЗАО «ПОЛИЦЕЛЛ», ОАО «Интернешнл Касп Флюидз» (ИКФ), НПО «Бурение», ООО «Компания «Техномехсервис» и др. ЗАО «ПОЛИЦЕЛЛ» - лидер в стране по производству эфиров целлюлозы и крахмала для нефтегазодобывающей промышленности.

В России специализированной компанией, которая выполняет весь комплекс работ по буровым растворам, начиная с производства реагентов, материалов, специального оборудования и приборов до разработки технологий приготовления растворов и осуществления инженерного сервиса на буровых предприятиях является ОАО «Интернешнл Касп Флюидз» (ИКФ), находящаяся в г. Волгограде.

НПО «Бурение» занимается разработкой и изготовлением приборов по контролю за свойствами БПЖ и оборудованием для их приготовления и очистки.

Из зарубежных фирм MI SWACO (Smith International, Inc. and Schlumberger, Inc. company) является мировым лидером на рынке буровых растворов и самой крупной компанией-поставщиком оборудования для

очистки буровых растворов и утилизации буровых отходов.

Основные сферы деятельности: М-1 - буровые растворы, растворы для вскрытия продуктивных горизонтов, растворы для освоения и капитального ремонта скважин; SWACO - оборудование для контроля давления в скважине, оборудование очистки буровых растворов, оборудование для сбора и утилизации буровых отходов.

1.2 Общие сведения о технологии промывки скважин

Способы очистки забоя скважин

Как известно, углубление скважины осуществляется разрушением забоя долотом. При этом в скважине накапливается выбуренный шлам, который необходимо постоянно выносить с забоя для продолжения бурения. Удаление продуктов разрушения при бурении скважин может осуществляться несколькими способами, основными из которых являются следующие: гидравлический, пневматический, комбинированный (гидропневматический или пневмогидравлический).

При гидравлическом способе продукты разрушения удаляются с забоя и транспортируются на поверхность потоком жидкости, движущейся в скважине с определенной скоростью. Жидкость называется буровым промывочным раствором или просто буровым раствором (БР).

Буровой раствор закачивается буровым насосом в бурильные трубы, нагнетается к забою, оmyвает его и, подхватив частички выбуренной породы, по затрубному пространству выносит их на поверхность, где они осаждаются, главным образом, принудительно с помощью специальных очистных устройств.

Технология пневматического способа заключается в выносе продуктов разрушения из скважины потоком газа, чаще всего, сжатого воздуха. Кроме сжатого воздуха используют выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС), природный газ, азот. Всю их совокупность называют газообразными агентами.

Патент по использованию сжатого воздуха для удаления шлама из скважин принадлежит американцу П. Суини, который он получил в 1866 г.

Из газообразных агентов первым был испытан природный газ. Произошло это в сентябре 1932 г. при бурении нефтяной скважины глубиной 2680 м. в штате Техас США. В этом же штате в 1950 г. для удаления продуктов разрушения при бурении сейсмических скважин впервые начали использовать сжатый воздух.

При комбинированном способе продукты разрушения удаляются из скважины потоком газожидкостной смеси (ГЖС) при одновременной работе бурового насоса и компрессора.

Типы ГЖС:

а) аэрированные буровые растворы (впервые были использованы в мае 1953 г. в штате Юта США);

б) пены (впервые были применены в 1962 г. в штате Невада при бурении скважины диаметром 1630 мм на испытательном полигоне по атомной энергии США).

Понятие «буровой раствор» охватывает широкий круг жидких, суспензионных и аэрированных сред, имеющих различные составы и свойства, но не включает аэрозоли (бурение с продувкой воздухом или газом). Это, например, вода, заливаемая в ствол при бурении шнековым

буром; утяжеленный глинистый раствор, применяемый в разведочных скважинах, чтобы устранить возможность выброса при разбуривании пластов высокого давления; пена, используемая для выноса шлама из скважины, которую бурят на воду в ледниковых отложениях; бентонитовая суспензия, служащая для поддержания устойчивости стенок при проводке шурфа; сложная промывочная система, приготавливаемая на основе нефти с добавкой эмульгаторов, стабилизирующих и структурообразующих реагентов, а также закупоривающего материала, для разбуривания пластов с температурами более 260 °С, содержащих коррозионно-агрессивные газы.

Термин «буровой раствор» стал применяться сравнительно недавно вместо менее точных его синонимов - «глинистый раствор», «промывочный раствор», «промывочная жидкость» и т.п.

1.3 Назначение буровых промывочных жидкостей (БПЖ) при бурении скважин

Основные функции:

- разрушение забоя скважины;
- удалять выбуренную породу (буровой шлам) с забоя скважины;
- транспортировать выбуренную породу (буровой шлам) на поверхность;
- охлаждать долото;
- передавать гидравлическую энергию забойному двигателю (при турбинном бурении и бурении с винтовым забойным двигателем).

Дополнительные функции:

- создание достаточного давления на вскрытые скважиной пласты, чтобы исключить газонефтеводопроявления;
- образование на стенках скважины тонкой, но прочной и малопроницаемой фильтрационной корки, предотвращающей проникновение ПЖ или ее фильтрата в породы;
- удержание во взвешенном состоянии твердой фазы при временном прекращении циркуляции;
- предотвращение возникновения осыпей и обвалов;
- обеспечение сохранения естественной проницаемости коллектора;
- снижение веса бурильной или обсадной колонны, находящейся в скважине за счет выталкивающей силы, уменьшая нагрузку, действующую на подъемный механизм буровой установки;
- предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа;
- обеспечение проведения геофизических исследований;
- обеспечение сокращения затрат на крепление скважин.

1.3.1 Разрушение забоя скважины

Одной из важнейшей операций строительства скважин считают разрушение забоя скважины. Промывку нельзя считать второстепенной операцией при разрушении забоя, особенно при бурении рыхлых пород, когда их размыв на забое за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струей бурового раствора, вытекающего из насадок долота, вносит не меньший вклад в скорость проходки скважины, чем

механическое разрушение забоя вращающимися режущими элементами долота. С целью интенсификации размыва забоя циркулирующим буровым раствором применяют составы высокоабразивных растворов (абразивно-струйное бурение).

Для максимального использования кинетической энергии вытекающей из насадок долота струи бурового раствора для разрушения забоя, увеличивают до предела гидравлическую мощность, срабатываемую на долоте, или силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случаях пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания бурового раствора. В результате этого, одновременно с интенсификацией размыва забоя, часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в неустойчивом разрезе потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в результате повышения дифференциального давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др. Поэтому очень важно в каждом конкретном случае установить оптимальное соотношение показателей процесса промывки, определяющих способность бурового раствора разрушать забой скважины.

1.3.2 Очистка забоя скважины

Это одна из основных функций раствора, способствующая достижению максимальной скорости бурения за счет эффективной очистки забоя от выбуренной породы. Чем быстрее осколки породы удаляются потоком бурового раствора с забоя, тем эффективнее работает долото. Требование удалять шлам с забоя - обязательное, так как в противном случае невозможно обеспечить углубление ствола скважины.

Для избежания усталостного (повторного) режима разрушения забоя используются гидромониторные насадки на долоте. Наилучшие условия разрушения создаются при минимальной разнице гидростатического и порового давлений в разбуриваемых породах. Механическая скорость бурения повышается при обработке раствора реагентами, понижающими, поверхностное натяжение (Пав-ами). Существенное влияние оказывает величина мгновенной фильтрации раствора, чем она больше, тем выше механическая скорость.

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

Величина подачи бурового раствора к забою скважины должна иметь

технико-экономическое обоснование в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями бурения и выбираться в оптимальных пределах.

1.3.3 Вынос выбуренной породы из скважины

Обязательное требование к процессу промывки скважин - выполнение функции транспортирования шлама на дневную поверхность. Качество очистки скважины от шлама (скорость и степень) зависит от скорости восходящего потока, которая определяется производительностью насосов. На эффективность выноса породы влияет удельный вес, вязкость и динамическое напряжение сдвига бурового раствора. Для удаления частиц породы необходимо, чтобы скорость восходящего потока была выше скорости их осаждения. Скорость осаждения частиц в неподвижном растворе зависит от их размеров и форм, разницы удельных весов раствора и частицы, вязкости раствора и особенно его тиксотропных свойств.

В тиксотропных растворах при прекращении циркуляции образуется достаточно прочная структура, которая препятствует осаждению частиц. Статическое напряжение сдвига буровых растворов меняется в широких пределах и, в большинстве систем растворов легко получить структуру такой величины, при которой любая частица нормального удельного веса остается во взвешенном состоянии.

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

1.3.4 Охлаждение и смазка долот, бурильных труб

В процессе бурения между долотом и разрушаемой породой, а также между вращающимся бурильным инструментом и стенками скважины возникают значительные силы трения. Благодаря присутствию промывочной жидкости коэффициент трения значительно уменьшается, а теплота, образующаяся вследствие трения, рассеивается потоком жидкости. Кроме того, на стенках скважины образуется скользкая корка, которая уменьшает силы трения труб при вращении и спуско-подъемных операциях (СПО).

Существенно понижают коэффициент трения смазывающие добавки. Желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании этих добавок заметно снижается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа. Следовательно, содержание смазочных добавок в буровом растворе должно быть также оптимальным.

Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования способствует увеличению их долговечности и поэтому является также

важной функцией промывочных жидкостей. Известно, что охлаждение омываемых деталей тем лучше, чем больше скорость циркуляции, ниже вязкость бурового раствора и выше его теплоемкость и теплопроводность. Однако регулирование этих показателей с целью улучшения условий охлаждения бурового инструмента и оборудования ограничено необходимостью выполнения предыдущих, иногда более важных, функций промывки скважины.

1.3.5 Передача гидравлической энергии забойному двигателю

Гидравлическим погружным двигателем называют машину, которая преобразует энергию потока жидкости в механическую энергию вращательного движения.

Рабочий элемент гидравлического забойного двигателя (турбобура) - турбина. Каждая ступень турбины состоит из статора и ротора. Промывочная жидкость, пройдя между лопатками статора, меняет свое первоначальное направление и разбивается на потоки, направленные под углом к оси машины. Затем жидкость поступает в ротор, с лопатками расположенными в обратном направлении. Жидкость взаимодействует с лопатками ротора и передает ему часть гидравлической энергии, которая вызывает появление на роторе крутящего момента.

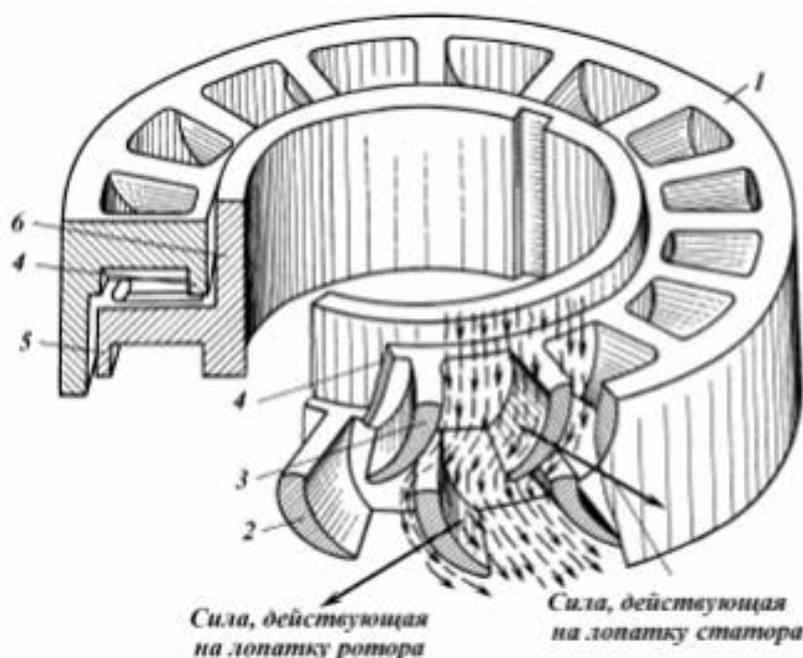


Рисунок 1.1 Единичная ступень турбобура: 1, 5 - наружный обод ротора и статора 2, 3 - лопатка ротора и статора 4, 6 - внутренний обод ротора и статора.

Для работы Объемного гидравлического двигателя (винтовой забойный двигатель - ВЗД) также необходима промывочная жидкость. Статор и ротор ВЗД относительно друг друга расположены эксцентрично. За счет правильно подобранной кинематической пары происходит непрерывное касание зубьев статора по зубьям ротора по всей длине двигателя. При движении промывочной жидкости создаются области высокого и низкого давления и ротор начинает вращаться, а вал проворачивается.

1.3.6 Предупреждение нефтегазоводопроявлений

Давление жидкости или газа, содержащихся в проницаемых пластах, зависит от глубины их залегания и ряда других факторов. Давление бывает нормальным для данной глубины, а может быть аномально высоким - значительно выше гидростатического или аномально низким, т.е. значительно ниже гидростатического. Поэтому в первом случае плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы давление столба раствора было несколько выше пластового давления и препятствовало перетоку жидкости или газа из пласта в скважину как при бурении, так и во время СПО. Во втором случае плотность раствора должна быть такой, чтобы давление раствора было равно или несколько ниже (бурение на депрессии) для предотвращения поглощения раствора и гидроразрыва пласта. Требуемая величина плотности бурового раствора, в зависимости от пластового давления и глубины залегания пласта, четко регламентируется правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности (ПБ) при бурении скважин на нефть и газ [1].

Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями и другими породами, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация, химсостав бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок ствола скважины. При этом репрессия не должна превышать пределов, установленных для всего интервала совместимых условий бурения. Допускается депрессия на стенки скважины в пределах 10-15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород).

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

1.3.7 Формирование на стенках скважины малопроницаемой фильтрационной корки

Буровой раствор должен образовывать на стенке скважины, сложенной проницаемыми горными породами, тонкую глинистую корку с низкой проницаемостью с целью укрепления стенок скважины и предупреждения поглощения бурового раствора.

Фильтрационная корка из твердой фазы раствора образуется на стенках скважины под влиянием разницы гидростатического давления столба раствора и пластового давления.

В верхней части разреза корка консолидирует несцементированные пески и обеспечивает их устойчивость. Одновременно, корка фактически разобщает скважину и проницаемые пласты. Однако при большой величине водоотдачи на стенке скважины образуется толстая фильтрационная корка, что отрицательно влияет на состояние скважины.

Во первых, велика вероятность дифференциального прихвата; во вторых, на толстую и рыхлую корку, как правило, прилипает шлам, происходит сужение ствола скважины с последующими осложнениями (затяжки, прихваты при подъеме). Одновременно, при большой величине водоотдачи в продуктивный пласт поступает большое количество фильтрата на большую глубину. Это приводит к существенному снижению проницаемости пласта при последующей эксплуатации скважины, поэтому величина водоотдачи, включая забойную, должна быть как можно меньше и, жесткое регламентирование этого показателя в программах и проектах вполне обосновано. Наиболее эффективными системами для предупреждения указанных осложнений являются полимерные растворы с низким содержанием твердой фазы, а так же создание условий формирования фильтрационной корки в поровом пространстве пристволенной части проницаемого пласта - создание кольматационного экрана.

1.3.8 Удержание во взвешенном состоянии твердой фазы при временном прекращении циркуляции

Важное технологическое качество бурового раствора - удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно при технологических остановках процесса.

При улучшении реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом возрастают энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спускоподъемных операциях, что может стать причиной возникновения различных осложнений.

1.3.9 Предупреждение осыпей и обвалов

Осыпи и обвалы неустойчивых глин являются основными видами осложнений, возникающих при бурении. Многие скважины не были добурены до проектных глубин из-за этих осложнений. Роль буровых растворов в этих условиях трудно переоценить, все зависит от состава и свойств бурового раствора. В настоящее время разработаны и успешно применяются несколько специальных систем буровых растворов, позволяющих частично или полностью предотвратить осыпи и обвалы

неустойчивых глин.

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

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

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

1.3.10 Обеспечение качества вскрытия продуктивных пластов

Основная задача при бурении скважин - минимизировать загрязнение призабойной зоны пласта.

Причины нарушения коллекторских свойств: физическое сужение размеров поровых каналов, закупорка порового пространства; физико-химические процессы, ведущие к снижению относительной проницаемости для пластового флюида.

Последствия нарушения коллекторских свойств: ошибочные или неполные данные о коллекторе; низкая производительность скважин и рентабельность бурения; высокие затраты на освоение и интенсификацию притока.

Снижение проницаемости пласта происходит вследствие: закупорки пор и поровых каналов, вторжения твердой фазы раствора, закупорки ПЗП фильтрационной коркой, миграции твердых частиц в коллекторе, набухания глинистых минералов в матрице породы, адсорбции полимеров, образования нерастворимых осадков, изменения смачиваемости породы, изменения водонасыщенности, возникновения эмульсий.

1.3.11 Уменьшение веса колонны бурильных и обсадных труб

С увеличением глубины бурения возникает увеличение нагрузки на наземное буровое оборудование.

Ввиду того, что вес бурильной и обсадной колонны уменьшается на величину равную весу вытесненного бурового раствора, повышение плотности бурового раствора приводит к значительному снижению общей нагрузки на наземное оборудование.

1.3.12 Предохранение бурового инструмента и оборудования

от коррозии и абразивного износа

Установлено, что коррозия является главной причиной повреждения бурильных колонн. К сожалению, в отечественной практике при бурении практически не уделяется внимание коррозии. В мировой практике за коррозией бурильных труб следят при помощи стальных колец, установленных в специальных проточках в муфте бурильного замка. Через определенное время воздействия бурового раствора определяют снижение массы этих колец.

Часто выявление вида коррозионного воздействия оказывается более важным, чем контроль потери веса колец. Так, точечная коррозия не вызывает большой потери веса, но может стать причиной аварии. Причиной слома бурильных труб может служить водородное охрупчивание.

Вот почему при составлении программ по буровым растворам следует учитывать источники корродирующих веществ, их состав и обязательно включать в состав бурового раствора ингибиторы ожидаемых видов коррозии.

1.3.13 Обеспечение получения информации

При хорошей организации аналитического контроля на скважине циркулирующий буровой раствор несет немаловажную информацию о геологическом разрезе скважины. Источниками информации являются выносимые раствором шлам, газ и флюиды (вода, нефть). Изучение шлама, изменившегося состава раствора (разгонка) и его фильтрата позволяет определить минералогическую природу разбуриваемых пород, тип и состав поступившей в раствор жидкости или газа.

Интерпретация текущей информации, полученной по результатам исследований бурового раствора позволяет принимать соответствующее решение, сократить объем и затраты времени на проведение дорогостоящих геофизических работ.

1.3.14 Сокращение затрат на крепление

С применением качественного бурового раствора, заданного состава и свойств, производится одновременное, успешное вскрытие отложений, отличающихся по характеру возможных осложнений. Таковыми могут быть водо- и газопроявляющие горизонты и неустойчивые глины, надсолевые, солевые и подсолевые отложения. С применением соответствующего раствора нет необходимости спускать дополнительные промежуточные колонны с целью разобщения потенциально несовместимых горизонтов. Нередко в определенных геологических условиях за счет применения качественного раствора обходятся без промежуточных колонн, после кондуктора следующая колонна является эксплуатационной.

1.3.15 Экологическая безопасность буровых растворов

Часть ингредиентов бурового раствора и поступающих из пласта шлама, жидкостей и газа содержат вещества, представляющие опасность для

персонала и окружающей среды. Особенно опасными являются нередко встречающиеся пласты, содержащие токсичные кислые газы (сероводород и др.), которые могут вызывать непоправимый физический ущерб.

Последнее время при разработке рецептур буровых растворов серьезное внимание уделяется вышеуказанным вопросам. Так, для массового бурения созданы экологически чистые, биологически разлагаемые полимерные системы.

При вскрытии пластов, содержащих токсичные газы, разработаны специальные реагенты, которые полностью связывают эти вещества во время движения раствора от забоя до поверхности.

1.4 Требования к буровым промывочным жидкостям

Рассмотренные выше основные и дополнительные функции буровых растворов позволили сформулировать требования к ним.

Основное требование к буровым промывочным жидкостям обозначено «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03): «Тип и свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями, а также качественное вскрытие продуктивных горизонтов».

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

- облегчать разрушение породы долотом или, по крайней мере, не затруднять процесс разрушения и удаления обломков с поверхности забоя;
- не ухудшать естественные коллекторские свойства продуктивных пластов;
- не вызывать коррозию и износ бурильного инструмента и бурового оборудования;
- обеспечивать получение достоверной геолого-геофизической информации при бурении скважины;
- не растворять и не разупрочнять породы в стенках скважины, сохраняя ее номинальный диаметр;
- обладать устойчивостью к действию электролитов, температуры и давления;
- обладать низкими пожаровзрыво-опасностью и токсичностью, высокими гигиеническими свойствами;
- быть экономичной, обеспечивая низкую стоимость метра проходки.

1.5 Выбор и проблема оптимизации качества бурового раствора

Качество - это совокупность характеристик продукции, в данном случае показателей свойств бурового раствора, обуславливающих его пригодность удовлетворять установленные и предполагаемые потребности.

Обоснование выбора свойств буровых растворов, определяющих эффективность выполнения ими требуемых в тех или иных геолого-технических условиях бурения функций, а также установление

допустимых пределов изменения показателей выбранных свойств (регламента) в процессе бурения - важнейшие задачи этапа проектирования технологии промывки скважин.

Для решения этих задач необходимо иметь четкие представления о всех свойствах буровых растворов, влиянии этих свойств на выполнение буровым раствором тех или иных функций, а также о существующих показателях и методиках оценки различных свойств буровых растворов.

Качество бурого раствора главным образом определяется геолого-техническими условиями бурения скважины или ее отдельного интервала

К геологическим элементам относятся: минералогический состав и физико-технические свойства горных пород (прочность, влажность, проницаемость, пористость, абразивность, набухаемость, размокаемость, трещиноватость и др.); степень и состав минерализации подземных (поровых) вод; агрессивность пластовых флюидов; пластовое давление; давление гидроразрыва пластов; температурные условия пластов и др.

К техническим элементам относятся: способ бурения; глубина скважины; диаметр скважины; зенитный и азимутальный углы скважины; зазор между бурильными трубами и стенками скважины; техническое состояние бурильных труб и др.

К технологическим элементам относятся: параметры режима бурения; тип породоразрушающего инструмента; механическая скорость бурения; способ вскрытия продуктивного пласта; величина проходки за рейс и др.

Как известно идеального раствора, соответствующего всем геолого-техническим условиям и технологии бурения скважины не существует. раствор не может в одинаковой мере выполнять все вышеперечисленные функции поэтому для конкретных условий бурения определяется набор основных функций, т.е. свойства которые обеспечивают их выполнение.

Требуется оптимизировать качество бурового раствора, путем его химической обработки и придания заданных физико-химических и технологических свойств для обеспечения качественного и безаварийного бурения скважин.

Чтобы бурить быстрее, лучше, дешевле и при этом минимизировать объемы отходов и их экотоксичность необходима оптимизация качества буровых растворов.

Проблемы оптимизации качества бурового раствора

Проблемы оптимизации качества бурового раствора заключаются следующем:

- обоснование общей совокупности свойств и показателей, необходимых и достаточных для всесторонней оценки качества промывочных жидкостей с позиций известных и перспективных их функций, расхода ресурсов и их приготовление и эксплуатацию, выполнения ими требований безопасности труда и охраны окружающей природной среды;
- разработка и совершенствование методов и технических средств измерения показателей функциональных, ресурсопотребляющих, экологических и других свойств промывочных жидкостей, всесторонне характеризующих их качество;
- определение геолого-технических условий бурения с позиций требований к качеству промывочных жидкостей;

- формирование групп показателей свойств промывочных жидкостей, подлежащих обязательному регламентированию в каждом из типов геолого-технических условий бурения;
- разработка научно-методических основ регламентирования значений показателей различных свойств промывочных жидкостей;
- разработка и совершенствование методов оценки влияния на качество промывочных жидкостей возмущающих воздействий (выбуренных пород, пластовых флюидов, температуры и др.);
- создание алгоритма комплексной (обобщенной) оценки качества промывочных жидкостей;
- исследование степени влияния субъективных факторов на объективность и точность оценки качества промывочных жидкостей;
- исследование взаимосвязи между качеством промывочных жидкостей и качеством составляющих их компонентов, разработка и совершенствование методов и технических средств оценки качества основных компонентов промывочных жидкостей;
- создание реальных условий для формирования информационных массивов промывочных жидкостей различных компонентных составов силами буровых предприятий и программного обеспечения для автоматизированного решения задач оценки качества промывочных жидкостей, а также выбора их оптимальных составов в многоальтернативных ситуациях;
- исследование взаимосвязи между качеством и стоимостью 1 м³ промывочной жидкости, качеством промывочной жидкости и стоимостью 1 м бурения и т.д.;
- создание отраслевых (межотраслевых) руководящих и методических материалов по оценке качества промывочных жидкостей.

Концепция выбора и обоснование типа бурового раствора

Основные этапы:

- определение геолого-технических условий бурения скважин;
- формулирование требований к буровым растворам;
- анализ имеющегося опыта бурения;
- изучение конъюнктуры рынка;
- аналитический подбор оптимальной рецептуры;
- оценка экологической безопасности;
- разработка нормативной документации (регламент, инструкции).

Выбору типа, компонентного и долевого состава, а также рецептуры приготовления бурового раствора должны в обязательном порядке предшествовать лабораторные испытания оценки качества материалов, используемых для приготовления буровых растворов и самих растворов.

2. Буровые промывочные жидкости как полидисперсные системы

Физикохимия буровых промывочных жидкостей (БПЖ) - это наука о специфических свойствах многокомпонентных гетерогенных полидисперсных систем и о протекающих в них процессах. Анализ состояния БПЖ, а также управление их свойствами для рационального проведения технологического процесса бурения возможны лишь на базе

глубокого понимания их физико-химической природы.

2.1 Основные понятия физикохимии дисперсных систем

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

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

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

Гомогенные системы являются молекулярно-ионно-дисперсными системами, так как вещества в них находятся в виде или диспергированы (раздроблены) до размеров отдельных молекул, ионов ($a < 10^{-7}$ см).

Примером гомогенных систем могут служить истинные растворы (водные растворы солей, щелочей и кислот).

Всякий раствор состоит из растворенных веществ и растворителя, т.е. среды, в которой эти вещества равномерно распределены в виде молекул или ионов.

Обычно растворителем считают тот компонент, который в чистом виде существует в таком же агрегатном состоянии, что и полученный раствор. Если оба компонента до растворения находились в одинаковом агрегатном состоянии, то растворителем считается тот компонент, которого больше.

Растворы с низким содержанием растворенного вещества называются разбавленными, а с высоким - концентрированными.

Различают растворы водные (полярные), когда растворителем является вода, и неводные (неполярные), когда растворителем являются органические и неорганические вещества.

В бурении примером гомогенных систем (до попадания в них шлама) могут служить: техническая вода, полимерные растворы, водные растворы электролитов (солей), водные растворы ПАВ, газообразные агенты.

Физико-химические системы, состоящие из двух и более числа фаз, называются гетерогенными (неоднородными).

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

Учитывая понятие дисперсности, можно определить гомогенные системы как молекулярно-ионно-дисперсные. Примером таких систем могут служить газовые смеси, а также истинные растворы - как твердые (различные сплавы металлов), так и жидкие (щелочи, кислоты и др.). В бурении гомогенные системы (истинные растворы) применяются для обработки буровых и тампонажных растворов (например, водный раствор едкого

натра). Составные части гетерогенных систем представляют собой крупные ассоциаты атомов или молекул различных веществ.

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

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

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

$$D = 1/a \quad (2.1)$$

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

$$S_{уд} = S/V = K \cdot 1/a = KD, \quad (2.2)$$

где K - коэффициент формы частиц.

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

Буровые растворы содержат как грубо-дисперсные, так и коллоидные частицы. По размеры эти частицы удобно разделить на три группы:

- коллоиды размером от 0,1 до 2 мкм, определяющие вязкостные и фильтрационные свойства раствора;
- илы, утяжелители с размером частиц от 1 до 70 мкм, обеспечивающие необходимую плотность раствора;
- песок с размером частиц от 50 до 400 мкм, которые хотя и закупоривают крупные отверстия в некоторых очень пористых пластах, в остальном оказывают отрицательное воздействие в силу высокой абразивности.

Вследствие малого размера частиц дисперсной фазы суммарная поверхность в гетерогенных системах очень велика и может составлять десятки, сотни и даже тысячи м 2 на 1 г дисперсной фазы.

Высокая степень дисперсности и сильно развитая межфазная поверхность определяют многие важнейшие свойства гетерогенных систем: их кинетическую (седиментационную) устойчивость, вязкость, фильтрационную способность и др.

При этом перечисленные свойства в значительной степени зависят от концентрации в системе частиц коллоидных размеров вследствие того, что на них будет приходиться основная часть общей межфазной поверхности.

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

Следующим отличительным признаком гетерогенных систем с жидкой дисперсионной средой является агрегатное состояние дисперсной фазы, которая может быть твердой, жидкой и газообразной.

Системы с твердой дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой

называются суспензиями: ТДФ + ЖДС = суспензия.

Системы, в которых дисперсная фаза и дисперсионная среда представляют собой несмешивающиеся жидкости, называются эмульсиями: ЖДФ + ЖДС = эмульсия.

В этом случае одна из жидкостей должна быть полярной, а другая неполярной. Обычно полярную жидкость условно называют «водой», а неполярную - «маслом».

Различают 2 типа эмульсий: прямые «масло в воде» или гидрофильные; обратные «вода в масле» или гидрофобные.

Для эмульсий характерна коалесценция капель дисперсной фазы, т.е. их самопроизвольное слияние. Чтобы получить устойчивую эмульсию в систему добавляют стабилизаторы, обычно ПАВ.

Для нефтяной и газовой промышленности особое значение имеют системы с жидкой дисперсионной средой, но в некоторых случаях используются системы с газообразной дисперсионной средой (например, при бурении с продувкой скважины воздухом или газом).

Системы с газообразной дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой называются газовыми эмульсиями (в бурении - аэрированными растворами). Аэрация - процесс насыщения жидкости газом (воздухом). Для аэрированных растворов характерно свободное перемещение в объеме несвязанных между собой пузырьков газа.

Когда концентрация газа велика, а дисперсионная среда представляет собой тонкие вытянутые пленки, то такие высококонцентрированные ячеисто-пленочные связные дисперсные системы уже называются пенами.

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

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

2.2. Устойчивость дисперсных систем

Основная задача физикохимии дисперсных систем - изучение условий, влияющих на их устойчивость и разрушение, и разработка рекомендаций, позволяющих получать и использовать системы с заданными физико-химическими свойствами.

При изучении устойчивости дисперсных систем Н.П. Песковым предложено различать кинетическую (седиментационную) и агрегативную устойчивость. Кинетическая или седиментационная устойчивость характеризует способность дисперсных частиц удерживаться во взвешенном состоянии. Агрегативная устойчивость определяет способность

частиц не слипаться и не образовывать агрегаты. Учет и использование этих факторов имеют большое значение при создании и регулировании дисперсных систем, применяемых при бурении скважин.

Устойчивость дисперсной системы можно объяснить балансом сил сцепления и отталкивания. Так, при сближении частиц Ван-дер-ваальсовы межмолекулярные силы сцепления быстро возрастают. Противодействующими сближению частиц силами отталкивания могут быть электрические силы, возникающие в результате избирательной адсорбции межфазной поверхностью одного из ионов электролита; содержащихся в системе. Образование на поверхности частиц сольватной оболочки молекул дисперсионной среды тоже может препятствовать сближению дисперсных частиц. Возникновение сольватной оболочки обусловлено непосредственной адсорбцией молекул среды на поверхности дисперсной фазы или сольватацией третьего компонента системы.

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

Устойчивость дисперсной системы в данных условиях можно повысить, понижая межфазное натяжение с помощью поверхностно-активных веществ, способных адсорбироваться на поверхности и понижать величину свободной энергии. В связи с этим промывочные жидкости как полидисперсные системы должны быть отнесены к термодинамически агрегативно-неустойчивым системам.

Седиментационная устойчивость буровых растворов во многом определяется возможностью и условиями возникновения пространственной структуры, обладающей определенной прочностью. Такая структура возникает при частичном взаимодействии частиц дисперсной фазы между собой.

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

2.3 Химия поверхностного слоя буровых растворов

Граница раздела между жидкостью и газом ведет себя как растянутая эластичная мембрана. Сила, сжимающая эту воображаемую мембрану, названа поверхностным натяжением. Поверхностное натяжение проявляется также на границах между твердым телом и газом, твердым телом и жидкостью, а также между несмешивающимися жидкостями. В последнем случае говорят о межфазном натяжении.

На рисунке 2.1 иллюстрируется действие сил поверхностного натяжения в пространстве между двумя стеклянными пластинами, разделенными тонким слоем воды. Чтобы разъединить эти две пластины, необходимо приложить некоторое усилие, так как по всему периметру пластин образовался вогнутый мениск.

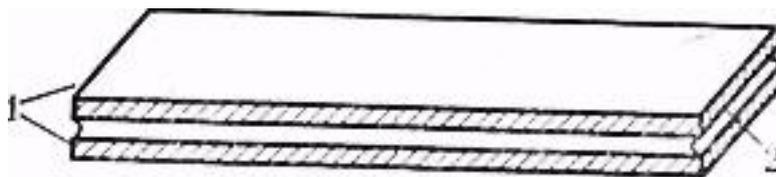


Рисунок 2.1 Иллюстрация капиллярных эффектов.
Пластины удерживаются вместе под действием силы на вогнутом мениске по всему периметру пластин: 1 - две стеклянные пластины; 2 - вогнутый мениск пленки воды.

2.3.1 Измерение поверхностного натяжения

Силы притяжения поверхностных молекул на поверхности раздела жидкость - воздух или жидкость - твердое тело, не уравновешены. Поверхностные молекулы на границе раздела фаз обладают некоторой некомпенсированной избыточной энергией.

В коллоидных растворах, благодаря наличию большого числа мелкораздробленных частиц, поверхность раздела между твердой и жидкой фазами достигает огромных размеров (сотни квадратных метров). Весьма развитая поверхность раздела обуславливает большой запас поверхностной энергии системы. Избыточную поверхностную энергию, приходящуюся на 1 см^2 поверхности, называют поверхностным натяжением на границе раздела фаз.

Абсолютное значение поверхностного натяжения должно измеряться в вакууме, но удобнее измерять его в атмосфере паров жидкости или в воздухе. Наиболее широко распространен метод измерения с помощью тензометра Дю Нуйя, в которой измеряется усилие, необходимое для протягивания кольца вдоль поверхности жидкости. Другой метод заключается в измерении высоты, на которую самопроизвольно поднимается жидкость в капиллярной трубке (рисунок 2.2). При равновесии сжимающее усилие на мениске (сила поверхностного натяжения) уравновешивает силу тяжести, действующую на столбик жидкости, поэтому:

$$\pi r^2 g h \rho = 2 \pi r \sigma \cos \theta \quad (2.3)$$

где g - ускорение свободного падения;
 h - высота столбика в состоянии равновесия;
 ρ - плотность жидкости;
 σ - поверхностное натяжение;
 θ - краевой угол;
 r - радиус капилляра.

Поверхностное натяжение определяется выражением

$$\sigma = gh\rho r (2 \cos \theta) \quad (2.4)$$

Значения поверхностного натяжения для различных веществ приведены в таблице 2.1.

Уравнение (2.3) можно записать в следующем виде:

$$gh\rho = 2\sigma \cos \theta / r \quad (2.5)$$

где: $gh\rho$ определяет усилие, поднимающее жидкость по капилляру, и называется капиллярным давлением.

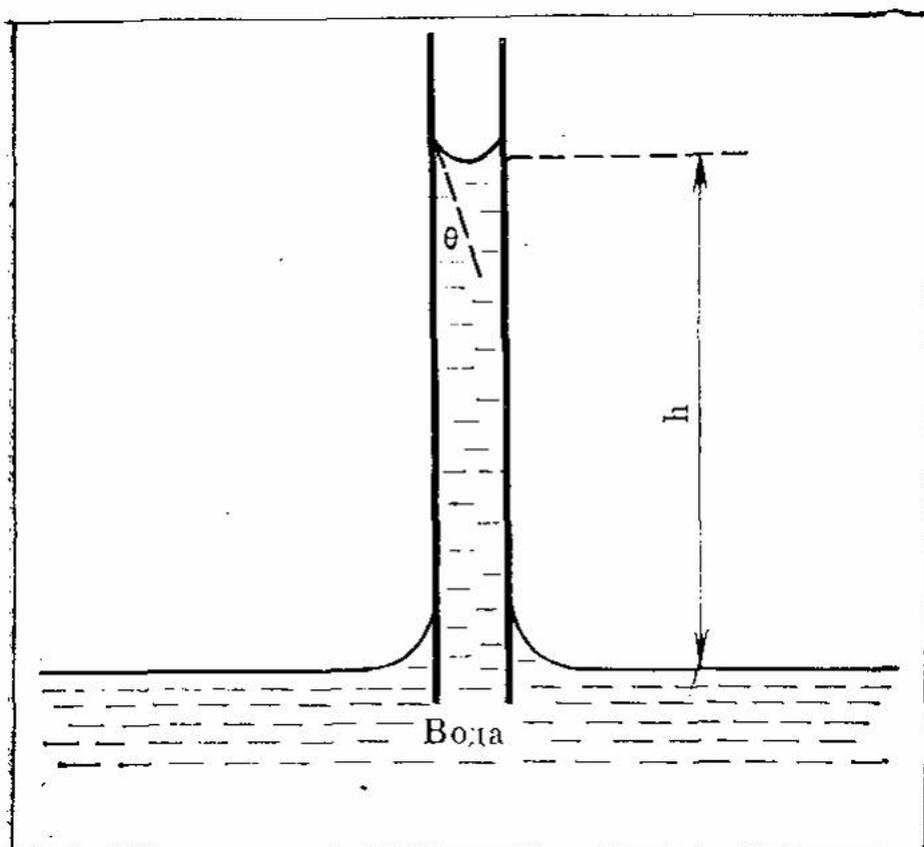


Рисунок 2.2 - Подъем жидкости в капиллярной трубке

Таблица 2.1

Поверхностное натяжение различных веществ на поверхности раздела с воздухом

Вещество	Температура, °C	Поверхностное натяжение мН/м	Вещество	Температура, °C	Поверхностное натяжение мН/м
Вода	0	75.6	Олеиновая кислота	20	32.5
	20	72.7			
	50	67.9	Эфир гидросорбит	25	40.0
	100	58.9			
Этиловый спирт	20	22.3	Алюминий	700	840.0
Гексан	20	18.4	Цинк	590	708.0
Толуол	20	28.4	Тефлон *	-	18.5
Ртуть	15	487.0	Полиэтилен *	-	31.0
Насыщенный раствор хлорида натрия	20	83.0	Эпоксидная смола *	-	47.0

* Критическое поверхностное натяжение при смачивании.

Наличие асимметрии силового поля в поверхностном слое создает возможность ориентированного расположения близлежащих молекул, если они обладают жестким или индуцированным (наведенным) диполем.

Молекулы, имеющие вокруг себя симметрично расположенное поле, не ориентируются и располагаются на поверхности любой своей стороной.

Молекулы большинства поверхностно-активных веществ (алифатических спиртов, жирных кислот, мыл и др.) имеют асимметричное строение. Одна часть их состоит из углеводородных радикалов, а другая содержит функциональные группы -ОН, -СООН, -СОН, -NH₂ и др.

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

2.3.2 Смачиваемость

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

Смачивание жидкостью твердого тела можно рассматривать как результат действия сил поверхностного натяжения.

Когда на какую либо поверхность твердого тела помещают каплю жидкости, последняя может растекаться или не растекаться по этой поверхности (т.е. смачивать или не смачивать ее) в зависимости от соотношения сил, действующих на каплю (рисунок 2.3).

Вода смачивает стекло, поскольку

$$\sigma_{1,3} > \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} \cos\theta \quad (2.6)$$

где $\sigma_{1,3}$ -поверхностное натяжение на границе раздела воздух-стекло;

$\sigma_{1,2}$ -поверхностное натяжение па границе раздела вода - стекло;

$\sigma_{2,3}$ -поверхностное натяжение па границу раздела воздух - вода;

θ - краевой угол смачивания между поверхностью раздела воздух-вода и стеклом.

Ртуть не смачивает стекло, потому что ее поверхностное натяжение слишком велико, а вода не смачивает тефлон, так как ее поверхностное натяжение с тефлоном очень низко (рисунок 2.4). В обоих случаях

$$\sigma_{1,3} + \sigma_{2,3} \cos\theta < \sigma_{1,2} \quad (2.7)$$

Следует обратить внимание на то, что когда жидкость не смачивает твердое тело $\theta > 90^\circ$, следовательно, $\cos\theta$ отрицателен.

Если две несмешивающиеся жидкости (например, нефть и вода) располагаются рядом на какой-либо твердой поверхности, одна из них лучше смачивает эту поверхность, что определяется относительными натяжениями между жидкостями и твердым телом и натяжением на поверхности раздела жидкостей.

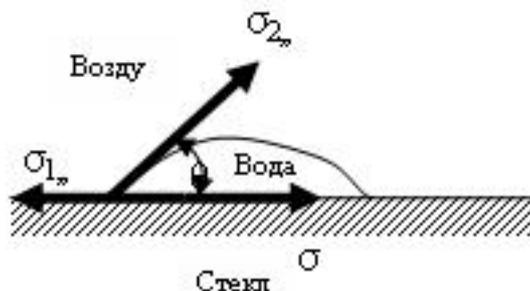


Рисунок 2.3 Силы, действующие на границе воздух-вода-стекло.
Вода растекается на стекле, поскольку $\sigma_{1,3} > \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} \cos \theta$

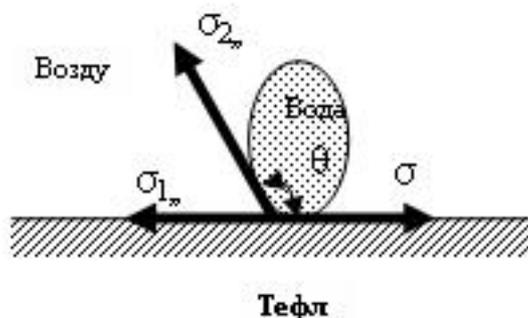


Рисунок 2.4 Силы, действующие на границе воздух-вода-тефлон.
Вода не растекается, поскольку $\sigma_{1,3} + \sigma_{2,3} \cos \theta < \sigma_{1,2}$.
Это неравенство применимо и к капле ртути на поверхности стекла

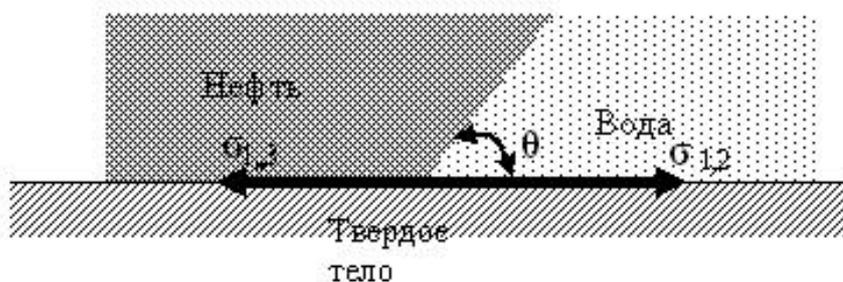


Рисунок 2.5 - Предпочтительная смачиваемость. $\theta < 90^\circ$, поэтому твёрдое тело смачивается водой

В этом случае применимо уравнение (2.6), причем $\sigma_{1,3}$ и $\sigma_{1,2}$ - соответствующие натяжения между жидкостями и твердым телом, а $\sigma_{2,3}$ - натяжение на поверхности раздела жидкостей. Угол θ определяет предпочтительно смачивающую жидкость. Степень смачивания твердого тела водой уменьшается по мере увеличения θ от 0 до 90° (рисунок 2.5), при $\theta = 90^\circ$ смачиваемости твердого тела водой и нефтью одинаковы, а при θ , возрастающем от 90 до 180° , твердое тело все сильнее смачивается нефтью.

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

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

Лиофильные коллоидные и грубо дисперсные системы прочно связывают молекулы дисперсионной среды. Лиофобные системы отличаются слабым взаимодействием твердых частиц с молекулами растворителя.

Глинистые растворы относятся к гидрофильным системам.

Глины, сравнительно легко диспергируясь, энергично взаимодействуют с водой. Элементарные частицы глины за счет сил молекулярного сцепления покрываются адсорбционной пленкой воды.

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

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

2.3.3 Капиллярность

Вода самопроизвольно поднимается в стеклянном капилляре (рисунок 2.2), поскольку в присутствии воздуха стекло смачивается водой. Жидкости, подобные ртути, не смачивают стекло, и потому в стеклянном капилляре самопроизвольно не поднимаются; для их подъема необходимо приложить давление. Иными словами, капиллярное давление в этом случае отрицательно.

Аналогично, стекло предпочтительно смачивается водой по сравнению с большинством нефтей. Вода будет самопроизвольно вытеснять нефть из стеклянного капилляра, в то время как для вытеснения воды нефтью необходимо приложить определенное давление. Эти явления оказывают значительное влияние на относительные проницаемости коллекторов нефти и газа и на ухудшение продуктивности скважин под воздействием фильтрата буровых растворов.

2.3.4 Свободная поверхностная энергия

Поверхностные явления можно также рассматривать с точки зрения изменения свободной поверхностной энергии. Поверхностная энергия существует на любой границе раздела фаз в связи с отсутствием равновесия зарядов вокруг молекул в пограничном слое. Если жидкость смачивает поверхность, свободная поверхностная энергия самопроизвольно снижается, в результате чего выполняется определенная работа (например, происходит подъем воды в стеклянном капилляре). Создание новых поверхностей, сопровождается увеличением свободной

поверхностной энергии. Например, когда твердое тело разрушается, химические связи разрываются, и благодаря этому возникает электростатический поверхностный заряд. Поэтому для разрушения твердого тела или создания новых поверхностей другими способами необходимо совершить определенную работу.

Удельная свободная поверхностная энергия - это работа, выполняемая при образовании единицы новой поверхности раздела фаз. Как и поверхностное натяжение, она выражается в динах на сантиметр или в ньютонах на метр, и значения этих величин численно равны.

2.3.5 Адгезия

Жидкость будет прилипать к твердому телу, если притяжение ее молекул к поверхности этого тела больше, чем притяжение между молекулами жидкости. Иными словами, для этого необходимо, чтобы работа адгезии была больше работы когезии. Термодинамически этот критерий можно выразить следующим образом:

$$W_{adh} = F_s + F_t - F_{st} \quad (2.8)$$

где: W_{adh} , - работа адгезии;

F_s - свободная поверхностная энергия твердого тела;

F_t - свободная поверхностная энергия жидкости;

F_{st} - свободная поверхностная энергия на вновь образованной границе раздела.

Работа когезии - это работа растекающейся жидкости; как следует из уравнения (2.8.), она должна быть равна $2F_t$.

Поэтому критерием адгезии является выражение

$$W_{adh} - W_{coh} = F_s - F_t - F_{st}, \quad (2.9)$$

где: W_{coh} - работа когезии.

Следовательно, жидкость прилипает, когда

$$F_s > F_t + F_{st}. \quad (2.10)$$

Силы притяжения действуют и между поверхностями двух твердых тел, но они не слипаются, когда их прижимают друг к другу, так как эти силы проявляются на весьма небольшом расстоянии (составляющем несколько десятых нанометра), а площадь плотного контакта очень мала. Даже две гладкие, хорошо отполированные поверхности имеют микронеровности и контактируют только по микровыступам, как показано на рисунок 2.6.

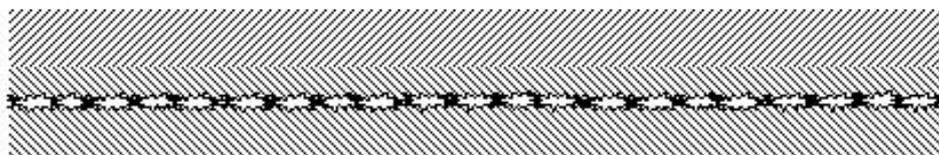


Рисунок 2.6 - Схема контактирования поверхности двух твердых тел

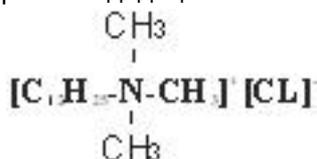
Клей связывает твердые поверхности, поскольку в жидком состоянии заполняет микронеровности, а затем, при высыхании или схватывании,

развивает достаточную прочность сцепления. Твердые тела также могут соединиться друг с другом, если они обладают достаточной пластичностью, чтобы образовался плотный контакт под воздействием внешней нагрузки.

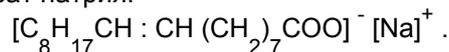
2.3.6 Поверхностно активные вещества (ПАВ)

ПАВ - это общепринятое сокращение термина «поверхностно активное вещество». Эти вещества способны адсорбироваться на поверхности твердых тел и на границе раздела фаз, в результате чего происходит снижение свободной поверхностной энергии.

Различают катионоактивные, анионоактивные и неионогенные ПАВ. Катионоактивные ПАВ диссоциируют на крупные органические катионы и простые неорганические анионы. Обычно - это соли жирных аминов или полиаминов, например, триметилдодециламмоний хлорид:



Анионоактивные ПАВ диссоциируют на крупные органические анионы и простые неорганические катионы. Классическим примером может служить мыло, например олеат натрия:



Неионогенные ПАВ - это полимеры с длинными цепями, которые не диссоциируют. Например, фенол этиленоксид, который в буровой практике известен как DMS.

Поскольку поверхности глинистых минералов и большинства горных пород заряжены отрицательно, электростатическое притяжение усиливает адсорбцию катионоактивных ПАВ на этих поверхностях, Анионоактивные ПАВ адсорбируются на положительно заряженных участках (у концов кристаллических решеток) глинистых частиц и на поверхностях раздела нефть-вода. Неионогенные ПАВ, такие как DMS, конкурируют с водой в адсорбции на базальных поверхностях кристаллов глинистых частиц, ограничивая тем самым разбухание глинистых частиц, например бентонита.

Другие неионогенные ПАВ адсорбируются на границе раздела нефть - вода. Эти соединения состоят из нефтерастворимой (олеофильной) цепочки атомов, связанной с водорастворимой (гидрофильной) цепочкой. Олеофильная часть соединения растворяется в углеводородной фазе на границе раздела, а гидрофильная - в воде. Чтобы определить, подходит ли данное ПАВ для конкретного применения, используют два показателя: химическое сродство цепочек и число ГОБ (гидрофильно олеофильный баланс). ГОБ - это массовое соотношение гидрофильной и олеофильной частей молекулы неионогенного ПАВ; чем выше значение ГОБ, тем более растворима в воде эта молекула. На (рисунке 2.7), представлено влияние соотношения гидрофильной и олеофильной частей молекул на растворение полиоксиэтилированных сорбитанмоноолеатов. По мере увеличения длины полиоксиэтиленовых цепей и, следовательно, числа ГОБ молекула все больше приобретает сродство к воде. На основании химического сродства цепочек и числа ГОБ производится лишь предварительный выбор неионогенного ПАВ, а окончательный выбор основывается на результатах

лабораторных исследований.

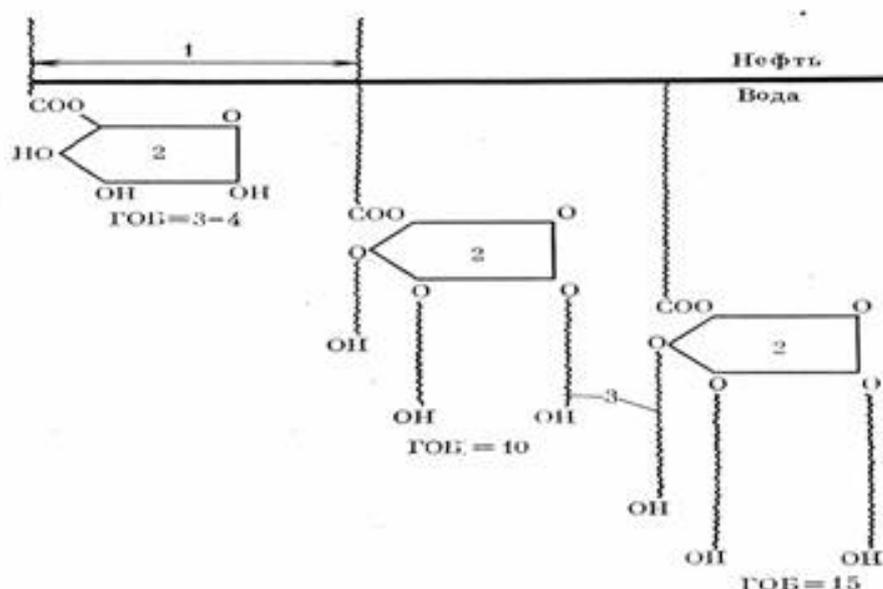
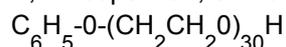


Рисунок 2.7 - Влияние соотношения гидрофильной и олеофильной частей молекул на растворение полиоксиэтилированных сорбитанмоноолеатов:

1 - углеводородная цепь; 2 - сорбитан; 3 - полиоксиэтиленовая цепь



Многие ПАВ выполняют двойную функцию; например, они могут действовать как эмульгаторы и как смачивающие агенты. Кроме того, для достижения нескольких целей можно использовать смеси совместимых ПАВ. В буровых растворах ПАВ используются в качестве эмульгаторов, смачивающих агентов, пенообразователей, пеногасителей, а также для снижения гидратации поверхности глинистых частиц.

2.3.7 Эмульсии

Как уже упоминалось выше системы, в которых дисперсная фаза и дисперсионная среда представляют собой несмешивающиеся жидкости, называются эмульсиями.

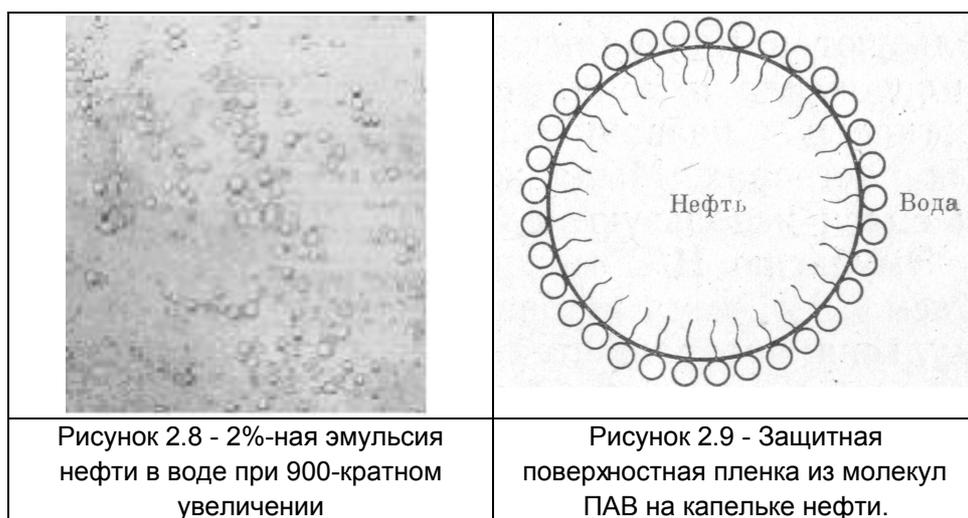
В этом случае одна из жидкостей должна быть полярной, а другая неполярной. Обычно полярную жидкость условно называют «водой», а неполярную - «маслом».

Так, например, поверхностное натяжение на границе раздела нефть - вода очень высокое, поэтому смесь этих жидкостей сразу начинает разделяться, как только прекращают механическое перемешивание. Применение ПАВ приводит к снижению поверхностного натяжения на границе раздела и образуется устойчивая дисперсия мельчайших капелек одной жидкости в другой. Чем ниже поверхностное натяжение на границе раздела фаз, тем мельче эти капельки и тем более устойчива эмульсия. Поверхностное натяжение на границе раздела нефть - вода составляет около 50 мН/м, а эффективный эмульгатор снижает его примерно до 10 мН/м.

В большинстве эмульсий нефть является дисперсной фазой, а вода -

дисперсионной средой (рисунок 2.8), однако с помощью подходящего эмульгатора можно приготовить «инвертную эмульсию», в которой дисперсной фазой является вода.

Молекулы эмульгатора адсорбируются на границе раздела нефти и воды, образуя поверхностную пленку вокруг капелек (рисунок 2.9) и стабилизируют эмульсию. Эта пленка препятствует слиянию капелек при их соприкосновении.



Если капельки эмульсии имеют небольшой электростатический заряд, то между ними возникает взаимное отталкивание, которое способствует устойчивости эмульсии. Этот заряд может сохраняться только при низкой минерализации (т. е. слабой электрической проводимости) воды.

Устойчивость эмульсии возрастает с повышением вязкости дисперсионной среды, так как при этом уменьшается число столкновений между капельками. Устойчивость эмульсии снижается с повышением температуры в связи с увеличением числа таких столкновений.

Вязкость эмульсии возрастает с увеличением содержания дисперсной фазы, но заметное изменение вязкости происходит лишь тогда, когда объемная доля дисперсной фазы превысит 40%.

Хотя максимальная плотность упаковки сфер одинакового диаметра составляет 74% общего объема, содержание дисперсной фазы может превысить этот предел, так как капельки отличаются по размеру и могут деформироваться. Однако, когда объемная доля дисперсной фазы превысит 75%, обеспечить устойчивость эмульсии становится трудно.

Поскольку создание новых поверхностей требует определенной работы, для образования эмульсии необходимо механическое перемешивание. Чем ниже поверхностное натяжение на границе раздела фаз, тем меньшую работу нужно выполнить. В некоторых случаях эмульгатор настолько снижает поверхностное натяжение на границе раздела, что даже при совместном сливе фаз в резервуар обеспечивается перемешивание, достаточное для образования эмульсии. В других случаях требуется большая затрата энергии. Самым главным требованием к смесителю является обеспечение высокой скорости сдвига. Для этого следует

использовать ротор с большой частотой вращения при малом зазоре между лопатками и корпусом или подавать в смеситель компоненты эмульсии под давлением через небольшую диафрагму.

Тип образующейся эмульсии, т. е. «нефть в воде» (Н/В) или «вода в нефти» (В/Н или «инвертная»), определяется относительной растворимостью эмульгатора в обеих фазах. Таким образом, ПАВ, преимущественно растворяющийся в воде (например, олеат натрия), образует эмульсию Н/В, так как он повышает поверхностное натяжение на водной стороне границы раздела нефти и воды и эта граница раздела изгибается в сторону фазы с более высоким поверхностным натяжением; в результате образуется капелька нефти, заключенная в водную оболочку. Олеаты кальция и магния растворимы в нефти, поэтому образуют эмульсии В/Н. Неионогенное ПАВ с большой гидрофильной группой (ГОБ=10-12) преимущественно растворяется в водной фазе, поэтому образует эмульсию Н/В, в то время как неионогенное ПАВ с большой олеофильной группой (ГОБ≈4) образует эмульсию В/Н.

Типичными Н/В эмульгаторами, используемыми в буровых растворах на пресной воде, являются алкиларилсульфонаты и алкиларилсульфаты, полиоксиэтилированные жирные кислоты, сложные и простые эфиры. Полиоксиэтиленсорбитанэфир таллового масла, который имеет несколько торговых знаков, используют в минерализованных эмульсиях Н/В, а производное этиленоксида и нонилфенола $C_9H_{19}C_6H_4(CH_2-CH_2-O)_3OH$, известное под названием DME, используют в кальциевых буровых растворах. Мыла жирных кислот, полиамины, амиды или их смеси используют для приготовления эмульсий В/Н.

Эмульсию Н/В можно разрушить добавлением небольшого объема В/Н эмульгатора, и наоборот. В любом случае прямая эмульсия превращается в инвертную, а инвертная в прямую, если добавить очень большой объем противоположного эмульгатора.

Распознать тип эмульсии (Н/В или В/Н) не представляет никакого труда; для этого необходимо добавить немного имеющейся эмульсии в химический стакан с водой. Эмульсия Н/В, в которой дисперсионной средой (или непрерывной фазой) является вода, легко диспергируется в воде, а эмульсия В/Н останется в виде отдельной фазы.

Стойкие эмульсии могут образовываться без ПАВ в результате адсорбции мелкозернистой твердой фазы, такой как глинистые частицы, КМЦ, крахмал и другие коллоидные материалы, на границе раздела нефти и воды. При этом вокруг диспергированных капелек образуются пленки из твердых частиц, которые предотвращают их слияние. Поскольку такие частицы не вызывают существенного снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз, они известны под названием механических эмульгаторов.

Гидрофильные частицы будут целиком оставаться в водной фазе, а гидрофобные - в нефтяной фазе, поэтому ни в одном из этих случаев они не будут действовать как механические эмульгаторы. Чтобы образовалась стойкая эмульсия эти частицы должны иметь промежуточную смачиваемость, благодаря чему они способны частично оставаться в каждой фазе (рисунок 2.10). Идеально наиболее стойкие эмульсии образуются, когда краевой угол смачивания равен 90° .

Большинство водных буровых растворов содержит мелкозернистые частицы, необходимые для образования механических эмульсий, а

электрохимические условия в них способствуют адсорбции этих частиц на границах раздела нефти и воды. Диспергированные глинистые частицы и различные коллоидные добавки, особенно лигносульфонаты в щелочных растворах, действуют как механические эмульгирующие агенты. Поэтому довольно стойкие эмульсии Н/В образуются при простом добавлении нефти и достаточном механическом перемешивании. Однако, как правило, механические эмульсии менее устойчивы, чем химические. Эмульсию можно стабилизировать, если добавить небольшое количество подходящего химического эмульгатора.

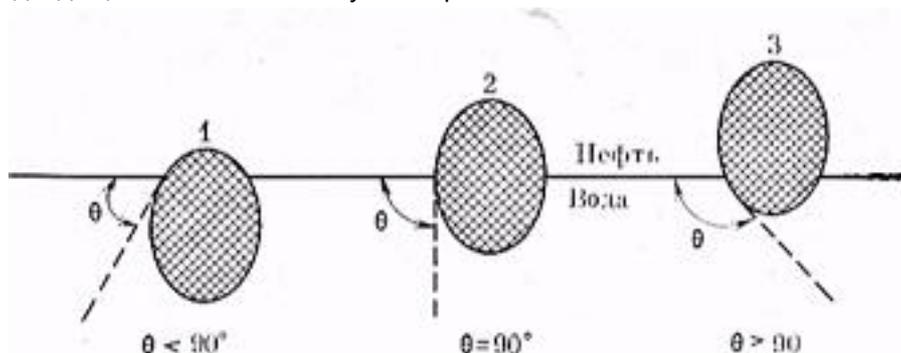
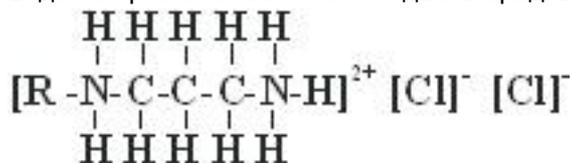


Рисунок 2.10 - Идеализированная схема образования стойкой эмульсии под воздействием механического эмульгатора: 1 - частица в основном погружена в воду; 2 - частица наполовину погружена в воду; 3 - частица в основном находится в нефти.

2.3.8 Гидрофобизирующие агенты

В качестве гидрофобизирующих агентов чаще всего используют азотистые соединения с длинными углеводородными цепями. Типичным таким соединением является N алкилтриметилендиаминхлорид. Эта соль диссоциирует в воде на органический катион и два хлоридных аниона.



где: R - алкильная цепь с 18 атомами углерода.

Диамин действует как Н/В эмульгатор, а также как гидрофобизирующий агент. Неполлярная часть цепи катиона растворяется в нефтяной фазе, а полярная азотистая часть цепи - в воде, придавая капельке нефти положительный заряд. Поскольку большинство металлов и минералов несут отрицательный поверхностный заряд, капельки нефти притягиваются к этим поверхностям, где разрушаются с образованием пленки нефти, как показано на рисунке 2.11. В качестве комбинированного гидрофобизирующего агента и эмульгатора могут быть использованы многие, другие азотсодержащие углеводородные соединения, в углеводородной цепи которых имеется более 10 атомов углерода. Должна быть обеспечена сбалансированность гидрофобизирующего и эмульгирующего действий, так как при очень сильном эмульгирующем действии не будет достигнута смачиваемость нефтью, а при очень сильном гидрофобизирующем действии будут большие потери нефти. Относительная эффективность обоих действий зависит от различных условий, таких как природа поверхности,

которую необходимо покрыть пленкой нефти, электрохимические свойства водной фазы, pH, температура и т. д. В соответствии с этими условиями и должно подбираться ПАВ. Например, если гидрофобизирующее действие слишком сильное, нужно использовать один из оксиэтилированных диаминов, которые ослабляют смачивание нефтью пропорционально количеству добавляемого оксида этилена. В качестве альтернативы можно применить дополнительный эмульгатор (катионоактивный либо неионогенного типа). Недостаточное смачивание нефтью можно усилить добавлением нефтерастворимого понизителя поверхностного натяжения, такого как соль, жирной кислоты и полиамин.

Гидрофобизирующие агенты иногда добавляют в нефтеэмульсионные буровые растворы, чтобы обеспечить смачиваемость нефтью буровой колонны и благодаря этому снизить вращающий момент, предотвратить образование сальников па долоте и защитить металл от коррозии. При этом правда, нефть образует также пленку на твердой фазе бурового раствора и, если в нем присутствуют значительные объемы мелкодисперсных глинистых частиц, потери нефти будут весьма значительными.

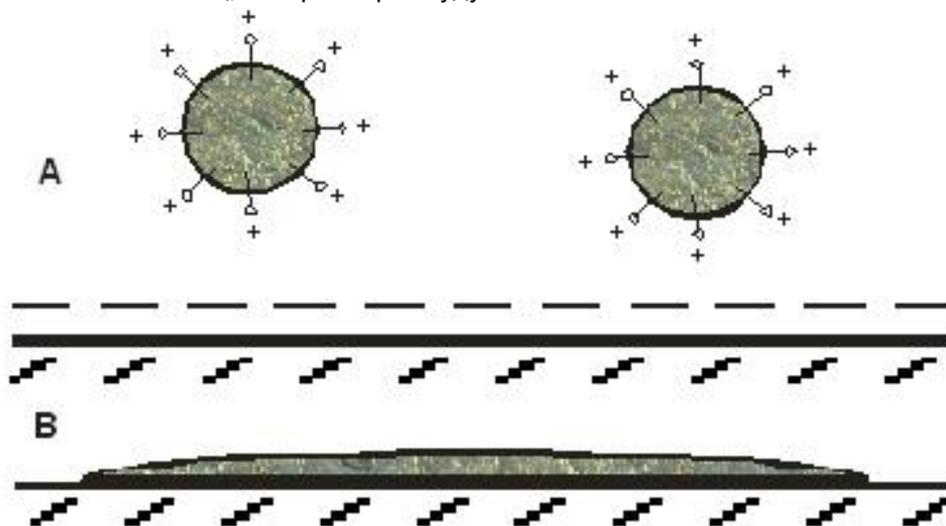
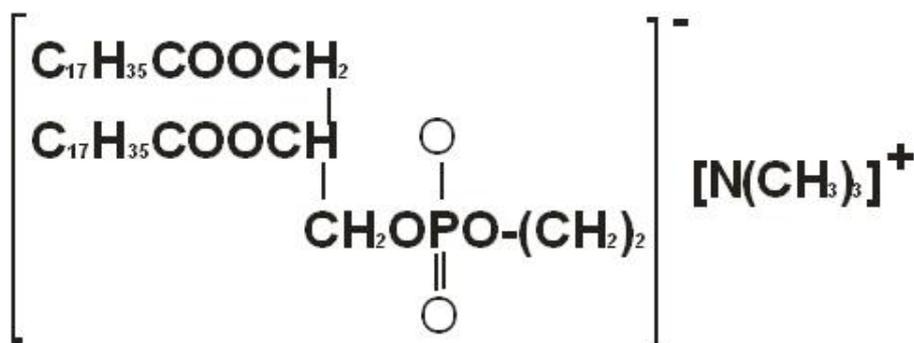


Рисунок 2.11 - Механизм смачивания твердой поверхности нефтью под действием эмульсии нефти в воде: А - положительно заряженные капельки эмульсии притягиваются к отрицательно заряженной поверхности; В - при контакте с отрицательно заряженной поверхностью эмульсия разрушается с образованием на ней пленки нефти.

Гидрофобизирующие агенты добавляют во все растворы на углеродной основе для предотвращения смачивания водой барита и выбуренной породы. Для этой цели эффективно используют лецитин.



Ее фосфатная группа несет отрицательный заряд, а четвертичный амин - положительный. Неполлярная разветвленная углеводородная часть цепи растворяется в углеродной фазе, а полярная основная часть цепи - в водной фазе. При добавлении избыточного количества лецитина поверхностное натяжение на границе раздела фаз снижается.

Продукты взаимодействия глинистых частиц и гидрофобизирующих агентов используются для приготовления диспергируемых добавок в буровых растворах на углеродной основе. Глины, которые используются в буровых растворах на водной основе, такие как бентонит и аттапулгит, можно сделать диспергируемыми в нефти при помощи ионообменных реакции с ониевого солью. При диссоциации ониевого соли образует



Неорганические катионы на поверхности глинистых частиц замещаются органическими катионами ониевого соли, делая глины диспергируемыми в нефти. При добавлении к раствору на углеводородной основе подобных органических глиноносущих способность раствора значительно улучшается (рисунок 2.12).

Этим же способом можно сделать диспергируемым в нефти лигнит, после чего он используется для снижения фильтрации растворов на углеводородной основе.

Гидрофобизирующие агенты могут применяться для приготовления механических инвертных эмульсий с мелкоизмельченным мелом. Частицы мела обычно смачиваются водой, но при добавлении небольшого количества фракции таллового масла, преимущественно состоящей из олеиновой и линолевой кислот, эти частицы могут стать частично смачиваемыми нефтью. При активном перемешивании эти частицы адсорбируются на границах раздела нефти и воды (вокруг капелек воды), создавая механическую эмульсию, непрерывной фазой которой является нефть.



Рисунок 2.12 - Влияние адсорбции частицами глинистого сланца гидрофобизирующего агента из углеводородной фазы на изменение поверхностного натяжения дизельного топлива на границе с водой: 1 - 85,6 г/л глинистого сланца глен роуз; 2 - глинистый сланец отсутствует

2.4 Коагуляция и стабилизация

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

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

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

Пептизация - разукрупнение частиц, происходящее под влиянием химических реагентов, - процесс, обратный коагуляции. Коагуляция и Пептизация как процесс обратимого образования золя и геля по схеме ПА. Ребиндера, иллюстрируется следующим образом:

Свободные системы - золи	→Коагуляция→ ←Пептизация←	Связаннодисперсные системы
-----------------------------	------------------------------	-------------------------------

3. Глинистые минералы как дисперсная фаза буровых

растворов

Наиболее широко используемым типом промывочных жидкостей являются глинистые суспензии, т.е. дисперсные системы, состоящие из жидкой дисперсионной среды - воды и твердой дисперсной фазы - глины. Глина - это связная несцементированная осадочная порода, состоящая из глинистых минералов.

Главными признаками глин являются высокодисперсное состояние, характеризующееся коллоидными и близкими к ним размерами частиц, гидрофильность (активное взаимодействие с водой), способность к адсорбции, ионному обмену, набуханию и проявлению упруго-вязко-пластичных и тиксотропных свойств в концентрированных и разбавленных суспензиях.

3.1 Химический состав глин

Глинистые минералы по химическому составу представляют собой водные (содержащие кристаллизационную воду) алюмосиликаты.

Суммарное содержание глинозема (Al_2O_3), кремнезема (SiO_2) и воды достигает в глинах 75 - 90%.

Остальное приходится на долю других элементов периодической системы, среди которых явно преобладают Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и Fe^{2+} .

На основании различий в химическом составе, строении кристаллической решетки и свойствах глинистые минералы объединяют в четыре основные группы, получившие название по ведущему минералу:

- группа монтмориллонита (монтмориллонит, бейделлит, сапонит, гекторит, соконит, нонtronит и др.);
- группа гидрослюд (гидромусковит, гидробиотит);
- группа каолинита (каолинит, диккит, накрит, галлуазит);
- группа палыгорскита.

Глины принято называть по названию основного минерала: монтмориллонитовые, гидрослюдистые, каолинитовые и палыгорскитовые.

Монтмориллонитовые глины среди специалистов по бурению скважин принято называть бентонитовыми или просто бентонитом.

История появления термина «бентонит» такова: в 1897 году в США появилось сообщение о том, что Уильям Тейлор из штата Вайоминг, со следующего года начнет продавать особую глину, обнаруженную в сланцевых отложениях форт - бентон мелового возраста.

Глины, состоящие из нескольких глинистых минералов без явного преобладания какого-либо из них, называются полиминеральными (каолинит - гидрослюдистые, монтмориллонит - каолинит - гидрослюдистые и др.).

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

Основной структурной единицей глин является кремнекислородный тетраэдр $[SiO_4]^{4-}$, образующий с помощью ковалентных связей более сложные комплексные анионы в виде линейных, плоскостных или объемных структур (рисунок 3.1). Более слабыми ионными силами эти структуры скрепляются со слоями $Mg(OH)_2$ или $Al(OH)_3$, компенсирующими

отрицательный заряд комплексного аниона. Отдельные пакеты или волокна связываются еще более слабыми молекулярными силами.

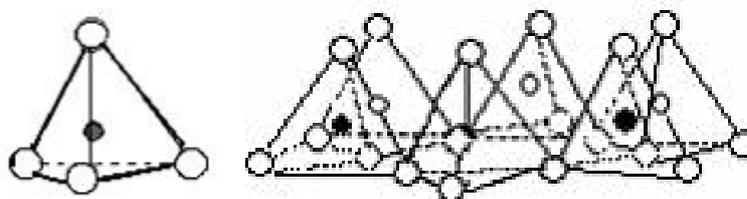
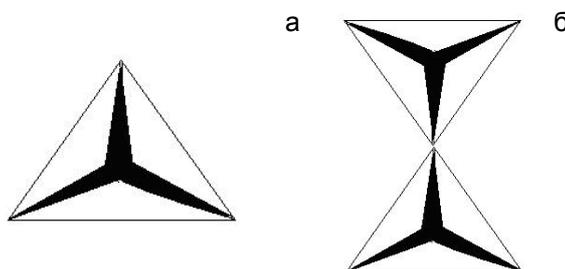


Рисунок 3.1 - схематическое изображение кремнекислородного тетраэдра и сетки кремнекислородных тетраэдров, расположенных по гексогональному закону.

В соответствии с теорией плотных упаковок Н.В. Белова, атом кремния размещается между атомами кислорода и прикрыт ими. Расстояние Si - O около 1,6 Å. Нескомпенсированные валентности кислорода делают возможным дальнейшее усложнение молекулы. Объединение двух тетраэдров дает димер в виде комплексного радикала $[\text{Si}_2\text{O}_7]^{6-}$, в котором общий кислород уже электронейтрален (рисунок 3.2, б). Этот димер является начальным звеном линейной, пироксеновой структуры. Триммер существует в двух изомерных формах - линейной (цепочечной) и кольцевой (циклической) (рисунок 3.2, в, г).

В цепочечных структурах каждый ион кремния безраздельно обладает лишь двумя ионами кислорода, имеющими по одной валентности. Два других кислородных иона принадлежат уже двум структурам (тетраэдрам). Таким образом, для пироксеновой цепи характерно многократное повторение комплексного радикала $[\text{SiO}_3]^{2-}$.

В пироксеновых цепях как видно из рисунка 3.2, один из активных кислородных ионов расположен поочередно сначала над ионом кремния, потом под ним. Условной единицей протяженности цепи является длина цепочки одного периода (5,25 Å), соответствующая комплексному аниону $[\text{Si}_2\text{O}_6]^{4-}$. Внутри полостей, образованных этими анионами, размещаются компенсирующие их ионы металлов.



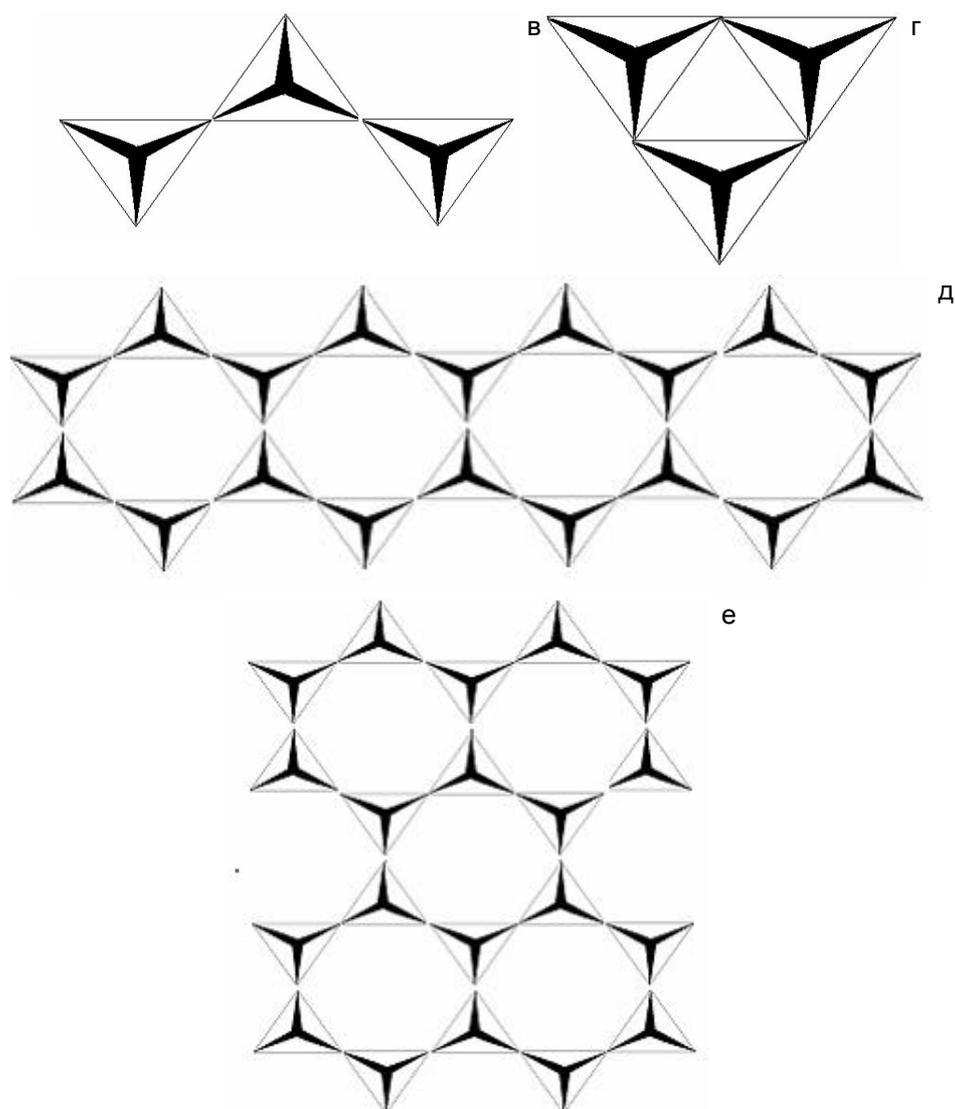


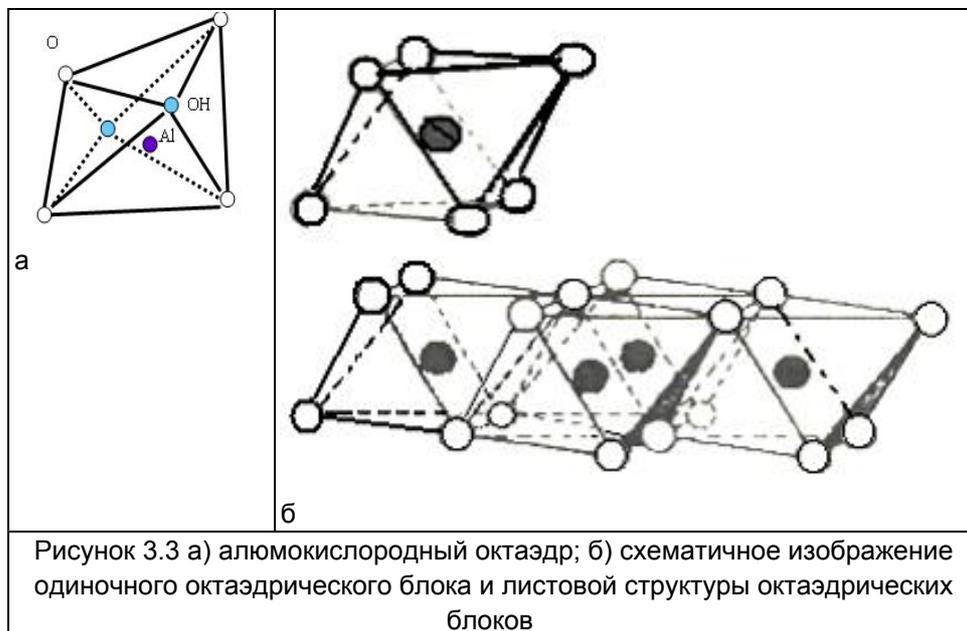
Рисунок 3.2 - Типы силикатных структур. а) кремнекислородный тетраэдр; б) кремнекислородный димер; в) звено линейной пироксеновой структуры; г) звено циклической (кольцевой структуры); д) фрагмент структуры со сдвоенными пироксеновыми цепями (гексагональными циклами); е) двумерные плоские слои (структура слюды).

Циклический тример также является родоначальником гомологического ряда, представители которого образуют плоские кольца (рисунок 3.2, г)

Линейные структуры, начиная с тетрамера, могут развиваться и дальше как пироксеновые цепи или в свою очередь циклизироваться путем сдвигания этих цепей и образования гексагональных колец (рисунок 3.2, д). Гексагональный цикл представляет собой комплексный анион $[\text{Si}_4\text{O}_{11}]^{6-}$ и является первым представителем амфиболовых структур, имеющих ленточное строение и образующихся путем линейного сращивания гексагональных колец. Полимеризация силикатов амфиболового типа также может идти в результате линейного роста ленточной структуры или образования циклов из амфиболовых колец. Последние дают новый тип кристаллических структур - двумерные плоские слои (структура слюды) с комплексными анионами $[\text{Si}_2\text{O}_5]^{2-}$ (рисунок 3.2, е). Эта стадия связана с

потерей свободной валентности у третьего иона кислорода кремнекислородных тетраэдров (кроме внешних). Дальнейшая полимеризация приводит к образованию пространственных трехмерных каркасов (структуры кварца и полевого шпата) за счет свободной валентности последнего активного кислородного иона.

У силикатов слоистого строения, к которым относятся глины, наряду с полимеризацией происходит поликонденсация с алюмокислородными или магниевокислородными структурными элементами, представляющими собой октаэдры с центральным катионом металла, ковалентно связанным с гидроксильной группой у вершин. Они чаще всего формируются в плоские слои - «гидрагиллитового» в случае $Al(OH)_3$ или «бруситовые» в случае $Mg(OH)_2$. Слои эти располагаются между гексагонально-сетчатыми кремнекислородными слоями. Активные атомы кислорода каждого из слоев обращены навстречу друг другу. Общий отрицательный заряд этих слоев компенсируется положительным зарядом катионного слоя, возникающим при вхождении его в структуру, из-за потери части гидроксильных групп, места которых занимают ионы тетраэдрических слоев (рисунок 3.3). Октаэдрические слои через кислородные мостики скрепляют образующиеся плоские пакеты. Связь между слоями носит полярный характер. Она слабее, чем внутри слоев, но значительно прочнее, чем между пакетами, которые скрепляются ван-дер-ваальсовыми связями. Выделившиеся при поликонденсации гидроксилы обычно остаются в структуре в виде цеолитной или кристаллизационной воды, дефицит которой компенсируется дисперсионной средой.



Таким образом, способ сочленения структурных элементов и их количество в элементарной ячейке определяют кристаллический тип глинистых минералов. Минералы первого типа (двухслойные) состоят из соединения слоев кремнекислородных тетраэдров и алюмокислородных октаэдров в соотношении 1:1 (каолинит, галлуазит); минералы второго типа (трехслойные) состоят из тех же элементов в соотношении 2:1 (гидрослюда,

монтмориллонит). Существуют так же глинистые минералы ленточно-слоистого строения (палыгорскит, аттапульгит) их кристаллическую решетку также можно отнести ко второму типу, т.е. к трехслойной. Основные структурные элементы этих минералов построены из кремниевых тетраэдров, расположенных в форме бесконечной двойной цепи состава Si_4O_{11} .

Структуры реальных глинистых минералов значительно отличаются от рассмотренных выше идеальных моделей. При этом, несовершенства глинистых минералов определяются следующими признаками:

- 1) изменчивостью химического состава;
- 2) способностью к послонному полиморфизму как между элементарными ячейками одного структурного типа, так и ячейками различных типов;
- 3) неупорядоченностью в смещениях тетраэдрических и октаэдрических сеток структурного слоя или в относительных смещениях смежных слоев;
- 4) нестехиометрическим замещением катионов в тетраэдрических положениях;
- 5) смещением или внедрением катионов в междоузлия;
- 6) боковыми дислокациями, искажением анионной кислородной сетки и т.д.

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

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

3.1.1 Монтмориллонит

Монтмориллонит - это основной глинистый минерал в группе бентонитов или «пресноводных гелей» и наиболее распространенный минерал в группе минералов, называемых смектитами.

Состоит из октаэдрического алюмокислородного слоя, заключенного между тетраэдрическими кремнекислородными слоями, вершины которых повернуты к внутреннему слою.

Верхние и нижние плоскости элементарных пакетов монтмориллонита покрыты атомами кислорода, поэтому связь между пакетами слабая (действуют лишь ванн-дер-ваальсовы или межмолекулярные силы).

В этой связи молекулы воды или других полярных жидкостей могут свободно проникать между пакетами монтмориллонита и раздвигать их (рисунок 3.4).

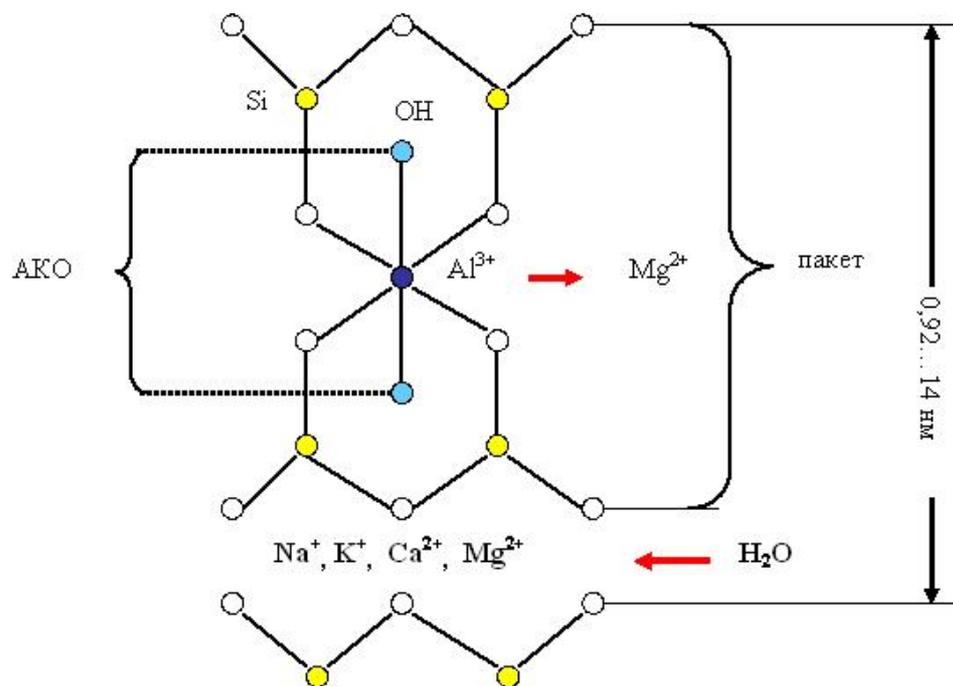


Рисунок 3.4 - Схема кристаллической решетки монтмориллонита

Базальное расстояние в кристаллической решетке монтмориллонита (расстояние между некоторой плоскостью в одном пакете и аналогичной плоскостью в другом пакете) может изменяться от 0,92 нм, когда между пакетами молекулы воды отсутствуют, до 14 нм, а в некоторых случаях и до полного разделения пакетов.

Важнейшей особенностью кристаллической решетки монтмориллонита является замещение 1/6 части атомов алюминия в среднем слое атомами магния, которое происходило в процессе образования глины.

В связи с замещением Al^{3+} на Mg^{2+} возникла ненасыщенная валентность, т.е. создан избыточный отрицательный заряд в решетке.

Когда миллионы лет назад такие частицы в конечном итоге попадали в водоемы (монтмориллонит образуется при разложении или выветривании вулканических пеплов), то для компенсации отрицательного заряда они адсорбировали из окружающей среды катионы Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , которые располагались в межпакетном пространстве монтмориллонита.

Однако присутствие этих катионов в межпакетном пространстве полностью отрицательный заряд кристаллической решетки монтмориллонита не компенсировало, поскольку отрицательный потенциал октаэдрических слоев в значительной степени экранируется наружными тетраэдрическими слоями. Таким образом, плоские грани или так называемые базальные поверхности монтмориллонита заряжены отрицательно (дефицит заряда составляет 0,41).

Если накопление глины происходило в морских бассейнах, характеризующихся высокой концентрацией $NaCl$, то на глинистых частицах осаждались преимущественно катионы Na^+ и K^+ (натриевый монтмориллонит или бентонит).

В пресноводных бассейнах на глинистых частицах осаждались преимущественно катионы щелочно-земельных металлов - Ca^{2+} , Mg^{2+} (кальциевый монтмориллонит или бентонит).

Двухвалентные катионы обеспечивают более сильное притяжение между

пакетами по сравнению с одновалентными, в связи с чем кальциевый бентонит хуже диспергируется и набухает, чем Na-бентонит.

Располагающиеся в межпакетном пространстве катионы Na^+ , K^+ , Ca^{2+} и Mg^{2+} , в водном растворе способны к эквивалентному обратимому обмену с другими находящимися в растворе катионами, поэтому их называют обменными.

Способность глинистых минералов поглощать ионы из окружающей среды и выделять эквивалентное количество других ионов, находящихся в данном минерале в обменном состоянии, называется обменной способностью глин.

Показателем обменной способности глин является емкость поглощения, которая характеризуется количеством обменных катионов в молях, содержащихся в 100 г сухой глины.

Моль - это количество вещества, содержащее столько же структурных единиц данного вещества (молекул, атомов, ионов), сколько атомов в 12 г углерода ($6,022 \cdot 10^{23}$ атомов).

Общая величина обменного комплекса монтмориллонита составляет $80 \cdot 10^{-3} \dots 150 \cdot 10^{-3}$ моль / 100 г, т.е. в 100 г сухой глины содержится $4,8 \cdot 10^{22} \dots 9 \cdot 10^{22}$ обменных катионов.

80% обменных катионов располагаются в межпакетном пространстве, а \approx 20% - на механически обломанных краях (ребрах) кристаллов монтмориллонита, которые имеют форму тонких плоских пластинок, напоминающих чешуйки слюды.

Удельная поверхность монтмориллонита составляет $450 \dots 900 \text{ м}^2/\text{г}$.

3.1.2. Гидрослюда

Кристаллическая решетка гидрослюды подобна монтмориллониту, но имеет большее число изоморфных замещений (рисунок 3.5).

Так, у гидромусковита октаэдрические позиции в основном заполнены Al^{3+} , а у гидробиотита могут быть замещены Fe^{2+} или Mg^{2+} .

Кроме того, у того и другого минералов в тетраэдрическом слое до 1/6 всех атомов Si^{4+} изоморфно замещены Al^{3+} , возникающий при этом отрицательный заряд компенсируется катионами K^+ , входящими в межпакетное пространство гидрослюды.

Близкое расположение заряда, который локализован в тетраэдрическом слое, к поверхности пакета приводит к прочному ионному взаимодействию смежных пакетов с катионами K^+ и молекулы воды уже не могут проникать в межпакетное пространство.

Для гидрослюды обменными являются лишь катионы, расположенные на механически разорванных ребрах (гранях) кристаллической решетки, в связи с чем обменная емкость (емкость поглощения) гидрослюды составляет всего $10 \cdot 10^{-3} \dots 40 \cdot 10^{-3}$ моль/100 г.

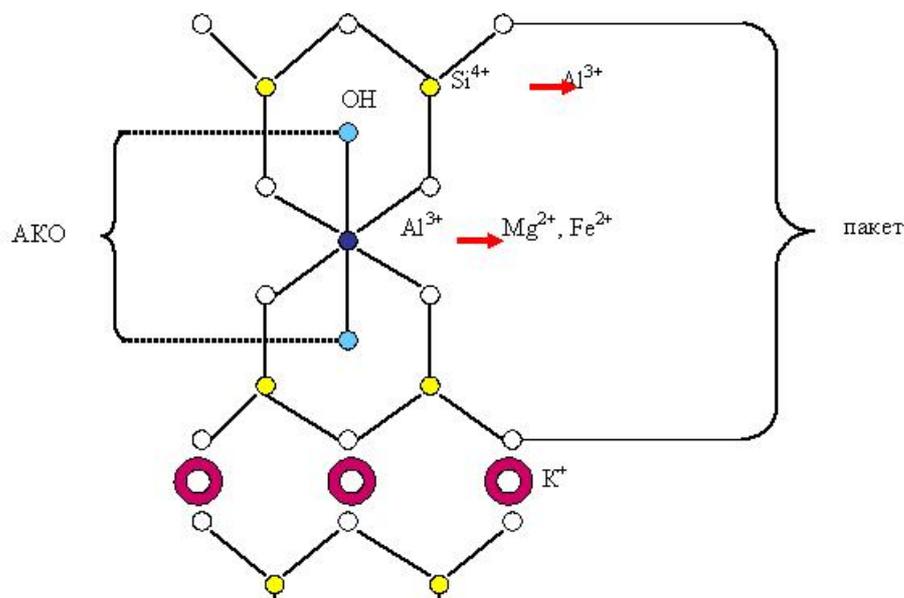


Рисунок 3.5 - Схема кристаллической решетки гидрослюда

Гидратация слюд и некоторое увеличение их объема, которое значительно меньше, чем у монтмориллонита, происходит в результате ионообменных реакций на внешних механически разорванных гранях.

Удельная поверхность гидрослюдов составляет $400 \dots 500 \text{ м}^2/\text{г}$.

3.1.3. Каолинит

Каолинит имеет двухслойную кристаллическую решетку без зарядов на базальных поверхностях, что объясняется отсутствием изоморфных замещений (рисунок 3.6).

В алюмоокислородном слое значительная часть атомов кислорода замещена группами OH^- .

Атомы кислорода и гидроксил ионы смежных соприкасающихся пакетов находятся друг против друга и по всей площади довольно прочно связаны водородной связью типа $O - H$, которая препятствует внутрикристаллическому разбуханию решетки.

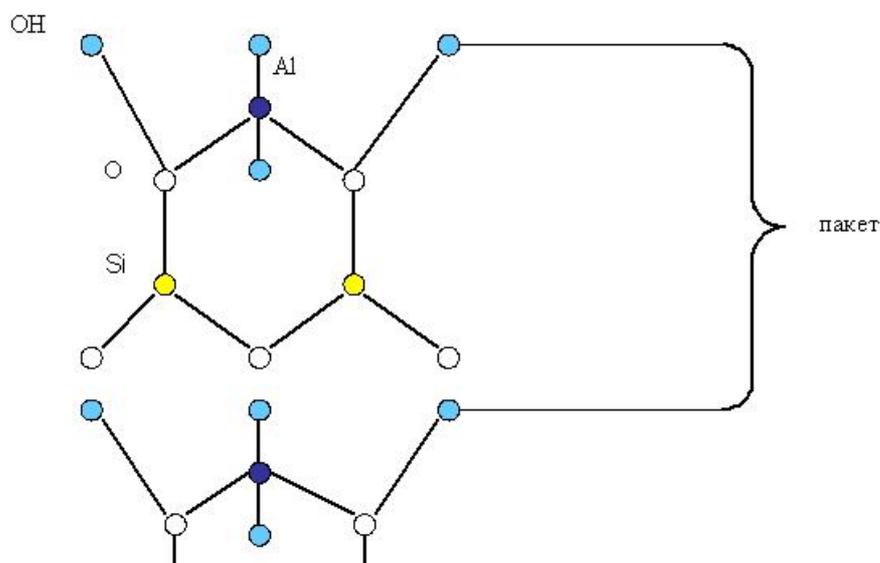


Рисунок 3.6 - Схема кристаллической решетки каолинита

В связи с тем, что молекулы воды и катионы не могут проникать в межпакетное пространство, каолинит трудно диспергируется, имеет малую емкость обмена $3 \cdot 10^{-3} \dots 15 \cdot 10^{-3}$ моль/100 г, приходящуюся на внешние механически разорванные грани (разрыв связей Si-O-Si, OH-Al-OH), и очень слабо набухает.

По форме частицы каолинита представляют собой несколько вытянутые шестиугольные пластинки.

Удельная поверхность каолинита оставляет всего $10 \dots 20 \text{ м}^2/\text{г}$.

3.1.4 Палыгорскит

За рубежом - аттапульгит (населенный пункт Аттапульгус, штат Джорджия, где в 1935 г. впервые были отобраны для исследований пробы этой глины).

Как отмечалось ранее, кристаллическую решетку палыгорскита тоже можно считать трехслойной. Однако кремнекислородные тетраэдры в наружных слоях расположены необычно: в слое чередуются тетраэдры, обращенные вершинами внутрь к среднему октаэдрическому слою, и наружу.

Благодаря такому расположению структурных элементов кристаллы палыгорскита имеют не пластинчатую, а игольчатую форму.

Когда палыгорскит помещают в воду, он не набухает, как бентонит, и его приходится диспергировать энергичным перемешиванием.

Обменная емкость палыгорскита невысока $20 \cdot 10^{-3} \dots 30 \cdot 10^{-3}$ моль / 100 г, что обусловлено достаточно прочной связью ионов с элементами структуры.

Главной особенностью палыгорскита («солт-джел» - солоноватая глина) является способность диспергироваться и образовывать структурированные суспензии в соленасыщенной воде. При этом получение устойчивых структурированных суспензий достигается благодаря неупорядоченности структуры, которая образуется путем механического зацепления друг с другом игольчатых частиц.

Удельная поверхность палыгорскита составляет $800 \dots 1000 \text{ м}^2/\text{г}$.

3.1.5 Глина

Глина - это связная несцементированная осадочная порода, состоящая из глинистых минералов. Масса природной глины держится в куске (комке) за счет сил сцепления (притяжения), действующих между элементарными пакетами глины.

Между элементарными пакетами монтмориллонита связь слабая, поскольку базальные поверхности покрыты атомами кислорода и между ними действуют лишь ванн-дер-ваальсовы силы; пакеты гидрослюды фиксируются между собой катионами K^+ , входящими в межпакетное пространство, а пакеты каолинита связаны между собой довольно прочной водородной связью типа О - Н.

3.1.6 Глинопорошки

С целью ускорения приготовления глинистых растворов преимущественно используют глины в виде порошков.

Глинопорошок представляет собой высушенную и измельченную глину с добавками или без добавок химических реагентов.

Глинопорошки готовят из бентонитовых (ПБ), палыгорскитовых (ПП) и каолинит - гидрослюдистых (ПКГ) глин.

Для повышения качества глинопорошков и, тем самым, для повышения выхода глинистого раствора, на ряде заводов во время помола глины в нее добавляют различные химические реагенты (Na_2CO_3 , М-14ВВ, метас и др.).

Такие глинопорошки называют модифицированными (ПБМ, ППМ). Выход глинистого раствора из них в 1,5-2 раза выше, чем из природной глины.

Например, добавка Na_2CO_3 способствует переводу Са-бентонита в натриевую форму, которая лучше набухает, сильнее гидратируется и легче диспергируется.

По техническим условиям ОСТ 39-202-86 глинопорошки в зависимости от минералогического состава глинистого сырья, выхода из них глинистого раствора с определенной вязкостью и наличия модифицирующих добавок подразделяются на следующие типы и марки (табл. 3.1).

В марках глинопорошков первые две группы обозначают следующее: ПБ - порошок бентонитовый, ПП - порошок палыгорскитовый, ПКГ - порошок каолинит-гидрослюдистый. Буква М в обозначении марок глинопорошков указывает на то, что они являются модифицированными, т.е. содержат химические реагенты, введенные в них при помоле. Последние буквы (А, Б, В, Г, Д и Н) в обозначении марок делят глинопорошки на группы по величине выхода из них глинистого раствора.

Бентонитовый глинопорошок содержит 70% и более минерала монтмориллонита и, как правило, получает название по наименованию месторождения глин, из которых он изготавливается. Его кристаллическая решетка - трехслойная, которая обладает подвижностью, то есть способностью растягиваться и сжиматься за счет связываемых прослоев воды. Частицы бентонитовой глины имеют чешуйчатое строение, однако в пределах элементарных образований имеют кристаллическую структуру. Средние линейные размеры чешуек находятся в пределах 0,01-0,1 мкм и в 10-100 раз превышают их толщину. Удельная поверхность бентонита высока и составляет $450-900 \text{ м}^2/\text{г}$. Способность к набуханию обратима, хотя

во времени процесс набухания может растягиваться на 2-4 недели. При этом увеличение объема может быть 20-кратным.

Таблица 3.1
Виды и марки глиноporошков по ОСТ 39-202-86

Минералогический тип глиноporошка	Марка глиноporошка	Выход глинистого раствора Q, м ³ /т	Влажность глиноporошка, %	Основной породообразующий минерал
Бентонитовый	ПББ	16	6-10	монтмориллонит
	ПБВ	12		
	ПБГ	8		
	ПБД	5		
	ПБН	<5		
	ПБМА	20		
	ПБМБ	16		
	ПБМВ	12		
	ПБМГ	8		
Пальгорскитовый	ППГ	8	16-25	пальгорскит
	ППД	5		
	ППН	<5		
	ППМВ	12		
	ППМГ	8		
Каолинит-гидроslюдистый	ПКГД	4	3-8	минералы группы каолинита, гидроslюды (иллита) или обеих групп
	ПКГН	<4		

Бентонитовые глиноporошки, содержащие в объемном комплексе преимущественно катионы Na⁺, обладают высокой обменной емкостью (до 1,5 моль/кг) и формируют суспензии с требуемыми структурно-реологическими свойствами при низкой концентрации твердой фазы.

Повышение качества глиноporошков, прежде всего получаемых из глин с кальциевым обменным комплексом, осуществляется путем обработки глин различными реагентами. Модифицированный глиноporошок (МГ) представляет собой бентонит, обрабатываемый кальцинированной содой (до 3-5%) и метасом или М-14ВВ (0,2-0,5%) на стадии помола. Возможно улучшение свойств раствора за счет обработки реагентами на стадии приготовления в условиях буровой. В результате модифицирования глиноporошка выход раствора может составить 17-23 м³/т.

Модифицированные бентонитовые глиноporошки предназначены для приготовления пресных буровых растворов. Наибольший эффект от их применения проявляется в растворах с низким содержанием твердой фазы. В зависимости от сортности расход глиноporошков в неутяжеленных растворах колеблется от 3,54 до 10%, в утяжеленных - от 2 до 8%. Показатель концентрации водородных ионов должен быть в пределах 8-10.

Не модифицированные бентонитовые глиноporошки применяются для приготовления всех типов буровых растворов на водной основе. Расходные

показатели материала зависят от конкретной рецептуры системы и могут колебаться от 5,6 до 20% (мас. к объему).

Пальгорскитовые глинопорошки применяются как структурообразователи в соленасыщенных системах вследствие одинаковой способности минерала к набуханию как в пресной, так и в минерализованной (по NaCl) до насыщения средах. Расходные показатели в соленасыщенных системах на 20-30% ниже, чем бентонитов.

Каолинит-гидрослюдистые глинопорошки применяются при необходимости получения растворов с большой плотностью без добавок утяжелителя. Могут применяться как структурообразователи в соленасыщенных растворах ввиду повышенной электролитной устойчивости суспензии.

Модифицированные солями аммония или катионоактивными ПАВ монтмориллонитовые бентониты и пальгорскиты применяются в качестве структурообразователя инвертных эмульсий и известково-битумных растворов. Расходные показатели материалов - от 0,5 до 6%.

3.2 Гидратация глин

Способность глин к гидратации (присоединению воды), набуханию и диспергированию (дезинтеграции) определяется их минералогическим составом.

Чем легче диспергируется и сильнее гидратируется глина, тем больший объем глинистого раствора с определенной вязкостью можно получить из одной и той же массы глины.

Глины, которые легко поглощают воду, называются гидрофильными глинами, которые не поглощают воду - гидрофобными. Как рассматривалось выше, глины, применяющиеся с пресноводными системами буровых растворов, состоят из гидрирующихся слоев кремния и оксида алюминия, расположение которых несколько отличается у различных глинистых минералов. Частица глины может состоять из одного слоя или бесчисленного числа слоев, расположенных друг над другом подобно колоде карт, удерживающихся вместе остаточными силами. Находясь во взвешенном состоянии в воде, глины обнаруживают различную способность к разбуханию, что определяется их происхождением, а также химической и коллоидной природой других химических элементов.

Находясь в пресной воде, слои глины адсорбируют воду и разбухают до такой степени, когда силы, удерживающие их вместе, ослабевают так, что отдельные слои глины могут отделяться друг от друга. Расслоение частиц глины называется дисперсией. Такое увеличение числа частиц глины с увеличением суммарной площади их поверхности приводит к загустеванию суспензии.

На рисунке 3.7 представлена структура бентонита, состоящая из трех слоев: слой оксида алюминия, находящийся между двумя слоями кварца. Глинистая пластинка имеет отрицательный заряд и окружена облаком катионов. Если эти катионы являются преимущественно натриевыми, то глина называется монтмориллонитом натрия, если катионы кальциевые, то - монтмориллонит кальция.

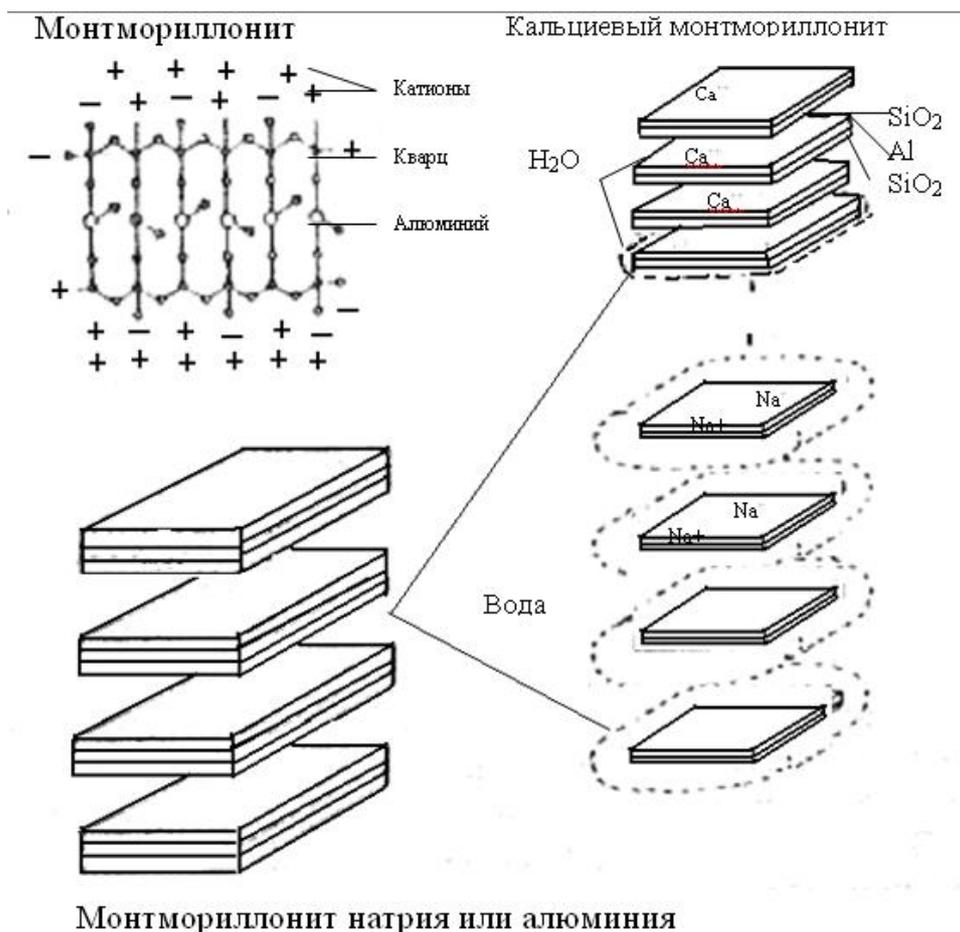


Рисунок 3.7 - Вода гидратации в монтмориллоните кальция и натрия

Толщина адсорбционной пленки воды определяется типом и количеством катионов. Плоскостная вода составляет основную часть общего количества воды, удерживаемой глинистым коллоидом. Двухвалентные катионы кальция и магния увеличивают силу притяжения между пластинками, тем самым уменьшая количество воды, которое может адсорбироваться. Моновалентные катионы натрия, обуславливают меньшую силу притяжения и позволяют большему количеству воды адсорбироваться между пластинами.

При гидратации и диспергировании глины в воде частицы, на которые она распадается, приобретают определенное строение, называемое мицеллой.

Мицелла - это наименьшее количество глинистого вещества, способного самостоятельному существованию (рисунок 3.8).

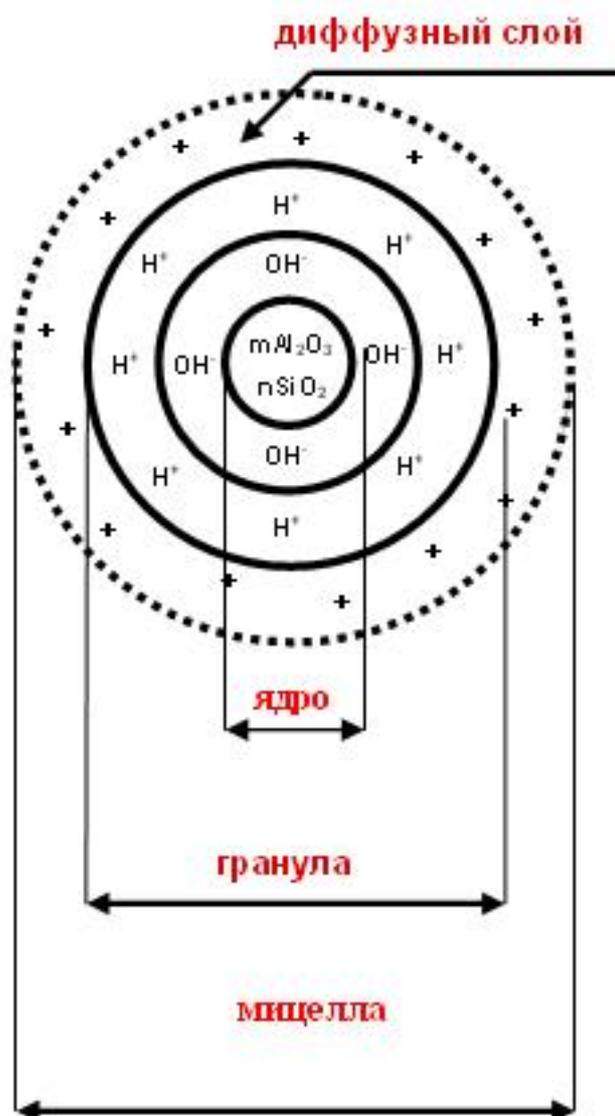


Рисунок 3.8 - Схема образования двойного электрического слоя вокруг глинистой частицы

Часть мицеллы, включающая в себя ядро с двумя слоями неподвижных ионов, называется гранулой. Вокруг гранулы располагается третий слой также положительно заряженных ионов, но имеющих очень слабую связь с ядром.

Слой подвижных ионов называется диффузным.

Слой отрицательно заряженных ионов и слои положительно заряженных ионов образуют двойной электрический слой (ДЭС).

Между диффузным и неподвижным слоями катионов существует динамическое равновесие: одни катионы переходят из неподвижного слоя в диффузный, другие - возвращаются из диффузного в неподвижный.

3.3 Набухание и контракция глин

В основе явления набухания лежит действие адсорбционных,

осмотических и капиллярных сил.

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

А.И. Рабинерсон показал, что чем ниже валентность поглощенного глиной катиона и чем больше его гидратация, тем ниже те концентрации суспензий, при которых наступает тиксотропное загустевание.

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

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

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

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

Явление контракции в системе глина - вода определяется свойствами адсорбционно-связанной воды, которая удерживается молекулярными силами на поверхности глинистых частиц и обладает повышенной плотностью. Согласно данным различных исследователей, плотность связанной воды колеблется в пределах 1,3 - 2,4 г/см³. Количество связанной воды зависит от типа глины, ее удельной поверхности и т.д. Для связанной воды характерна пониженная растворяющая способность, вплоть до полного исчезновения этого свойства.

3.4 Ионный обмен в глинистых суспензиях

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

Причины катионного обмена:

- нарушение связей их краев, что обуславливает возникновение нескомпенсированных зарядов, которые уравниваются адсорбированными катионами. По мере диспергирования глинистых частиц увеличивается емкость обмена.
- замещение внутри кристаллической решетки кремния алюминием, а алюминия - магнием или другим ионом низкой валентности. Это приводит к возникновению заряда в структурной ячейке, который и уравнивается зарядом адсорбированного обменного катиона (например, монтмориллонит).
- замещение водорода наружного гидроксила на соответствующий катион. Некоторые гидроксильные группы обнажаются вокруг обломанных краев при нарушении связи. Эта причина ионного обмена характерна для

каолинита и галуазита в связи с наличием слоев гидроксидов на одной стороне базальной плоскости спайности. Малая емкость обмена каолинита связана с жесткостью его кристаллической решетки, что не позволяет катионам (и воде) проникать внутрь последней и в межслоевое пространство.

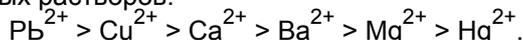
Маршаллом с сотрудниками установлено, что ионная замещаемость зависит от температуры; относительные количества ионов K^+ , Ca^{2+} и H^+ , способных к замещению, уменьшаются при нагревании, а количества Ca^{2+} и Mg^{2+} увеличиваются. Емкость катионного обмена монтмориллонита значительно уменьшается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

Ф.А. Овчаренко показал, что на величину обменной способности глин влияет pH среды. Истинная причина различных значений pH суспензий глинистых минералов заключается в природе поглощения иона и наличии в суспензии растворимых солей, причем свойства глин и поведение их в водной среде в значительной степени зависят от несовершенств и дефектов кристаллической решетки глинистых минералов. В поверхностных свойствах глинистых минералов их кристаллическая структура играет более важную роль, чем природа катионов в обменных центрах. В частности, в явлениях коагуляционного структурообразования в глинистых растворах большое значение имеют несовершенства и дефекты кристаллической структуры, наиболее важное из которых - нестехиометрическое замещение ионов в кристаллической решетке, вызывает избыток или недостаток одного из компонентов по отношению к стехиометрической форме минералов, а также неравномерное распределение зарядов на поверхности кристаллов.

Обменная способность ионов тем выше, чем больше их валентность, а в пределах ионов одной валентности она тем выше, чем больше атомный вес. По способности вхождения в поглощающий комплекс катионы можно расположить в следующий ряд: $Al^{3+} > K^+ > NH_4^+ > Na^+ > Li^+$.

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

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



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

Изучение ионного обмена при использовании буровых промывочных жидкостей на практике имеет важное значение определение влияния обменных ионов на вязкость, тиксотропию, стабильность и другие свойства. Так, на практике для регулирования pH, снижения растворимости ионов-коагуляторов, изменения гидрофильности, глинистых частиц и т.д. применяют соли Na_2CO_3 фосфаты, $CaCl_2$ и др.

3.5 Процесс соединения глинистых частиц

Для определения реологических характеристик буровых промывочных

жидкостей кроме знания количества и качества глин, необходимо знать степень связи глинистых частиц.

Наличие на плоской поверхности глинистой частицы отрицательного электрического заряда и положительного заряда на гранях и в местах, где решетка разрушена, определяет характер взаимодействия частиц друг с другом. Если взаимозаменяемые ионы не связаны с поверхностью частицы, то сила отталкивания между плоскими отрицательно заряженными пластинами высока и пластины будут диспергироваться друг от друга. Полное диспергирование происходит очень редко и может наблюдаться в сильно разбавленных суспензиях очищенного монтмориллонита натрия. Обычно между частицами существует некоторая степень связи.

Частицы глины могут находиться в состоянии агрегации, дисперсии, флокуляции и дефлокуляции одновременно в одной системе при одном доминирующем состоянии (рисунок 3.9).

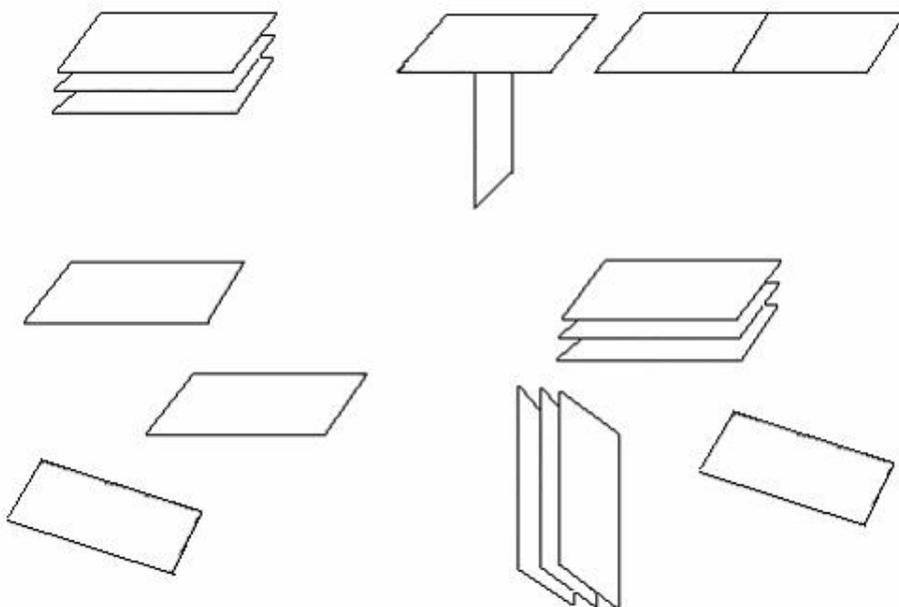


Рисунок 3.9 - Связи частиц глины в растворе

Агрегация (связь грань к грани) приводит к образованию более толстых пластин и пачек, это уменьшает число частиц и соответственно пластическую вязкость. Причиной агрегации может быть наличие в растворе двухвалентных катионов кальция или при добавлении извести, гипса.

Дисперсия - процесс, обратный агрегации, приводящий к увеличению пластической вязкости из-за увеличения количества частиц. Пластины глины диспергируются во время гидратации. Степень дисперсии зависит от количества воды, наличия электролита, времени, температуры, взаимозаменяемых катионов глин и концентрации глины.

Флокуляция характеризуется соединением частиц торец к торцу или торец к грани, что приводит к возникновению структуры типа «карточный домик». Это вызывает увеличение вязкости. Степень повышения вязкости зависит от количества частиц и от сил, действующих на связанные частицы.

Дефлокуляция - это разрушение связей флокулированных частиц.

Введение определенных реагентов нейтрализует электрохимические заряды глинистых частиц, уменьшая силы притяжения между ними. Ввиду того, что дефлокуляция приводит к понижению вязкости, дефлокулянты часто называют разжижителями буровых промывочных жидкостей.

4. Функциональные свойства буровых растворов и методы их определения

Для проектирования технологии промывки скважин необходимо иметь четкие представления о всех свойствах буровых растворов, влиянии этих свойств на выполнение буровым раствором тех или иных функций, а также о существующих показателях и методиках оценки различных свойств буровых растворов.

Последнее имеет весьма важное значение и с позиций контроля качества бурового раствора в процессе бурения, задачей которого является получение объективной информации об отклонениях значений показателей относительно заданного регламента и принятие соответствующих мер по восстановлению (регенерации) свойств бурового раствора.

Контроль за свойствами БПЖ в процессе бурения необходим так же для анализа влияния свойств бурового раствора на технико-экономические показатели буровых работ с целью дальнейшего улучшения качества буровых растворов.

Важнейшими свойствами большинства типов буровых растворов являются следующие:

- плотность;
- структурно-механические, реологические, фильтрационно-коркообразующие, электрохимические и триботехнические свойства;
- содержание твердой фазы, коллоидных глинистых частиц, абразивных частиц (песка), нефти и газа;
- седиментационная устойчивость;
- ингибирующая, консолидирующая (крепящая), недиспергирующая, закупоривающая и другие способности.

4.1 Плотность буровых промывочных жидкостей

Плотность промывочной жидкости - это масса единицы ее объема. Ее выражают в килограммах на кубический метр или сравнивают с массой такого же объема пресной воды при 4 °С (относительная плотность).

Величина плотности определяет гидростатическое давление на забой и стенки скважины столба промывочной жидкости ($P_{гс}$)

$$P_{гс} = \rho \cdot g \cdot H, \text{ Па} \quad (4.1)$$

где ρ - плотность промывочной жидкости, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

H - высота столба промывочной жидкости, м.

Для предупреждения флюидопроявлений, гидростатическое давление столба промывочной жидкости должно превышать пластовое (поровое) давление рпл.

Пластовое (поровое) давление - это давление, создаваемое пластовыми

флюидами (нефтью, газом, водой) на стенки пор горной породы.

Различают нормальное ($P_{плн}$), аномально высокое ($P_{пла.в.}$) и аномально низкое ($P_{пла.н.}$) пластовое давление. Градиент нормального пластового давления принят равным 0,01 МПа/м, что эквивалентно гидростатическому давлению, создаваемому столбом жидкости, имеющей плотность 1000 кг/м³ (столбом пресной воды):

Степень отклонения величины пластового давления от нормального характеризуется коэффициентом аномальности пластового давления:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{P_{пл}^H} = \frac{P_{пл}}{1000 \cdot g \cdot H}, \quad (4.2)$$

Для аномально высокого пластового давления (АВПД) $K_{ан} > 1$, а для аномально низкого пластового давления АНПД $K_{ан} < 1$.

По правилам безопасности (ПБ) в нефтяной и газовой промышленности п. 2.7.3.2. «Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводосодержащих отложений должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий бурения» [1].

Пункт 2.7.3.3. ПБ «Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м).
- 5% для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодействие на горизонты не должно превышать пластовые давления на 15 кгс/см² (1,5 МПа) для скважин глубиной до 1200 м и 25-30 кгс/см² (2,5-3,0 МПа) для более глубоких скважин» [1].

В интересах обеспечения безопасности проводки скважины стремятся поддерживать плотность промывочной жидкости на уровне, который выше фактически необходимого для удержания флюидов в пласте. Однако это имеет ряд существенных недостатков.

Во-первых, чрезмерная плотность промывочной жидкости может привести к такому повышению давления на стенки ствола скважины, что под действием растягивающих нагрузок ствол разрушится и буровой раствор проникнет в пласт по образующимся трещинам. Такое разрушение называется гидравлическим разрывом пласта. По правилам безопасности н/г промышленности п. 2.7.3.4. «Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения» [1].

Если в процессе бурения скважины возникают поглощения бурового раствора (с выходом или без выхода циркуляции), то по ПБ п. 2.7.3.6. «углубление скважины в таких условиях должно осуществляться по плану с комплексом мероприятий по недопущению газонефтепроявлений. План должен быть согласован с территориальным органом Госгортехнадзора России и противофонтанной службой». Отклонение от требований п. 2.7.3.3. ПБ возможно и «при проектировании и строительстве скважин со

вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии)». П. 2.7.3.7. «Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на $0,02 \text{ г/см}^3$ от установленной проектом величины (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений)» [1].

Давление столба промывочной жидкости на стенки скважины, помимо удержания пластовых флюидов в пластах, помогает обеспечивать устойчивость ствола скважины. При наличии в разрезе пластичных пород, например каменной соли или неуплотненных глин, давление промывочной жидкости приобретает решающее значение для обеспечения устойчивости ствола. По ПБ п. 2.7.3.5. «В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация, химсостав бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. При этом репрессия не должна превышать пределов, установленных для всего интервала совместимых условий бурения. Допускается депрессия на стенки скважины в пределах 10-15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород)» [1].

В земной коре горная порода находится в состоянии равномерного всестороннего сжатия (без учета тектонических сил).

Геостатическое (горное) давление на глубине H равно давлению вышележащих пород

$$P_{г} = \rho_{г} g H, \quad (4.3)$$

где $\rho_{г}$ - плотность горных пород, кг/м^3 .

При циркуляции бурового раствора давление, которое он оказывает на забой и стенки скважины, складывается из гидростатического давления, создаваемого столбом бурового раствора, и давления на преодоление гидравлических сопротивлений при его движении в кольцевом пространстве $\Delta P_{к.п.}$.

Сумму гидростатического давления ($P_{гс}$) и потерь давления в кольцевом пространстве ($\Delta P_{к.п.}$) называют гидродинамическим давлением ($P_{гд}$).

Если для расчета $\Delta P_{к.п.}$ использовать формулу Дарси-Вейсбаха, то без учета потерь давления между соединениями бурильных труб и стенками скважины, величина гидродинамического давления ($P_{гд}$, Па) будет равна:

$$P_{гд} = P_{гс} + \Delta P_{к.п.} = \rho g H + \sum_{i=1}^n \left\{ \lambda_i (v_i^2 \rho l_i) / [2 (D_i - d_{ni})] \right\}, \quad (4.4)$$

где n - число интервалов кольцевого пространства с неизменной величиной зазора между трубами и стенками скважины; λ_i - коэффициент гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в i -м интервале кольцевого пространства; v_i - скорость потока бурового раствора в i -м интервале кольцевого пространства, м/с; l_i - длина i -го интервала кольцевого пространства с неизменной величиной зазора между трубами и стенками скважины, м; D_i - диаметр скважины на i -м интервале, м; d_{ni} - наружный диаметр труб на i -м интервале скважины, м.

Очевидно, что для предупреждения гидроразрыва пластов и поглощений бурового раствора необходимо, чтобы гидродинамическое давление было меньше давления гидроразрыва ($p_{гд} < p_{гр}$).

Из этих двух давлений регулируемым (управляемым) является только гидродинамическое. Как следует из формулы (4), снижение величины гидродинамического давления возможно за счет уменьшения плотности, вязкости, скорости потока бурового раствора и увеличения зазора между бурильными трубами и стенками скважины.

Во вторых, повышение плотности промывочной жидкости отрицательно влияет на скорость проходки. С ростом гидродинамического давления на забой скважины существенно снижается механическая скорость бурения.

Это объясняется ухудшением условий отрыва и перемещения с забоя частиц выбуренной породы в связи с ростом перепада давления, прижимающего их к забюю.

Частицы породы удерживаются на забое силами, обусловленными разностью между гидродинамическим давлением на забой и поровым давлением в разбуриваемом пласте, которую принято называть дифференциальным давлением (P_d)

$$P_d = P_{гд} - P_p \quad (4.5)$$

Существует три пути уменьшения усилия, прижимающего частицу выбуренной породы к забюю:

- уменьшение площади поверхности частицы, на которую воздействует дифференциальное давление;
- уменьшение гидродинамического давления (снижение плотности, вязкости и скорости потока бурового раствора, а также увеличения зазора между бурильными трубами и стенками скважины);
- увеличение пластового (порового) давления на глубине разрушения породы до величины гидродинамического давления, что возможно при высокой мгновенной фильтрации бурового раствора.

В третьих, повышение плотности буровых промывочных жидкостей требует дополнительных расходов на их утяжеление ввод специальных утяжелителей, приготовление и очистку (дополнительное оборудование), а так же поддержание свойств (химическая обработка реагентами). При этом стоимость раствора возрастает. При разбурировании пластов с нормальным давлением стоимость промывочной жидкости не имеет столь существенного значения, т. к. достаточная плотность автоматически достигается благодаря твердой фазе, диспергируемой раствором из проходимых пластов. Поддерживать плотность промывочной жидкости на уровне выше 1320 кг/м^3 за счет диспергируемой твердой фазы нельзя вследствие слишком значительного повышения вязкости. В подобных условиях целесообразно утяжелять промывочную жидкость баритом, плотность которого в 1,5 раза выше плотности горных пород, благодаря чему для получения заданной плотности промывочной жидкости требуется значительно меньший объем твердой фазы.

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

Для измерения плотности промывочных жидкостей используют ареометр

АБР-1, рычажные весы-плотномер ВРП-1, пикнометр, плотномеры АВП-1, ПП-1, индикатор плотности или их импортные аналоги.

4.1.1. Определение плотности раствора ареометром АБР-1

Ареометр АБР-1 состоит из следующих основных частей: съемного груза, мерного стакана, поплавок со стержнем (рисунок 4.1). К поплавку крепится мерный стакан с помощью штифтов. На стержне имеются две шкалы: основная, по которой измеряют плотность раствора, и поправочная, по которой определяют поправку по воде. Прибор включает в себя ведроко для воды. Крышка ведерка служит пробоотборником для раствора.

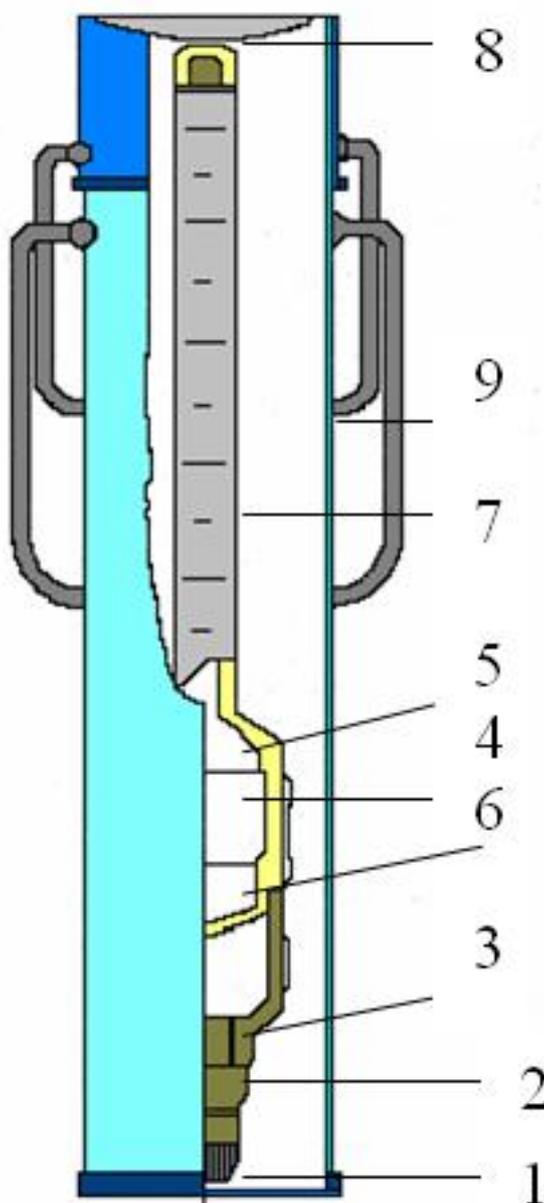


Рисунок 4.1 - Ареометр АБР-1

1 - съемный груз, 2 - полиэтиленовая заглушка, 3 - металлический балласт,

4 - мерный стакан, 5 - крышка поплавка, 6 - доньшко поплавка, 7 - стержень с нанесенными на нем основной и поправочной шкалами, 8 - пробка, 9 - ведро.

Порядок работы:

- при измерении плотности бурового раствора используют как пресную, так и минерализованную воду;

- при использовании пресной воды плотностью 1 г/см^3 чистый мерный стакан с объемом пробы $(78,5 \pm 1) \text{ см}^3$ заполняют буровым раствором, и соединяют с поплавком поворотом последнего до упора;

- стакан снаружи тщательно обмывают водой, погружают его в ведро с водой и делают отсчет плотности по основной шкале (по делению, до которого ареометр опустился в воду);

- при использовании минерализованной воды делают поправку (по поправочной шкале) на ее плотность, для чего заполняют мерный стакан водой и соединяют его с поплавком. Погружают прибор в ведро с водой, деление на поправочной шкале, до которого ареометр погрузился в воду, покажет алгебраическую величину поправки (или «+», или «-»);

- плотность бурового раствора в случае применения минерализованной воды вычисляют по формуле:

$$\rho = \rho_{\text{осн}} + \Delta\rho, \quad (4.5)$$

где: ρ - плотность бурового раствора, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{осн}}$ - отсчет плотности по основной шкале, кг/м^3 ;

$\Delta\rho$ - поправка (отсчет плотности по поправочной шкале), кг/м^3 .

Предел допускаемой дополнительной погрешности при изменении температуры испытуемого раствора на каждые 10°C , начиная с $(20 \pm 2)^\circ\text{C}$ - не более 2 кг/м^3 , при влиянии климатических факторов внешней среды на изменение температуры испытуемого раствора на каждые 10°C , начиная с $(20 \pm 2)^\circ\text{C}$ - не более 10 кг/м^3 .

Калибруют ареометр чистой пресной (дистиллированной) водой при температуре $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$. При этом показание прибора должно быть равно 1 г/см^3 .

4.1.2 Определение плотности раствора рычажными весами ВРП-1

Рычажные, весы-плотномер ВРП-1 (рисунок 4.2) состоят из подставки 1 и подвижной части, представляющей собой рычаг 2 с жестко закрепленным на нем мерным стаканом 3 с крышкой 4. Подвижная часть весов с помощью одной из призм 5 опирается на вкладыш 6, укрепленный на подставке. На рычаге весов нанесены две шкалы 7 с разными диапазонами измерений: верхняя шкала от 800 до 1600 кг/м^3 , нижняя - от 1600 до 2600 кг/м^3 .

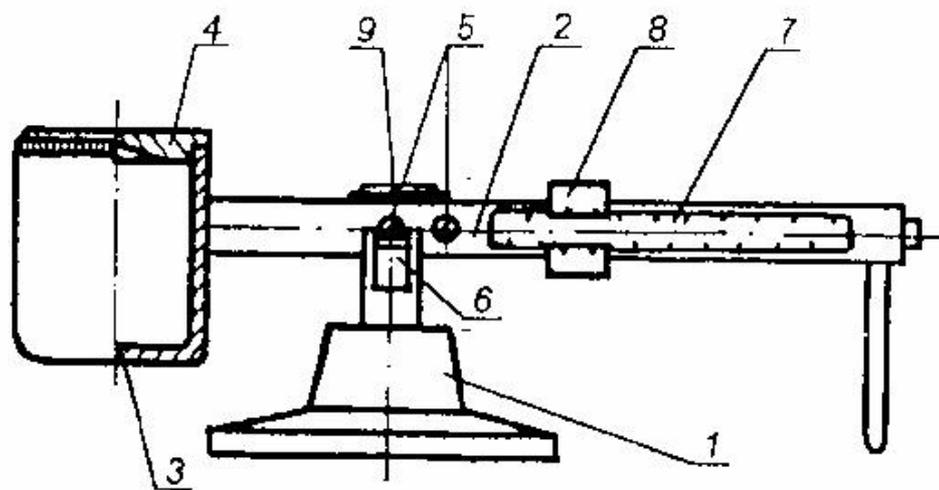
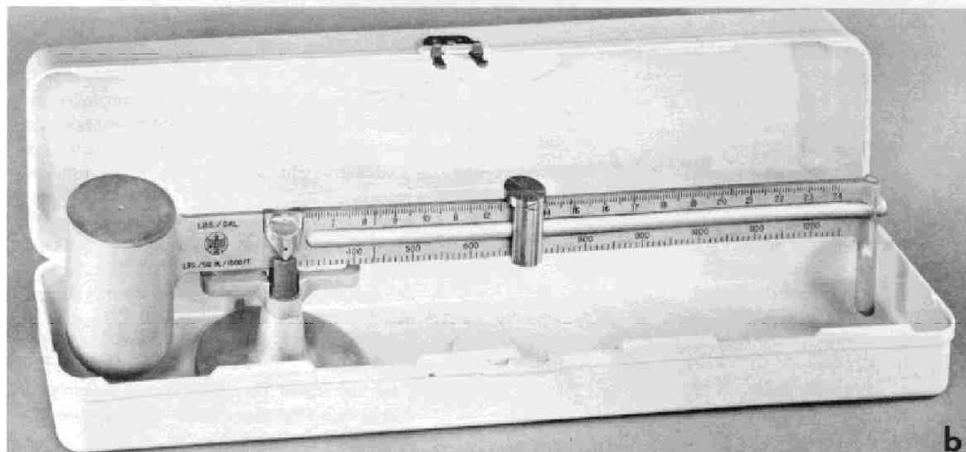
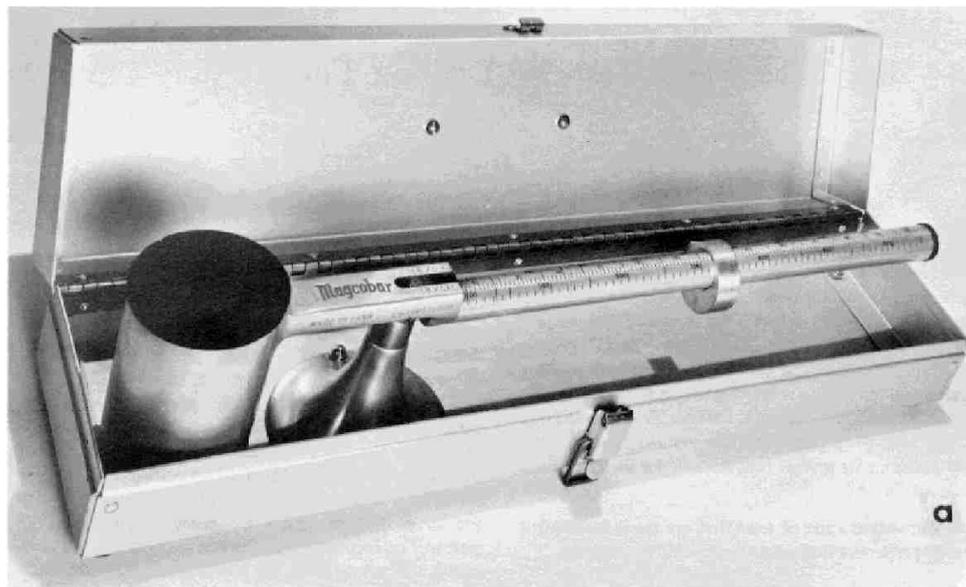


Рисунок 4.2 - Рычажные весы-плотномер ВРП-1

Порядок работы:

- заполняют чашку испытываемой пробой доверху (для удаления

пузырьков воздуха постукивают пальцем по чашке);

- устанавливают крышку (излишек раствора должен выйти наружу через отверстие);
- очищают внешнюю поверхность весов от раствора;
- устанавливают весы на основание;
- перемещают рейтер до равновесного состояния, которое определяют по уровню;
- считывают показания величины плотности раствора со шкалы по краю рейтера;

Калибровку прибора производят замером плотности пресной воды.

При определении реальной плотности азрированного раствора в полевых условиях может быть использован следующий метод:

- весы заполняют водой,
- устанавливают крышку (излишек воды должен выйти наружу через отверстие);
- сливают воду из весов в сосуд;
- повторяют ту же операцию с раствором;
- тщательно смешивают раствор с водой для уменьшения вязкости и выхода пузырьков воздуха;
- замеряют полученную плотность, умножают на два и вычитают единицу, (плотность воды), получают приближенную к реальной плотность раствора.

4.1.3 Определение плотности раствора пикнометром

Пикнометр представляет собой металлический сосуд известного объема.

Порядок работы:

- взвешивают сухой чистый пикнометр;
- заполняют пикнометр исследуемой пробой бурового раствора до верхнего края, очищают стенки от раствора и взвешивают;
- плотность бурового раствора вычисляют по формуле:

$$\rho = \frac{P_2 - P_1}{V} \quad (4.6)$$

где: ρ - плотность бурового раствора, г/см³;

P_2 - вес пикнометра, заполненного буровым раствором, г;

P_1 - вес пустого пикнометра, г;

V - вместимость пикнометра, см³

4.2 Структурно-механические свойства

Механические свойства буровых растворов (пластичность, упругость, эластичность и прочность) определяются их внутренней структурой и вследствие этого, называются структурно-механическими.

По механическим свойствам гетерогенные (многофазные) буровые растворы могут быть: бесструктурными (свободнодисперсными); структурированными (связнодисперсными).

В бесструктурных системах, называемых золями, частицы дисперсной фазы не взаимодействуют друг с другом и не способны создавать

какую-либо пространственную сетку, именуемую структурой.

Механические свойства этих систем аналогичны механическим свойствам их дисперсионной среды и одинаковы в покое и при течении.

В структурированных системах, называемых гелями, частицы дисперсной фазы связаны между собой и образуют пространственную структуру, имеющую определенную механическую прочность.

В покое гели упрочняются, а попавшие в ячейки структуры дисперсионная среда (свободная вода) теряет свою подвижность. Однако перемешивание или нагревание системы нарушает структуру и возвращает ей свойства золя. Явление перехода геля в золь и обратно носит название тиксотропии.

Для возвращения структурированной системе свойств жидкости структуру необходимо разрушить, приложив некоторое усилие. Величина этого усилия зависит от силы сцепления между частицами дисперсной фазы бурового раствора, т.е. от прочности образовавшейся структуры, и характеризуется статическим напряжением сдвига.

Статическое напряжение сдвига (СНС) - это усилие, при котором начинается разрушение структуры, отнесенное к единице площади. Статическое напряжение сдвига принято выражать в дПа.

Величина статического напряжения сдвига определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц шлама и утяжелителя при остановках циркуляции бурового раствора.

Очевидно, что для обеспечения этой возможности величина статического напряжения сдвига должна превышать величину усилия, создаваемого весом частиц выбуренной породы или утяжелителя. В противном случае эти частицы при отсутствии циркуляции бурового раствора будут оседать в призабойную часть скважины, что в конечном итоге может привести к прихвату бурового снаряда шламом.

Однако с увеличением статического напряжения сдвига ухудшаются условия самоочистки бурового раствора от шлама на поверхности, а также возрастает величина импульсов давления на забой и стенки скважины при иницировании течения бурового раствора (при пуске насоса) и при проведении СПО, что, в свою очередь, повышает вероятность флюидопроявлений, нарушений устойчивости стенок скважин, гидроразрывов пластов и поглощений бурового раствора.

Таким образом, величина статического напряжения сдвига должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии в покое буровом растворе частиц выбуренных пород и утяжелителя.

Для измерения величины статического напряжения сдвига используют прибор СНС-2, а также ротационные вискозиметры ВСН-3, ВСН-2М и вискозиметр FANN. (рисунки 4.3 - 4.5).

Для оценки характера нарастания прочности структуры во времени измерения делают через 1 мин (СНС1) и 10 мин (СНС10) покоя.

Кроме названных показателей структурно-механические свойства буровых растворов характеризуют и коэффициентом тиксотропии

$$K_T = \text{СНС}_{10} / \text{СНС}_1. \quad (4.7)$$

Требуемая величина статического напряжения сдвига через 1 мин (СНС₁, дПа) может быть определена по следующей формуле

$$\text{СНС}_1 \geq 5 [2 - \exp(-110 d)] d (\rho_{\text{п}} - \rho), \quad (4.8)$$

где: d - условный диаметр характерных частиц выбуренной породы, м;
 $\rho_{\text{п}}$, ρ - плотность соответственно породы и бурового раствора, кг/м^3 .

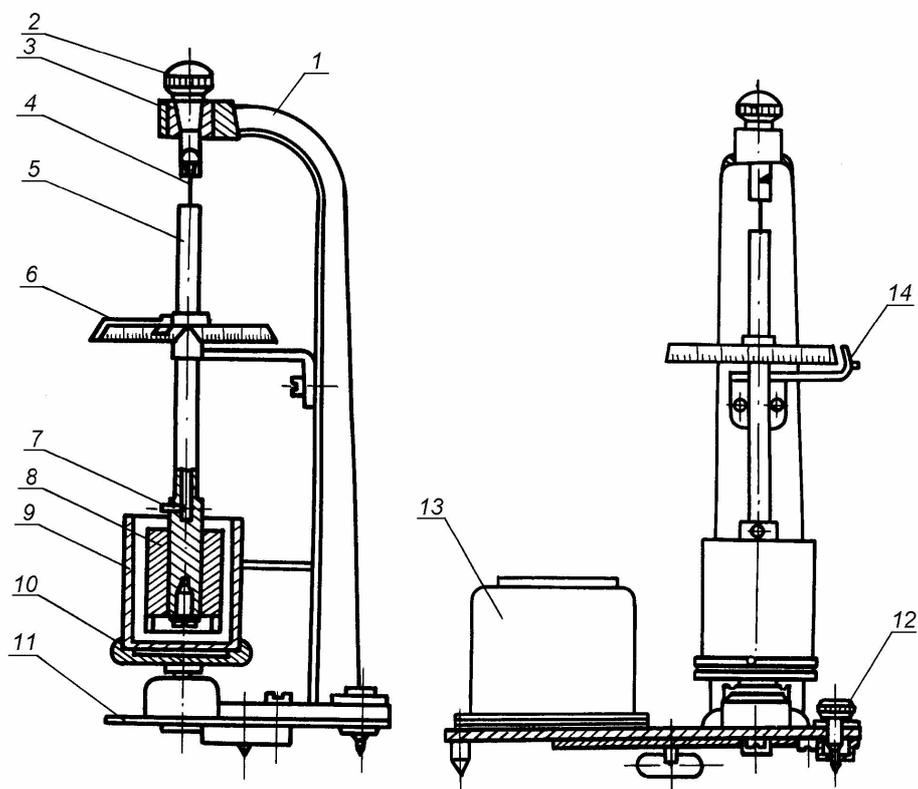


Рисунок 4.3 - Прибор СНС-2.

1 - стойка, пробка для установки нити, 3 - конусная втулка, 4 - упругая нить, 5 - защитная металлическая трубка, 6 - шкала с ценной деления 1 град, 7 - винт для крепления нити, 8 - измерительный цилиндр, 9 - внешний стакан, 10 - вращающаяся опора, 11 - общая плита, 12 - установочные винты, 13 - привод, 14 - указатель.

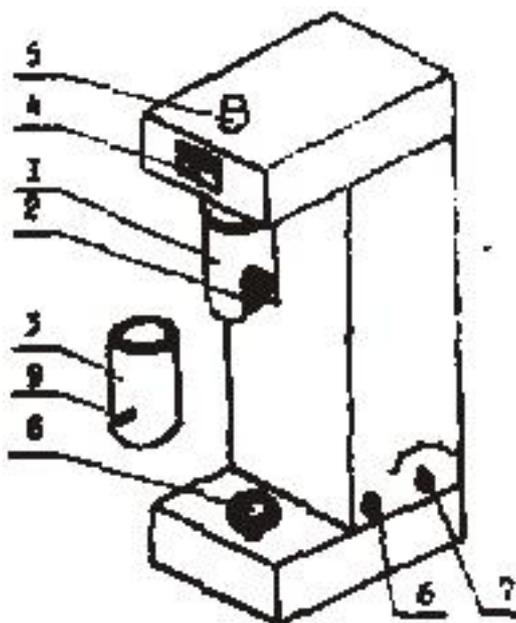


Рисунок 4.4 - Вискозиметр ВСН-3

1 - наружный вращающийся цилиндр; 2 - внутренний вращающийся цилиндр; 3 - стакан; 4 - шкала с вертикальной риской смотрового окна; 5 - винт-головка; 6 - выключатель; 7 - переключатель; 8 - подъемный столик; 9 - штуцер.

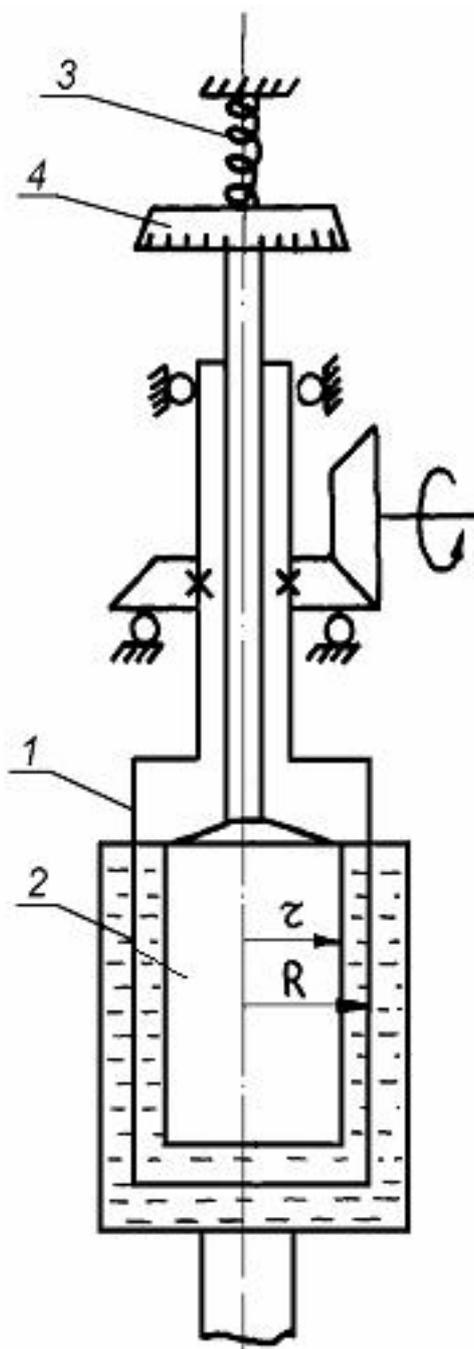


Рисунок 4.5 - Общая схема ротационного вискозиметра
 1 - наружный вращающийся цилиндр, 2 - внутренний вращающийся цилиндр, 3 - пружина, 4 - шкала

4.2.1 Определение статического напряжения сдвига на приборе СНС-2

В комплект прибора СНС-2 входят футляр, ковш, отвертка и нити шести номеров, каждая из которых имеет свою константу K в Па/град, указываемую в паспорте прибора.

Техническая характеристика СНС-2:

Пределы измерения статического напряжения сдвига в Па при диаметре нити в мм:

0,3 0 - 10

0,4 0 - 30

0,5 0 - 80

Частота вращения стакана, об/мин 0,2

Наружный диаметр измерительного цилиндра, мм 40

Высота измерительного цилиндра, мм 60

Основная приведенная погрешность измерения, % не более 5

Питание прибора - от сети переменного тока напряжением 220 В.

Принцип работы прибора основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, расположенной между соосными цилиндрами. Мерой сдвиговых напряжений является угол поворота подвешенного цилиндра вокруг своей оси.

В зависимости от вязкостного состояния исследуемой пробы используются разные нити, номер которых определяет коэффициент прибора. Для нитей № 1 и 4 коэффициент прибора - 0,043, для нитей № 2 и 5 - 0,12, для нитей № 3 и 6 - 0,3

Порядок работы:

- устанавливают на вращающемся столике внешний цилиндр;
- помещают подвесной цилиндр, с установленной на нем шкалой, во внешний цилиндр и подвешивают нить на пробку;
- тщательно перемешивают пробу бурового раствора и заливают во внешний цилиндр (подвесной цилиндр при этом должен быть погружен в раствор точно до верхнего края);
- устанавливают «0» шкалы против риски указателя и оставляют в покое на одну минуту;
- через одну минуту включают электродвигатель и производят отсчет угла закручивания нити после остановки подвешенного цилиндра;
- устанавливают шкалу в нулевое положение и оставляют раствор в покое на 10 минут;
- затем снова включают прибор и измеряют максимальный угол закручивания нити.

Статическое напряжение вычисляют по формуле:

$$\tau_{1,10} = A \cdot \varphi_{1,10}, \quad (4.9)$$

где: $\tau_{1,10}$ - статическое напряжение сдвига через 1 и 10 минут, Па;

A - коэффициент погрешности (дается в паспорте прибора);

$\varphi_{1,10}$ - угол закручивания нити, измеренный после 1 и 10 минут покоя, град.

4.2.2 Определение СНС на ротационном вискозиметре ВСН-3

Принцип работы ротационного вискозиметра ВСН-3 аналогичен принципу работы СНС-2.

Техническая характеристика ВСН-3:

Пределы измерения касательных напряжений сдвига, Па:

для пружины № 1 0 - 45

для пружины № 2 0 - 90

Диапазон измерений динамической вязкости ньютоновских жидкостей (при 200 мин ⁻¹), Па·с:	
для пружины № 1.....	0,001 - 0,2
для пружины № 2.....	0,001 - 0,4
Частота вращения гильзы, мин ⁻¹	0,2; 200; 300; 400; 600
Максимальный угол поворота измерительного элемента, град.....	270
Наружный диаметр измерительного элемента, мм	39, 62
Высота измерительного элемента, мм.....	60
Внутренний диаметр гильзы, мм	44
Питание от сети переменного тока напряжением 220 В, при частоте 50 Гц.	
Пределы термостатирования исследуемой жидкости, °С.....	20 - 60
Габаритные размеры, мм.....	278 x 192 x 525
Масса, кг.....	19

Порядок работы:

- перед измерением чистый сухой стакан заполняют буровым раствором и ставят на столик;
- включают тумблер «сеть» и перемешивают исследуемый раствор при частоте вращения 600 об/мин в течение 1 минуты;
- выключают тумблер «сеть» и устанавливают ручку переключателя оборотов в положение 0,2 (об/мин);
- раствор оставляют в покое на 1 минуту;
- через одну минуту включают тумблер и фиксируют максимальное значение угла закручивания нити перед разрушением структуры.

Аналогично определяют значение угла закручивания нити после 10 минут покоя.

Статическое напряжение вычисляют по формуле:

$$\theta_{1,10} = k \cdot \varphi_{1,10}, \quad (4.10)$$

где: $q_{1,10}$ - статическое напряжение сдвига через 1 и 10 минут, Па;
 k - константа, равная величине СНС, соответствующего углу закручивания пружины на 10 (дается в паспорте на прибор);

$j_{1,10}$ - угол закручивания нити, замеренный после 1 и 10 минут покоя, град.

4.2.3 Определение СНС на вискозиметре FANN

Измерение вязкости буровых растворов основывается на применении коаксиального цилиндрического вискозиметра с прямым отсчетом. Узел, состоящий из цилиндра и боба, погружается в образец бурового раствора, цилиндр приводится во вращение с помощью электродвигателя. При вращении в среде бурового раствора крутящий момент, возникающий из-за вязкостного сопротивления жидкости, передается на боб. Крутящий момент уравнивается спиральной пружиной, к которой подвешен боб. Угол закручивания боба зависит от вязкости жидкости и отсчитывается по калиброванной шкале в верхней части прибора.

8 - скоростной вискозиметр имеет скорости: 600, 300, 200, 100, 60, 30, 6 и

3 об/мин, а также скорость для перемешивания раствора;

12 - скоростной вискозиметр имеет скорости: 600; 300; 200; 100; 180; 90; 60; 30; 6; 3; 1,8 и 0,9 об/мин.

Вискозиметр FANN позволяет определить статическое напряжение сдвига, пластическую и эффективную вязкость, динамическое напряжение сдвига.

Порядок работы:

- устанавливают переключатель скорости в положение "STIR" и перемешивают буровой раствор несколько секунд;
- переводят переключатель скорости в положение "GEL" и отключают электропитание;
- через 10 секунд включают вискозиметр и фиксируют максимальное отклонение стрелки перед разрушением геля, как значение СНС через 10 секунд;
- ставят переключатель скорости в положение "STIR" и перемешивают буровой раствор несколько секунд;
- затем переводят переключатель скорости в положение "GEL" и отключают электропитание;
- через 10 мин включают вискозиметр и фиксируют максимальное отклонение стрелки перед разрушением геля, как значение СНС через 10 мин.

Необходимо регистрировать температуру, при которой производится измерение реологических свойств бурового раствора.

Если при измерении СНС нулевое значение шкалы во время покоя не восстанавливается, нельзя возвращать ее в положение «0» принудительно. В этом случае отсчет максимального отклонения производят от значения напротив риски.

СНС через 10 секунд (10 минут) определяют умножением максимального показания прибора через 10 секунд (10 минут) покоя при скорости 3 об/мин на 4,8.

Коэффициент 4,8 является переводным коэффициентом из фунт/100 футов² в дПа.

4.3 Реологические свойства промывочных жидкостей

Все жидкости обладают подвижностью, т.е. способностью течь. Наука о течении жидкостей называется реологией, а их свойства, связанные с течением, называются реологическими.

Реологические свойства промывочной жидкости играют важную роль при бурении скважин. Неудовлетворительные реологические свойства могут привести к образованию пробок в стволе скважины, забиванию шлангом призабойной зоны ствола, снижению механической скорости бурения, размыву стенок ствола, прихвату буровой колонны, поглощению промывочной жидкости и даже выбросу. Поведение промывочной жидкости обусловлено режимом ее течения. Известны два режима течения: ламинарный режим, который преобладает при низких скоростях течения (зависимость давление-скорость определяется вязкостными свойствами жидкости), и турбулентный режим, который преобладает при высоких скоростях и зависит от инерционных свойств жидкости (вязкость на него влияет лишь косвенно).

Ламинарное течение. Ламинарное течение в круглой трубе можно

наглядно представить в виде скольжения одного очень тонкого цилиндра внутри другого (рисунок 4.6). Скорость цилиндров возрастает от нуля у стенки трубы до максимума на ее оси. Отношение разности в скоростях соседних слоев $v\Delta$ к расстоянию между ними Δr называется скоростью сдвига

$$\gamma = v\Delta/\Delta r \quad (4.11)$$

Сила взаимодействия между двумя соседними слоями, перемещающимися относительно друг друга с определенной скоростью, зависит от рода жидкости, площади соприкосновения трущихся слоев и скорости сдвига (закон внутреннего трения И. Ньютона)

$$F = \mu S\gamma, \quad (4.12)$$

где F - сила трения между двумя соседними слоями жидкости;
 μ - динамическая вязкость, зависящая от природы жидкости;
 S - площадь соприкосновения слоев; γ - скорость сдвига.

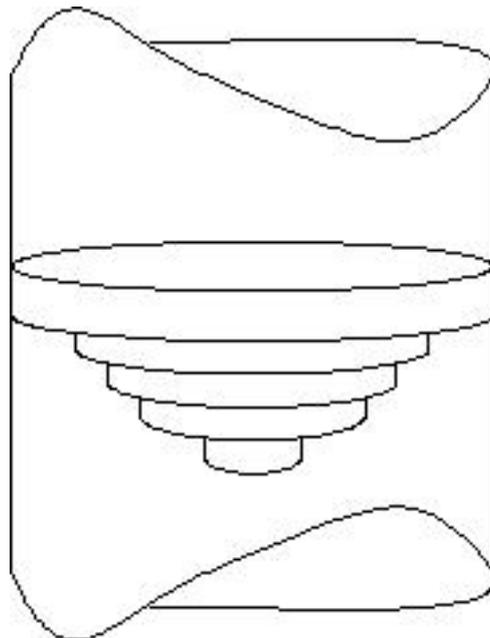


Рисунок 4.6 - Схематичное изображение ламинарного течения жидкости в трубе

Если разделить обе части уравнения (4.12) на S , то:

$$F/S = \mu \gamma,$$

где $F/S = \tau$ - касательное напряжение, вызывающее сдвиг слоя.

$$[\tau] = F/S = \text{Н/м}^2 = \text{Па}.$$

Тогда в окончательном виде закон И. Ньютона запишется следующим образом

$$\tau = \mu \gamma. \quad (4.13)$$

Уравнение (4.13) - это реологическая модель ньютоновской (вязкой) жидкости.

$$[\mu] = \tau / \dot{\gamma} = \text{Па} \cdot \text{с}^{-1} = \text{Па} \cdot \text{с}.$$

При температуре 20,5 °С и давлении 0,1 МПа вязкость воды равна 1 мПа·с.

Реограмма (график зависимости $\tau = f(\dot{\gamma})$ ньютоновских (вязких) жидкостей представляет собой прямую линию, проходящую через начало координат (рисунок 4.7).

Из графика следует, что для ньютоновских жидкостей динамическая вязкость остается неизменной при любой скорости сдвига (в трубах, в затрубном пространстве, в насадках долота) и геометрически представляет собой тангенс угла наклона реологической кривой к оси скорости сдвига.

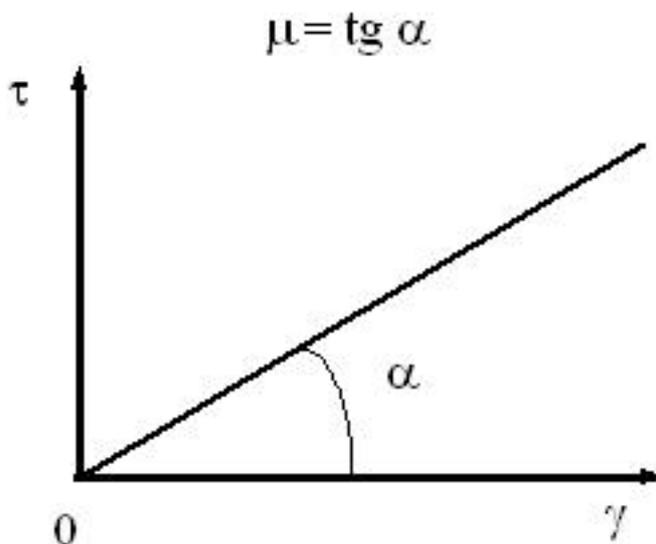


Рисунок 4.7 - График зависимости $\tau = f(\dot{\gamma})$ ньютоновских (вязких) жидкостей

К ньютоновским жидкостям можно отнести жидкости, которые не содержат частиц размером больше молекулы, например растворы солей, нефти, глицерина и т.д.

Течение суспензий, к которым относятся промывочные жидкости, содержащие в больших количествах частицы, более крупные, чем молекулы, не подчиняется законам Ньютона. Различают два типа неньютоновских буровых растворов: псевдопластичные (ППЖ); вязкопластичные (ВПЖ).

Реограмма псевдопластичной жидкости проходит через начало координат и обращена выпуклостью к оси касательных напряжений сдвига (рисунок 4.8). Отношение $\tau/\dot{\gamma}$ (вязкость) такой жидкости при увеличении скорости сдвига уменьшается.

Реологическое поведение ППЖ описывается законом Оствальда - де Ваале

$$\tau = k(\dot{\gamma})^n, \quad (4.14)$$

где: k - показатель консистенции, Па·с;

n - показатель неньютоновского поведения ($n < 1$).

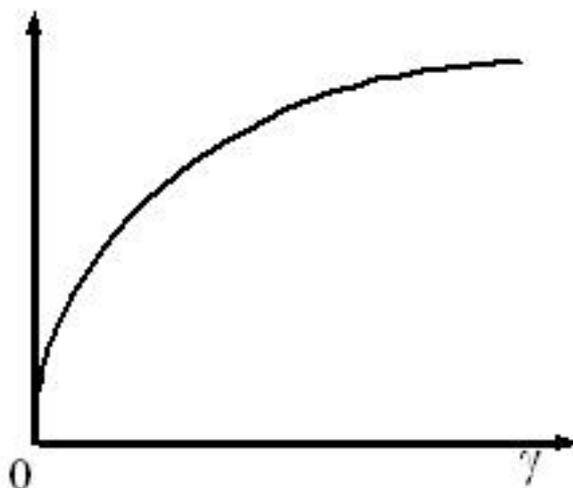


Рисунок 4.8 - Реограмма псевдопластичной жидкости

Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига неньютоновских жидкостей определяется их составом. Глинистые промывочные жидкости со значительной долей твердой фазы ведут себя приблизительно в соответствии с теорией пластичного течения Бингама. Согласно этой теории, для того чтобы началось течение бингамовской жидкости, к ней должно быть приложено некоторое конечное усилие; при более высоких значениях приложенных усилий она будет течь, как ньютоновская жидкость. Поэтому график консистенции бингамовской пластичной жидкости должен описываться двумя параметрами - предельным динамическим напряжением сдвига и пластической вязкостью, как показано на рисунке 4.9. Реограмма ВПЖ не проходит через начало координат, а начинается от точки на оси касательных напряжений сдвига и имеет прямолинейный участок.

Для скоростей сдвига, соответствующих линейному участку, $\tau = f(\dot{\gamma})$ описывается законом Бингама - Шведова

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}, \quad (4.15)$$

где: τ_0 - динамическое напряжение сдвига, Па (дПа);

η - пластическая вязкость, Па·с (мПа·с).

Модель Бингама хорошо описывает реологические свойства буровых растворов на водной основе с достаточно высоким содержанием бентонита.

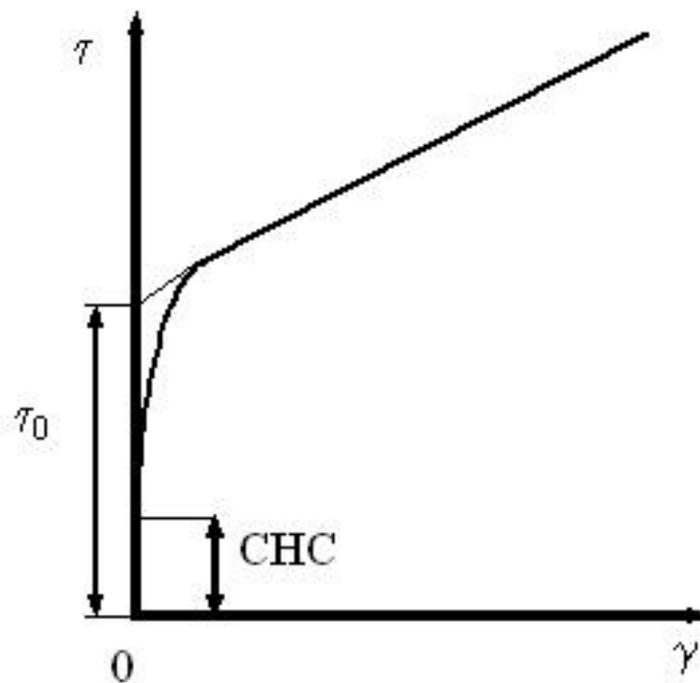


Рисунок 4.9 - Реограмма вязкопластичных жидкостей

В неньютоновской жидкости отношение напряжение сдвига к скорости сдвига (при любой скорости сдвига) является количественной характеристикой эффективной, или кажущейся, вязкости. На рисунке 4.10 видно, что эффективная вязкость снижается с увеличением скорости сдвига и поэтому является значимым параметром для гидравлических расчетов только при той скорости сдвига, при которой она измерена. Из рисунка 4.11 следует, что эффективная вязкость не может служить надежным параметром для сравнения поведения двух различных промывочных жидкостей.

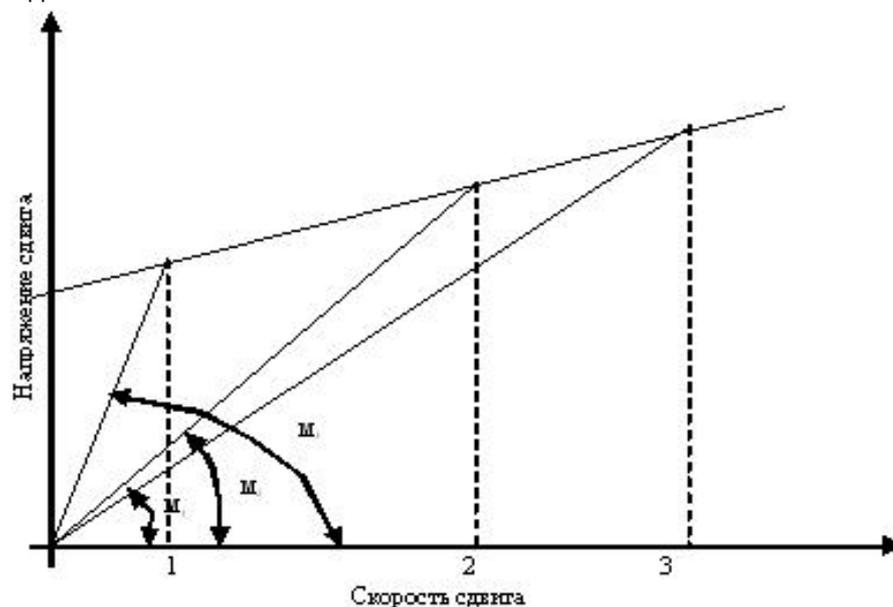


Рисунок 4.10 - Снижение эффективной вязкости с увеличением скорости сдвига

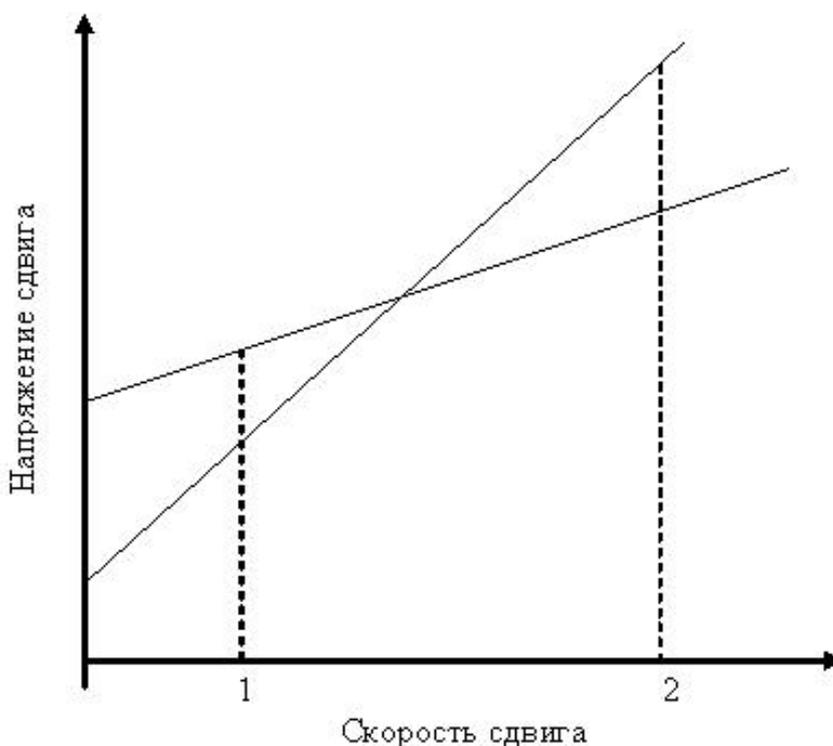


Рисунок 4.11 - Сравнение эффективной вязкости при двух скоростях сдвига для двух различных промывочных жидкостей

Промывочные жидкости, которые содержат только полимеры или полимеры с небольшой долей мельчайших частиц твердой фазы, при высоких скоростях сдвига ведут себя так, как будто обладают предельным динамическим напряжением сдвига, но на самом деле график их консистенции проходит через начало координат. Их поведение описывается эмпирическим уравнением, которое называется идеальным степенным законом. Этот закон устанавливает следующую зависимость:

$$\tau = K \left(\frac{dv}{dr} \right)^n \quad (4.16)$$

где τ - напряжение сдвига; K и n - константы, характеризующие поведение движущейся жидкости (K - показатель консистенции, которая играет роль вязкости ньютоновской жидкости, но выражается в динах на квадратный сантиметр; n - показатель нелинейности, характеризующий степень отклонения от ньютоновской жидкости); du/dr - скорость сдвига.

Степенной закон (4.16) описывает три известные модели течения в зависимости от значения n :

- псевдопластичную при $n < 1$ - эффективная вязкость снижается с увеличением скорости сдвига;
- ньютоновскую при $n = 1$ - вязкость остается постоянной при изменении скорости сдвига, параметр K равен вязкости;
- дилатантную при $n > 1$ - эффективная вязкость повышается с повышением

скорости сдвига.

Большинство промывочных жидкостей ведут себя как жидкости, являющиеся чем-то средним между бингамовской пластичной жидкостью и жидкостью, подчиняющейся степенному закону. В результате действия сил между частицами при низких скоростях сдвига n и K непостоянны. Промывочные жидкости имеют довольно неопределенное значение предельного динамического напряжения сдвига, которое меньше получаемых путем экстраполяции значений напряжения сдвига, измеренных при высоких скоростях сдвига.

То обстоятельство, что графики консистенции глинистых промывочных жидкостей пересекают ось напряжений в точках, не соответствующих нулю, указывает на образование в них гелей. Возникновение таких структур объясняется тенденцией пластинок глины выстраиваться таким образом, чтобы положительно заряженные ребра примыкали к отрицательно заряженным базальным поверхностям. Это взаимодействие между зарядами на пластинках способствует увеличению эффективной вязкости при низких скоростях сдвига, оказывая тем самым влияние на значения параметров n и K .

Предельное статическое напряжение сдвига некоторых промывочных жидкостей, особенно глинистых, приготовляемых на пресной воде, после прекращения перемешивания со временем начинает увеличиваться. Это явление называется тиксотропией. Если после пребывания в состоянии покоя промывочная жидкость подвергается сдвигу с постоянной скоростью, ее вязкость со временем снижается, т. к. происходит разрушение структуры, которое продолжается до тех пор, пока не будет достигнуто равновесное состояние. Таким образом, эффективная вязкость тиксотропной промывочной жидкости зависит как от времени, так и от сдвигового усилия.

Кроме основных показателей моделей Бингама - Шведова и Оствальда - де Ваала (τ_0 , η , k , n), для характеристики реологических свойств буровых растворов в последние годы широко используют ещё и целый ряд дополнительных показателей: коэффициент пластичности; эффективную вязкость при скорости сдвига равной 100 с^{-1} ; асимптотическую вязкость или эффективную вязкость при полностью разрушенной структуре (при скорости сдвига равной 10000 с^{-1}).

Коэффициент пластичности бурового раствора ($KП$, с^{-1}) определяется величиной отношения динамического напряжения сдвига к пластической вязкости:

$$KП = \tau_0 / \eta. \quad (4.17)$$

С ростом коэффициента пластичности увеличивается транспортирующая способность потока, а также гидродинамическое давление струй бурового раствора, выходящих из насадок долота, что обеспечивает более эффективное разрушение горных пород на забое и рост механической скорости бурения. При этом высокие значения коэффициента пластичности желательны поддерживать за счет снижения пластической вязкости бурового раствора, а не увеличения его динамического напряжения сдвига.

Эффективная вязкость характеризует ту действительную вязкость, которой обладает буровой раствор при скорости сдвига, имеющей место в кольцевом пространстве скважины, в бурильных трубах или в промывочных каналах породоразрушающего инструмента (в насадках долота).

В циркуляционной системе скважины скорость сдвига меняется в очень широких пределах: в бурильной колонне от 100 до 500 с-1, в УБТ от 700 до 3000 с-1; в затрубном кольцевом пространстве от 10 до 500 с-1, чаще всего 100 с-1; в насадках долот от 10 000 до 100 000 с-1.

Эффективная вязкость при скорости сдвига равной 100 с-1 (ЭВ100, Па·с) характеризует вязкость бурового раствора в кольцевом пространстве скважины и является основным показателем, определяющим транспортирующую способность его потока, которая тем выше, чем выше значения ЭВ100.

$$\text{ЭВ}_{100} = k (100)^{n-1} \quad (4.18)$$

Однако с ростом ЭВ100 увеличиваются гидравлические сопротивления при течении бурового раствора в кольцевом пространстве и, соответственно, дифференциальное давление, что ведет к снижению механической скорости бурения и проходки на долото в результате не только удержания частиц разрушенной породы на забое, но и ухудшения условий формирования зоны предразрушения (условий зарождения и развития макро- и микротрещин).

Эффективная вязкость при полностью разрушенной структуре (ЭВ10000) характеризует вязкость бурового раствора в насадках долот и в пескоилоотделителях (гидроциклонах). С уменьшением ЭВ10000 повышается степень очистки забоя скважины от шлама и степень охлаждения вооружения долота, вследствие чего возрастает ресурс его работы и механическая скорость бурения.

Кроме того, с уменьшением ЭВ10000 снижается интенсивность обогащения бурового раствора шламом, так как при меньшей вязкости последний легче отделяется в очистных устройствах.

$$\text{ЭВ}_{10000} = k (10000)^{n-1} \quad (4.19)$$

Очевидно, что использование семи показателей (τ_0 , η , k , n , КП, ЭВ100, ЭВ10000) позволяет достаточно всесторонне охарактеризовать реологические свойства и связанные с ними функциональные возможности бурового раствора.

Однако, если на этапе его проектирования это является достоинством, то в процессе эксплуатации бурового раствора, напротив, становится недостатком, так как одновременно контролировать большое число показателей, а главное управлять ими, чрезвычайно сложно.

Турбулентное течение. Течение в трубе перейдет из ламинарного в турбулентное тогда, когда скорость потока превысит определенное критическое значение. Вместо плавного скольжения слоев воды относительно друг друга в потоке возникают локальные изменения скорости и направления перемещения частичек при сохранении общего направления течения параллельно оси трубы. Ламинарный поток можно сравнить с рекой, плавно текущей по равнине, а турбулентный - со стремнинами, когда взаимодействие потока с неровностями дна вызывает образование вихрей и местных токов (рисунок 4.12).

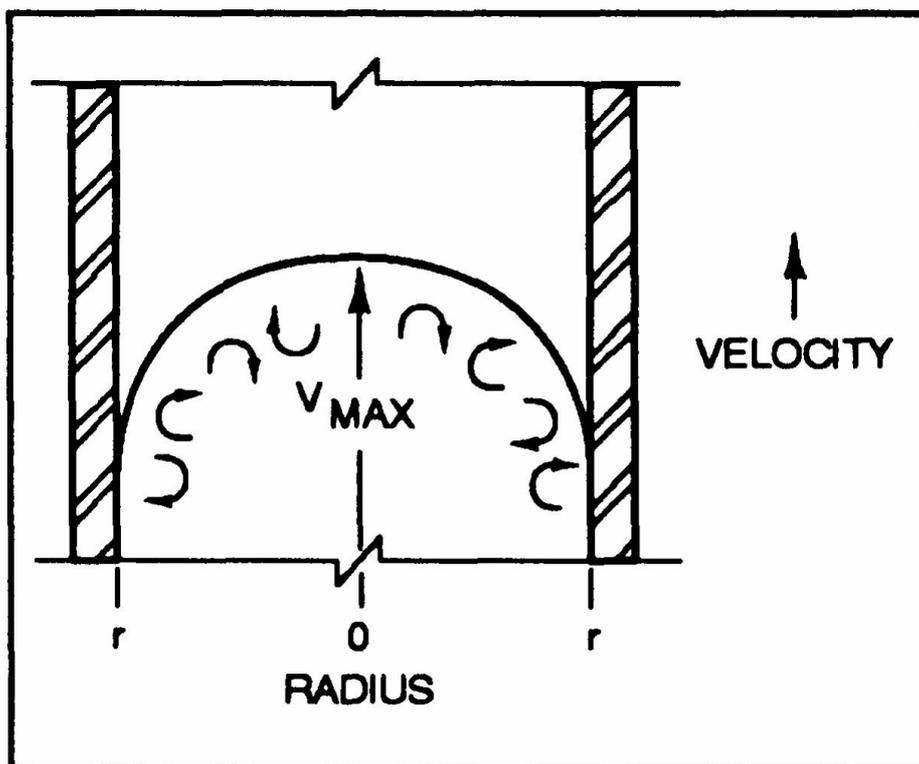


Рисунок 4.12 - Двухмерный профиль скорости турбулентного потока в трубе с Ньютонской жидкостью

Критическая скорость, при которой происходит турбулизация потока, уменьшается с увеличением диаметра трубы, с повышением плотности и уменьшением вязкости. Она выражается безразмерным параметром - числом Рейнольдса.

Число Рейнольдса учитывает главные показатели потока в трубе: диаметр трубы, среднюю скорость жидкости, плотность жидкости и ее вязкость. Число Рейнольдса представляется уравнением:

$$Re = (VD\rho)/\mu$$

Рейнольдс показал, что в гладких кольцевых трубах для всех ньютоновских жидкостей и при всех диаметрах труб переход из ламинарного течения в турбулентное происходит, когда число Рейнольдса имеет значение порядка 2000. Однако, турбулентное течение возникает во всей жидкости, когда число Рейнольдса превышает 4000.

Поэтому у Ньютонских жидкостей ламинарное течение определяется числом Рейнольдса равным 2000 и ниже. Турбулентное течение определяется числом Рейнольдса, равным 4000 или более. Переходный режим определяется числом Рейнольдса от 2000 до 4000.

Потери давления жидкости при ее турбулентном течении в трубе конкретной длины зависят от инерциальных факторов. На них мало влияет вязкость жидкости. Эти потери давления возрастают пропорционально квадрату скорости с увеличением плотности, безразмерного параметра - коэффициента трения Фэннинга, который является функцией числа Рейнольдса, и шероховатости стенки трубы.

Непрерывность потока. Многие гидравлические расчеты требуют использования скорости жидкости. Важно представлять различие между

расходом (объемной скоростью) и скоростью жидкости. Рассмотрим поток жидкости в трубе при постоянном расходе Q , как это показано на рисунке 4.13.

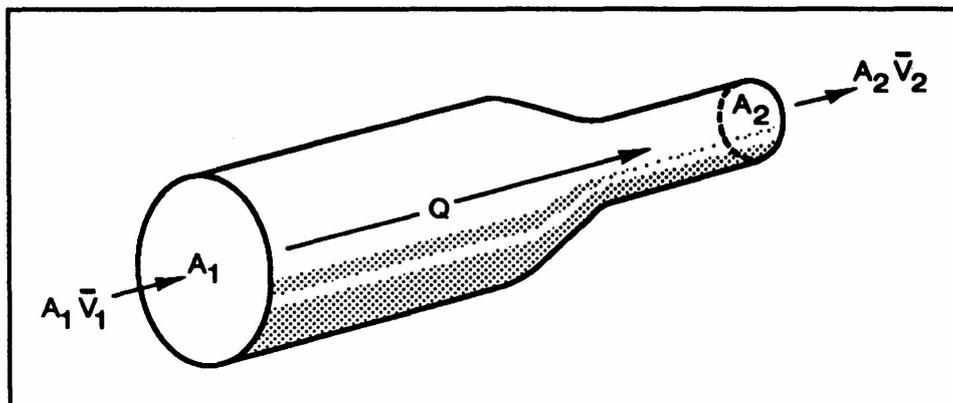


Рисунок 4.13 - Непрерывность потока: Скорость жидкости обратно пропорциональна площади поперечного сечения в направлении потока

Поскольку буровые растворы почти несжимаемы, объемная скорость потока жидкости, поступающей в трубу, должна быть равна ее объемной скорости на выходе из трубы. Это основной принцип непрерывности потока. Важным результатом этого принципа является то, что, при постоянном расходе, скорость жидкости обратно пропорциональна площади, через которую она проходит. Другими словами, если площадь уменьшается, то скорость жидкости должна расти при постоянном расходе.

Реологические свойства буровых растворов оказывают преобладающее влияние на следующие показатели и процессы, связанные с бурением скважин:

- степень очистки забоя скважины от шлама;
- степень охлаждения породоразрушающего инструмента;
- транспортирующую способность потока;
- величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины;
- величину гидродинамического давления на забой и стенки скважины в процессе бурения;
- амплитуду колебаний давления при пуске и остановке насосов, выполнении СПО и проработке скважины с расхаживанием буровой колонны;
- интенсивность обогащения бурового раствора шламом;
- полноту замещения бурового раствора тампонажным в кольцевом пространстве между обсадной колонной и стенками скважины и др.

Идеальный с точки зрения реологии буровой раствор в нисходящем потоке (в буровой колонне, гидравлическом забойном двигателе, насадках долота), на забое и в очистных устройствах должен обладать вязкостью, близкой к вязкости воды, а в восходящем потоке иметь вязкость, необходимую и достаточную для транспортирования шлама на поверхность без аккумуляции его в скважине.

Желательные пределы изменения значений показателей реологических свойств бурового раствора, позволяющие характеризовать его по всему выделенному комплексу показателей как отличный, хороший и

удовлетворительный представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1
Желательные пределы изменения значений показателей реологических свойств бурового раствора

Оценка качества	h , мПа \times с	t_0 , дПа	КП, с $^{-1}$
отлично	3 - 6	15 - 30	> 500
хорошо	6 - 10	20 - 50	350 - 500
удовлетворительно	10 - 15	20 - 50	200 - 350

В настоящее время в отечественной инженерной практике для реометрии буровых растворов наиболее широко используется ротационный вискозиметр ВСН-3. Для оперативной оценки реологических свойств буровых растворов в нашей стране используют вискозиметр ВБР-1.

4.3.1 Определение динамического напряжения сдвига, пластической и эффективной вязкости

Чтобы установить характер зависимости между касательными напряжениями и скоростями сдвига и определить значения показателей реологических свойств промывочных жидкостей, используют наиболее простые формы движения: установившееся ламинарное (слоистое) течение жидкости вдоль оси цилиндрической трубы или тангенциальное течение между двумя коаксиальными (соосными) цилиндрами, т.е. течения, при которых линии тока - прямые линии или концентрические окружности. Подобные течения реализуются в специальных приборах, называемых соответственно капиллярными и ротационными вискозиметрами, последние из которых используются гораздо чаще. Их описание приведено в разделе 4.2.

Динамическое напряжение сдвига τ_0 (дПа) - величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению.

Пластическая (структурная) вязкость $\eta_{пл}$ (Па \cdot с) - условная величина, показывающая долю эффективной вязкости, которая возникает вследствие структурообразования в потоке бурового раствора.

Эффективная (кажущаяся) вязкость $\eta_{эф}$ (Па \cdot с) - величина, косвенно характеризующая вязкостное сопротивление бурового раствора при определенной скорости сдвига.

4.3.1.1 Определение $\eta_{пл}$, τ_0 , $\eta_{эф}$ на ротационном вискозиметре ВСН-3

Порядок работы:

- перемешивают буровой раствор при частоте вращения наружного цилиндра 600 об/мин;
- используют лишь две частоты вращения цилиндра: 600 и 300, или 400 и 200 об/мин для получения значений $\phi_{1,2}$ и $n_{1,2}$.

Расчет пластической вязкости и динамического напряжения сдвига производят по следующим формулам:

для пружины № 2:

при использовании частоты вращения 600 и 300 об/мин:

$$\eta_{\text{пл}} = \varphi_2 - \varphi_1, \quad (4.20)$$

$$\tau_0 = 3 (\varphi_1 - \eta_{\text{пл}}), \quad (4.21)$$

при использовании частоты вращения 400 и 200 об/мин:

$$\eta_{\text{пл}} = 1,5 (\varphi_2 - \varphi_1), \quad (4.22)$$

$$\tau_0 = 3\varphi_1 - 2\eta_{\text{пл}} \quad (4.23)$$

Эффективная вязкость $\eta_{\text{эф}}$, мПа·с, вычисляют по формуле:

$$\eta_{\text{эф}} = \frac{A \cdot \varphi_1}{600}, \quad (4.24)$$

где: А - константа вискозиметра ВСН-3 (в паспорте к прибору);
 φ_1 - показание шкалы вискозиметра ВСН-3.

4.3.1.2 Определение $\eta_{\text{пл}}$, τ_0 , $\eta_{\text{эф}}$ на 8- и 12-скоростном вискозиметре FANN

Для определения показателей реологических свойств промывочных жидкостей, в том числе и при высоких температурах, используют ротационные вискозиметры, выпускаемые в основном американской компанией Fann Instrument: FANN HC 34A и 34A; FANN 35A и 35SA; FANN 35A / SR12 и 35SA/SR12; FANN 70 НТНР. Измерительные узлы перечисленных вискозиметров подобны используемым в отечественных приборах типа ВСН. Различные модели вискозиметров FANN отличаются приводом (ручной, электрический); числом частот вращения наружного цилиндра (гильзы) и, соответственно, диапазоном скоростей сдвига; температурами и давлениями, реализуемыми в ходе реометрических измерений; способами регистрации измеряемых величин.

В промышленной практике наибольшее распространение получили двухскоростные (300 и 600 мин⁻¹) вискозиметры FANN HC 34A и 34A, первый из которых имеет ручной привод, а второй - электропривод, запитываемый от батареи напряжением 12 В. Основные характеристики измерительного узла этих вискозиметров (R = 18,415 мм; r = 17,245 мм; «K» = 0,511 Па/град) позволяют при принятых в США единицах измерения легко определять значения пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и эффективной (кажущейся) вязкости при скорости сдвига, равной 1022 с⁻¹, непосредственно по данным об углах поворота шкалы прибора при стандартных частотах вращения, в связи с чем, их называют вискозиметрами с прямым отсчетом.

Порядок работы:

- помещают свежеперемешанную пробу бурового раствора в подходящий сосуд;
- опускают корпус ротора в раствор до нанесенной отметки, регулируя глубину погружения платформой, и затягивают стопорный винт, чтобы зафиксировать это положение;
- подключают вискозиметр к электросети;

- устанавливают переключатель скорости в положение "STIR" (перемешивание) несколько секунд;
- устанавливают переключатель скорости в положение 600 об/мин;
 - через несколько секунд, когда показатели на шкале достигнут постоянного значения, совмещают на одном уровне шкалу с риской и записывают как показания при 600 об/мин;
 - устанавливают переключатель скорости в положение 300 об/мин и фиксируют показание прибора.

Пластическую вязкость $\eta_{пл}$, сПз, вычисляют по формуле:

$$\eta_{пл} = \varphi_{600} - \varphi_{300}, \quad (4.25)$$

где: φ_{600} , φ_{300} - значения углов поворота шкалы вискозиметра при частотах вращения гильзы, соответственно равных 600 и 300 мин-1, град.

Динамическое напряжение τ , дПа, сдвига вычисляют по формуле:

$$\tau = (\varphi_{300} - \eta_{пл}) \cdot 4,8 \quad (4.26)$$

где: φ_{300} - показания прибора при 300 об/мин;

$\eta_{пл}$ - пластическая вязкость;

4,8 - коэффициент пересчета фунт/100 футов² в дПа.

Кажущуюся вязкость, η_k , сПз, (или эффективную вязкость при 600 об/мин) вычисляют по формуле:

$$\eta_k = \varphi_{600} / 2, \quad (4.27)$$

Если показания прибора требуется снимать при всех значениях скорости вращения ротора, замеры всегда начинают от больших значений скорости вращения к меньшей.

В нашей стране результаты отсчетов при тех же частотах вращения гильзы вискозиметра ВСН-3 (300 и 600 мин-1) используют для приближенной оценки значений показателей реологических свойств промывочных жидкостей в процессе бурения. Используемые при этом расчетные формулы имеют следующий вид:

- для вязкопластичных промывочных жидкостей

$$\eta = K_1 (\varphi_{600} - \varphi_{300}), \text{ Па с} \quad (4.28)$$

$$\tau_0 = K_2 (\varphi_{300} - K_3 \cdot \eta), \text{ Па} \quad (4.29)$$

где K_1 , K_2 , K_3 - константы, зависящие от упругости пружины вискозиметра.

- для псевдопластичных промывочных жидкостей:

$$\eta = 3,321g \cdot (\varphi_{600} - \varphi_{300}), \quad (4.30)$$

$$k = \frac{K \cdot \varphi_{300}}{C^{-n}}, \quad (4.31)$$

где $C = 1,59 \cdot 10^2 / [1 - (r/R)^2]$; j_{300} , j_{600} - средний (по 2-3 параллельным измерениям) угол поворота шкалы прибора при частоте вращения гильзы соответственно 300 и 600 мин-1, град.

Вискозиметры FANN 35A и 35SA имеют шесть частот вращения гильзы (3, 6, 100, 200, 300, 600 мин⁻¹), а FANN 35A / SR12 и 35SA / SR12 - двенадцать (0,9; 1,8; 3; 6; 30; 60; 90; 100; 180; 200; 300; 600 мин⁻¹). Основные характеристики измерительного узла вискозиметров серии 35 аналогичны указанным выше для вискозиметров серии 34. При этом частота 3 мин⁻¹ используется для определения статического напряжения сдвига после выдержки пробы промывочной жидкости в покое в течение 10 и 600 с, что соответствует стандарту Американского нефтяного института (API). Максимальная температура промывочной жидкости, исследуемой с помощью вискозиметров серии 35, может достигать 93,3°C. Нагрев пробы промывочной жидкости до требуемой температуры осуществляется непосредственно в стакане вискозиметра с помощью специального съемного нагревательного блока.

Вискозиметр FANN 70 НТНР служит для определения реологических и структурно-механических свойств промывочных жидкостей при более высоких температурах (до 260 °С) и давлениях до 20 МПа.

Совокупность значений, полученная по результатам реометрических измерений с помощью того или иного ротационного вискозиметра, может быть аппроксимирована любой из известных реологических моделей, описывающих связь $t_0 = \tau(\gamma)$.

4.3.2 Определение условной вязкости вискозиметром ВБР-1

Условная вязкость - величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению. В нашей стране условная вязкость (УВ, с) определяется временем истечения 500 см³ промывочной жидкости через вертикальную трубку 2 вискозиметра ВБР-1 из воронки 1, заполненной 700 см³ промывочной жидкости (рисунок 4.13). В состав ВБР-1 также входят мерная кружка 3 и сетка 4.

Техническая характеристика ВБР-1.

Постоянная вискозиметра (время истечения 500 см ³ дистиллированной воды при температуре 20 ± 5 °С), с.....	15
Абсолютная погрешность постоянной вискозиметра, с.....	±0,5
Диаметр отверстия трубки, мм.....	5
Длина трубки вискозиметра, мм.....	100
Вместимость при температуре (20 ± 5) °С, см ³ :	
-воронки вискозиметра.....	700
-мерной кружки.....	500

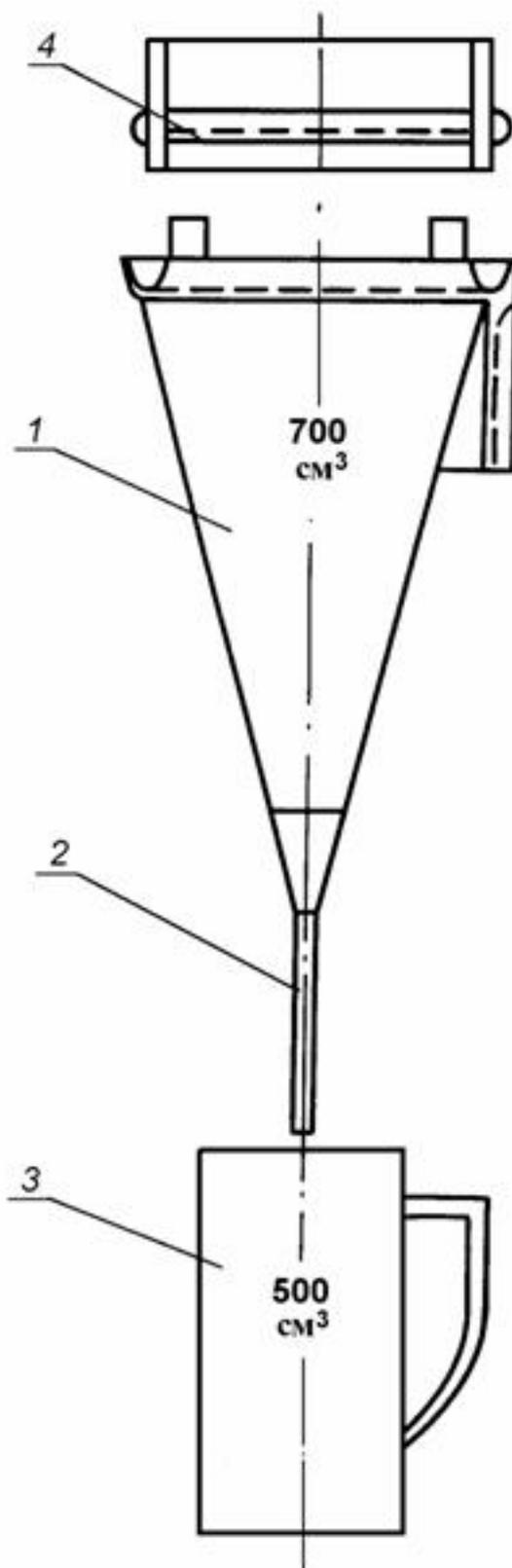


Рисунок 4.13 - Вискозиметр ВБР-1

Порядок работы:

- промывают воронку вискозиметра водой;
- закрывают отверстие трубки снаружи и наливают в воронку через сетку предварительно перемешанный испытуемый раствор в количестве 700 см^3 ;
- подставив мерную кружку под трубку вискозиметра, открывают отверстие трубки, одновременно включая секундомер;
- в момент заполнения кружки раствором до краев останавливают секундомер;
- значение условной вязкости вычисляют как среднеарифметическое из трех последовательных измерений, отличие между которыми не должно быть более 2 секунд;
- после каждого использования вискозиметр промывают водой.

Проверку водного числа вискозиметра производят по времени истечения чистой пресной (или дистиллированной) воды объемом 500 см^3 при температуре $(20 \pm 5) \text{ }^\circ\text{C}$. Время истечения должно быть равным $(15 \pm 0,5) \text{ с}$. Если значение будет больше $15,5 \text{ с}$, то трубку вискозиметра прочищают, если меньше $14,5$ - вискозиметр заменяют.

При определении условной вязкости в лабораторных условиях в воронку наливают 200 см^3 раствора и фиксируют время истечения 100 см^3 . Полученное значение $T=200/100$ умножают на 4.

4.3.3 Определение условной вязкости с помощью воронки Марша;

Воронка Марша представляет собой конус диаметром 15 см и высотой $30,5 \text{ см}$, с латунной трубкой на конце длиной $5,08 \text{ см}$ и диаметром $0,48 \text{ см}$. Емкость воронки - 1500 см^3 , кружки 946 см^3 . Половина верхней части воронки оснащена сеткой с размером отверстий 10 меш для очистки бурового раствора от посторонних включений и выбуренного шлама (рисунок 4.14).



Рисунок 4.14 - Воронка Марша

Порядок работы:

- держа воронку в вертикальном положении, закрывают пальцем отверстие снаружи;
- наливают через сетку, в воронку перемешанную пробу раствора до уровня сетки;
- убирают палец от отверстия и измеряют время истечения 950см³;
- значение условной вязкости рассчитывают как среднеарифметическое из трех последовательных измерений, отличие между которыми не должно быть более 2 секунд.

После каждого использования вискозиметр промывают водой.

Калибровку воронки Марша осуществляют по времени истечения чистой пресной воды ($26 \pm 0,5$)с при 21 °С.

4.4 Фильтрационные и коркообразующие свойства;

Еще одно важное требование, предъявляемое к промывочной жидкости, - наличие у нее способности изолировать проницаемые пласты, вскрываемые долотом, путем образования тонкой малопроницаемой фильтрационной корки. При отсутствии такой фильтрационной корки промывочная жидкость будет непрерывно проникать в проницаемый пласт.

Для образования фильтрационной корки необходимо, чтобы промывочная жидкость содержала частицы, размер которых чуть меньше размера поровых отверстий в пласте. Эти частицы, называемые

мостообразующими, перекрывают наружные поры, после того как некоторое число меньших частиц проникнет в поровое пространство пласта. Мостовая перемычка у наружных пор продолжает расти за счет отложения мелких частичек, и через несколько секунд в пласт будет поступать только жидкая фаза промывочной жидкости. Мелкие частицы твердой фазы бурового раствора формируют внутреннюю фильтрационную корку в пристволенной зоне порового пространства. Затем эти частицы откладываются уже непосредственно на стенках скважины и таким образом, формируется наружная фильтрационная корка, через которую в околоствольное пространство поступает только фильтрат промывочной жидкости.

Поступление фильтрата промывочной жидкости в слабосцементированные и рыхлые породы вызывает их дополнительное увлажнение и разупрочнение, что приводит к обвалам, осыпям стенок скважины, частым и длительным проработкам ее ствола и др.

Проникновение фильтрата в продуктивные песчано-глинистые пласты приводит к набуханию входящих в их состав глинистых минералов; образованию нерастворимых осадков, эмульсий и гелей, вызванному взаимодействием фильтрата с пластовыми флюидами, изменению вязкости последних и др. В результате снижается проницаемость пристволенной зоны продуктивного пласта, что затрудняет вызов притока пластового флюида при освоении скважины и существенно снижает ее дебит, особенно в начальный период эксплуатации.

В процессе сооружения скважины проявляются три вида фильтрации:

- статическая, протекающая при отсутствии циркуляции бурового раствора в скважине;
- динамическая, происходящая в условиях циркуляции бурового раствора;
- мгновенная в момент скола породы долотом.

В условиях статической фильтрации, когда буровой раствор неподвижен, скорость фильтрации (объем фильтрата, поступающего на единицу площади пласта в единицу времени) снижается, а толщина фильтрационной корки - увеличивается со скоростью, затухающей во времени (рисунок 4.15).

В условиях динамической фильтрации рост фильтрационной корки ограничен эрозионным (разрушающим) воздействием восходящего потока бурового раствора. Степень эрозии корки зависит от режима течения бурового раствора в кольцевом пространстве (ламинарный, турбулентный) и других факторов.

В момент вскрытия (обнажения) пласта скорость фильтрации высока и фильтрационная корка быстро растет. После того, как скорость роста корки становится равной скорости ее эрозии (разрушения), толщина корки и скорость фильтрации стабилизируются.

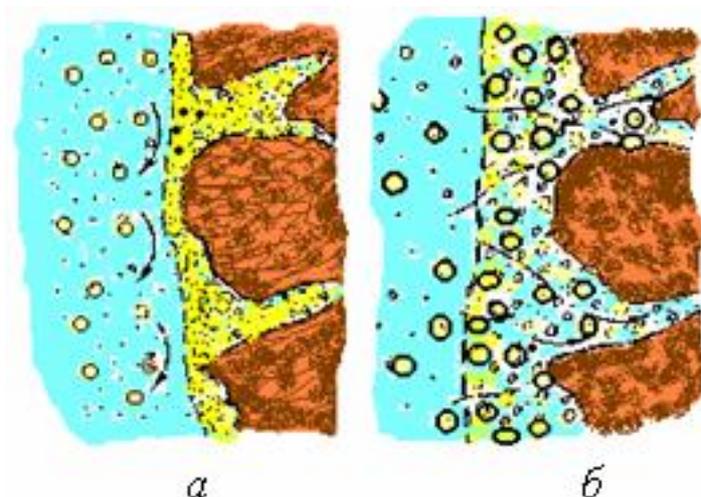


Рисунок 4.15 - Схема образования фильтрационных корок
 а) тонкой фильтрационной корки б) толстой фильтрационной корки

Полностью предупредить фильтрационные потери промывочных жидкостей на водной основе практически невозможно, их можно только минимизировать. Это достигается увеличением в промывочной жидкости доли воды, которая настолько прочно удерживается частицами твердой фазы, что не может быть удалена из промывочной жидкости даже при огромных давлениях; снижением проницаемости образующейся на стенках скважины фильтрационной корки; повышением вязкости фильтрата и, соответственно, повышением сопротивления его движению в поровом пространстве и др.

Для уменьшения фильтратоотдачи промывочных жидкостей в практике бурения используют чаще всего полимеры. Принцип их действия заключается в следующем:

- уменьшение свободного пространства между твердыми частицами в фильтрационной корке, которое занимают молекулы полимера, имеющие достаточно большие размеры;
- повышение вязкости фильтрата;
- уменьшение объема свободной дисперсионной среды (воды) за счет присоединения её молекулами полимера, несущими собственные гидратные оболочки.

Доля связанной воды увеличивается с ростом адсорбционной активности твердой фазы промывочной жидкости и вводимых в нее химических реагентов, а также с повышением концентрации названных компонентов.

Адсорбционная активность глин и органических реагентов, т.е. способность их связывать воду, может быть оценена по величине адсорбции ими метиленовой сини.

Стандартные исследования фильтрационных свойств проводятся при статических условиях, т. к. исследования в динамических условиях занимают много времени и требуют использования сложного, дорогостоящего оборудования. Единственный на сегодняшний день серийно выпускаемый прибор для определения динамической фильтрации (FANN Model 90 Dynamic Filtration System).

Скорость фильтрации и увеличение толщины корки, измеренные в ходе

стандартных исследований на поверхности, лишь приближенно соответствуют фактическим значениям этих показателей в скважинных условиях. Более надежный критерий - проницаемость фильтрационной корки, поскольку она является важнейшим фактором, определяющим как статическую, так и динамическую фильтрацию.

Проницаемость фильтрационной корки зависит от гранулометрического состава твердой фазы промывочной жидкости, а также от электрохимических условий. Обычно чем больше в промывочной жидкости частиц коллоидного размера, тем меньше проницаемость корки. Присутствие в глинистых промывочных жидкостях растворимых солей резко повышает проницаемость фильтрационной корки, но некоторые органические коллоиды позволяют добиться низких проницаемостей корки даже в присутствии насыщенных солевых растворов.

Показатель фильтрации Φ , (см³/30 мин) равен объему фильтрата, прошедшего за 30 мин через фильтрационную корку диаметром 75 мм при определенном перепаде давления ΔP . В нашей стране показатель фильтрации принято измерять с помощью прибора ВМ-6 при $\Delta P = 0,1$ МПа.

Для измерения показателя фильтрации при более высоком перепаде давления используют фильтр-пресс ФЛР-1. Создаваемый в нем перепад давления равен 0,7 МПа, что является стандартной величиной при измерении показателя фильтрации в зарубежной практике.

Однако известно, что скорость фильтрации к перепаду давления значительно менее чувствительна, чем к температуре. Рост температуры приводит к существенному увеличению скорости фильтрации по нескольким причинам. Так, с увеличением температуры снижается вязкость фильтрата, что вызывает снижение гидравлических сопротивлений при движении фильтрата в поровых каналах фильтрационной корки и пласта, в результате чего увеличивается накопленный объем фильтрата.

Кроме того, с повышением температуры значительно возрастает степень флокуляции частиц твердой фазы промывочных жидкостей, что вызывает увеличение проницаемости формируемых фильтрационных корок.

Высокие температуры вызывают деструкцию понизителей фильтрации (полимеров), что приводит к полной потере их функций и, соответственно, к резкому росту показателя водоотдачи.

В этой связи кроме прибора ВМ-6 и фильтр-пресса ФЛР-1 для измерения величины показателя фильтрации используют еще и установку УИВ-2, позволяющую проводить испытания при температуре до 250 °С и перепаде давления до 5 МПа.

Зарубежные высокотемпературные фильтр-прессы высокого давления в отличие от УИВ-2 имеют гораздо меньшую массу и меньшие габариты, однако при этом создаваемые температура и перепад давления не превышают соответственно 148,9 °С и 3,51 МПа.

4.4.1 Определение показателя фильтрации промывочных жидкостей на приборе ВМ-6

Прибор ВМ-6 (рисунок 4.15, а) состоит из плунжера 1, груза-шкалы 2, цилиндра 3 с свернутой в него втулкой 4, иглы 5, фильтрационного стакана 6, основания 7, пробки 8, резиновой прокладки 9 и бумажного фильтра 10.

В комплект прибора входят бачок для масла емкостью 0,5 л,

обеззоленная фильтровальная бумага или готовые фильтры диаметром 70 мм.

Максимальная водоотдача, которую можно измерить непосредственно на приборах ВМ-6, составляет 40 см^3 за 30 мин. Для того чтобы можно было измерить больший показатель, к прибору прилагаются бланки с двойной логарифмической сеткой. Зависимость водоотдачи от времени на такой сетке выражается прямой линией (рисунок 4.16, б).

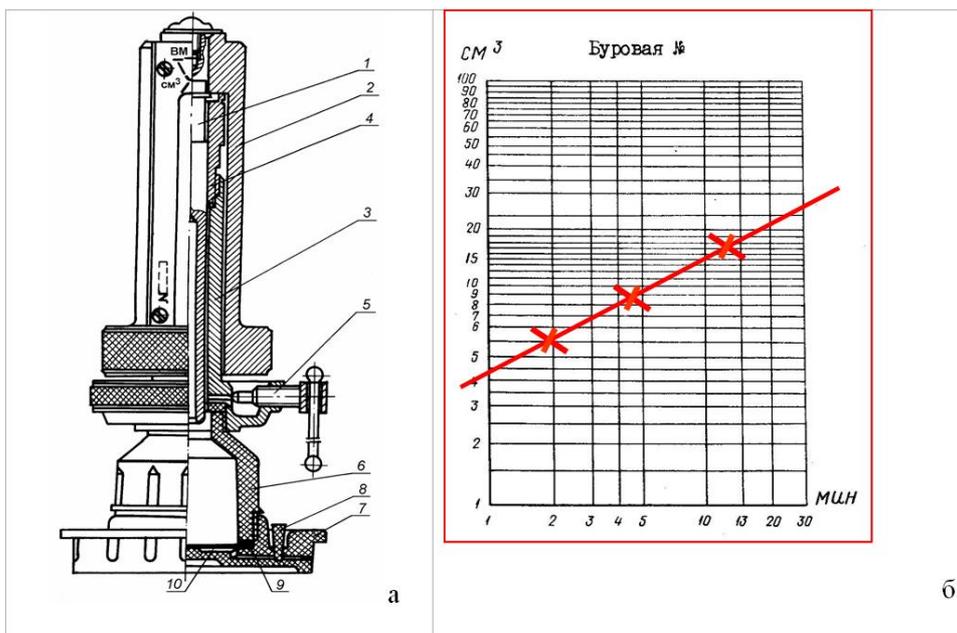


Рисунок 4.16 - Схема прибора ВМ-6 (а) и бланк с двойной логарифмической сеткой (б)

Техническая характеристика ВМ-6:

- Предел измерения показателя фильтрации за 30 мин при диаметре фильтра 75 мм, см^3 40
- Цена деления шкалы, см^3 1
- Погрешность измерения, см^3 $\pm 0,5$
- Давление фильтрации, МПа 0,1
- Фактический диаметр фильтра, мм 53
- Объем пробы промывочной жидкости, см^3 100

Порядок работы:

- смачивают кружок фильтровальной бумаги диаметром 75 мм водой, кладут его на дно поддона, сверху кладут резиновую прокладку и накручивают стакан;
- отверстие в поддоне закрывают пробкой;
- заливают исследуемый буровой раствор в стакан объемом 120 см^3 , не доливая до края на 3-4 мм;
- навинчивают напорный цилиндр с закрытым игольчатым клапаном на стакан, сверху наливают машинное масло;
- вставляют плунжер в цилиндр (для создания давления 0,1 МПа), и, приоткрыв спускную иглу, легким вращением подводят нулевое деление на шкале к отсчетной риске на втулке цилиндра;

- закрывают спускной игольчатый клапан, открывают отверстие в поддоне, вынув пробку, и одновременно включив секундомер. При открытии отверстия может произойти резкое опускание плунжера на определенную величину («скачок»). Значение «скачка» необходимо вычесть из полученного по шкале значения показателя фильтрации;

- через 30 минут делают отсчет по шкале (глаз должен находиться на уровне отсчетной риски), открывают спускную иглу, выпускают масло и опустившийся плунжер вынимают из цилиндра;

- игольчатый клапан закрывают, цилиндр отворачивают, масло сливают;

- раствор выливают, отвинчивают стакан и достают фильтрационную корку. Измеряют толщину фильтрационной корки.

Если пренебречь небольшой ошибкой при значениях времени, близких к нулю, то в условиях статической фильтрации промывочной жидкости через фильтровальную бумагу объем фильтрата пропорционален корню квадратному из времени фильтрации

$$\Phi_{30} - \Phi_0 = (\Phi_t - \Phi_0)[(30)^{0,5}/(t)^{0,5}] \quad (4.32)$$

где: Φ_t - величина показателя фильтрации по истечению t минут с момента начала фильтрации, см³;

Φ_0 - величина ошибки при значениях времени, близких к нулю, см³;

Φ_{30} - величина показателя фильтрации за стандартное время замера, равное 30 мин, см³.

Ошибка при значениях времени, близких к нулю, возникает в результате способности мельчайших частиц твердой фазы промывочной жидкости проходить через фильтровальную бумагу, прежде чем произойдет закупоривание ее пор. При измерениях это проявляется в скачке показаний прибора ВМ-6 от нуля до определенного значения, которое называют мгновенной фильтрацией Φ_0 , (см³). После этого через фильтровальную бумагу проникает только фильтрат.

Использование зависимости (4.32) в практических целях позволяет существенно ускорить процесс определения показателя фильтрации. Так, если принять $t = 7,5$ мин, то $\Phi_{30} = 2 \cdot \Phi_{7,5}$. Таким образом, для приближенной оценки показателя фильтрации за стандартное время замера Φ_{30} достаточно взять отсчет по шкале прибора ВМ-6 через 7,5 мин с момента начала фильтрации и умножить его на два.

Для определения показателя фильтрации, значения которого выходят за пределы шкалы прибора ВМ-6, а также для прогнозирования величины показателя фильтрации по любому произвольному значению времени с момента начала фильтрации можно воспользоваться следующей формулой, вытекающей из формулы (4.32)

$$\Phi_{30} = \Phi_t [5,477/(t)^{0,5}] \quad (4.33)$$

При этом следует помнить, что условия образования фильтрационной корки при любом ускоренном способе определения показателя фильтрации по времени не соответствуют стандартным, в связи с чем ее количественная и качественная характеристики не являются показательными.

4.4.2 Определение показателя фильтрации промывочных жидкостей на приборе Фильтр-пресс ФЛР-1

Фильтр-пресс ФЛР-1 (рисунок 4.17) состоит из фильтрационного стакана 1, крышки 2 с отверстием, сетчатого фильтра 3, баллона 4 с инертным газом давлением до 15 МПа, редуктора 5 для снижения давления от 15 до 0,7 МПа, регулировочного винта 6, манометров низкого и высокого давлений, перепускного клапана 7 с винтом 8 и измерительного цилиндра 9.

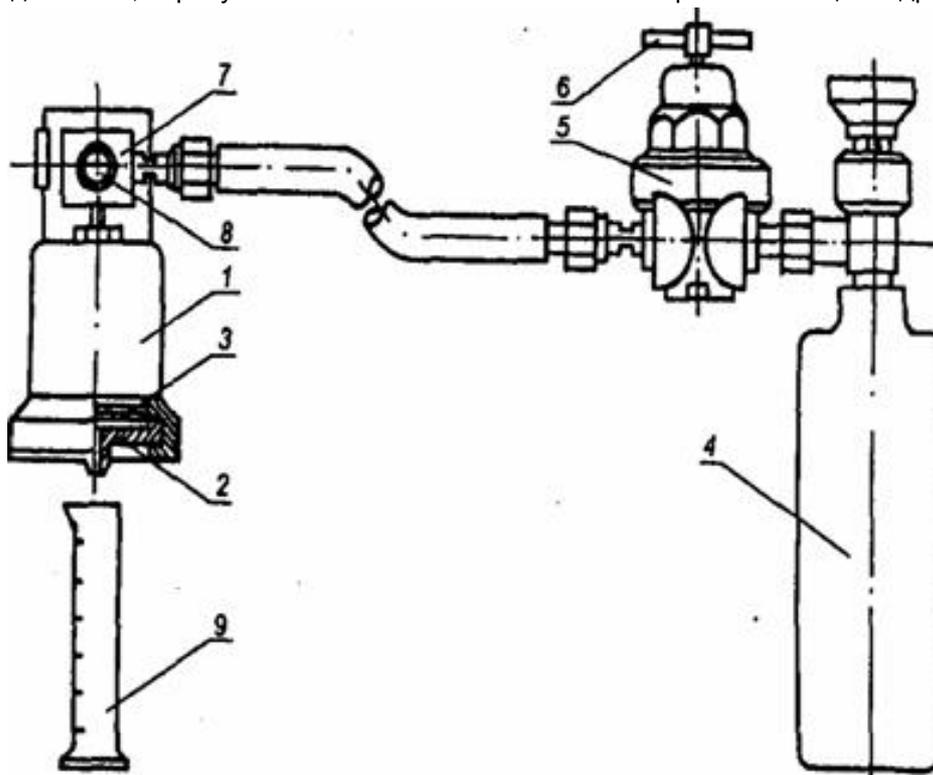


Рисунок 4.17 - Фильтр-пресс ФЛР-1

Техническая характеристика ФЛР-1:

Предел измерения показателя фильтрации за 30 мин при диаметре фильтра 75 мм, см ³	120
Погрешность измерения, см ³	± 0,5
Давление фильтрации, МПа.....	0,7
Фактический диаметр фильтра, мм	53
Объем пробы ПЖ, см ³	150

Порядок работы:

- заливают в стакан предварительно перемешанную пробу промывочной жидкости, устанавливают уплотнительное кольцо, на него кладут подготовленный бумажный фильтр, затем сетчатый фильтр.
- закрывают стакан крышкой и устанавливают его в рабочее положение поворотом на 90 град.
- под отверстие в крышке стакана ставят измерительный цилиндр объемом 10 или 50 см³ в зависимости от предполагаемой скорости фильтрации.
- открывают вентиль баллона и поворотом регулировочного винта

редуктора по часовой стрелке устанавливают давление на выходе из редуктора 0,7 МПа.

- отворачивают винт перепускного клапана на 3,5 оборота и одновременно включают секундомер.

- через 30 мин убирают из-под стакана измерительный цилиндр и определяют количество фильтрата, умножив его на два, так как площадь фильтрации ФЛР-1 в два раза меньше площади стандартного фильтра диаметром 75 мм.

4.4.3 Определение показателя фильтрации на фильтр - прессе АРІ

Фильтрационные характеристики бурового раствора и способность формировать стенки скважины определяют с помощью фильтра - пресса (рисунок 4.18).



Рисунок 4.18 - Фильтр-пресс АНИ

Порядок работы:

- устанавливают камеру вверх дном (широким открытым концом вверх) и заполняют ее свежеперемешанным буровым раствором, не доходя до верхнего края 1/4 дюйма (0,6 см).

- затем накрывают сухим бумажным фильтром (если используется импортная бумага ватман N 50 - один кружок, отечественная бумага - два кружка) и закрывают крышкой;

- переворачивают собранный прибор вертикально и укрепляют в держателе;

- помещают чистый сухой градуированный цилиндр под выходное отверстие и открывают впускной клапан;

- создают в фильтрационной камере давление 100 фунтов/дюйм² (0,7 МПа) и фильтруют в течение 30 минут;

- через 30 минут сбрасывают давление, закрывают впускной клапан и измеряют объем собранного фильтрата в см³. По стандарту АНИ при использовании мини фильтра - пресса объем собранного фильтрата умножается на 2. Измеряют толщину фильтрационной корки.

При замере показателя фильтрации на мини фильтре - прессе для перевода к Российскому стандарту (для прибора ВМ-6) значение фильтрации умножается на 0,8.

При замере на фильтре-прессе полной площади значение фильтрации делится на 2 и умножается на 0,8 (или умножается на 0,4).

4.4.4 Определение фильтрации при повышенных температурах и давлениях;

Для измерения используют специально сконструированный высокотемпературный фильтр-пресс высокого давления фирмы "BAROID" (рисунок 4.19). Фильтр-пресс состоит из термостатированной печи с диапазоном температур 190-5700F (88-2990C), ячейки объемом 500 см³ и блока давления с максимальным рабочим давлением 1600 psi (11,33 МПа).



Рисунок 4.19 Фильтр-пресс высокого давления и температуры

Порядок работы:

- до проведения испытаний подключают нагревательную печь к источнику переменного тока напряжением 220 В;
- помещают металлический термометр в гнездо и доводят температуру до необходимого значения;
- при достижении температуры, заданной с помощью регулятора термостата, загорается сигнальная лампочка;
- камеру (ячейку) собирают с нижней части. Для этого необходимо установить резиновое уплотнительное кольцо в корпус ячейки, затем бумажный фильтр, вновь уплотнительное кольцо и закрыть крышкой;

- затягивают фиксирующие винты в корпусе камеры, завинчивают нижний (выпускной) клапан до упора;
- заполняют камеру предварительно нагретой свежеперемешанной пробой бурового раствора ($\approx 105 \text{ см}^3$) до уровня не менее 2,54 см от крышки, с учетом возможного расширения бурового раствора при нагревании;
- порядок сборки верхней части камеры аналогичен сборке нижней части;
- опускают ячейку в нагревательную печь и помещают ее на установочный штифт на дне печи. Верхний и нижний клапаны должны быть закрыты;
- ячейку разогревают в течение 30 минут;
- устанавливают блок давления на выпускной клапан и фиксируют его стопорным штифтом;
- отворачивают от блока давления обойму для баллончика и вставляют в нее баллончик с CO_2 ;
- наворачивают обойму обратно на блок и затягивают ее до прокола баллончика;
- отворачивают винт регулятора с Т-образной рукояткой и устанавливают необходимое давление. Для определения фильтрации при температурах до 1900F (880C) на манометре устанавливают давление 500 psi (3,54 МПа);
- помещают цилиндр под выпускной клапан и отворачивают его приблизительно на половину оборота для начала фильтрации. Фильтрат отбирают в течение 30 минут, поддерживая заданные значения температуры и давления с максимально возможной точностью;
- после окончания испытания закрывают оба клапана - впускной и выпускной;
- освобождают винт регулятора с Т-образной рукояткой, затем сбрасывают давление из коллектора с помощью спускного крана;
- вынимают фиксирующий штифт и снимают блок давления;
- вынимают камеру из печи и дают остыть или охлаждают ее в воде;
- медленно ослабляют верхний клапан и сбрасывают давление в камере;
- освобождают винты, фиксирующие крышку, и снимают ее покачивающими движениями. После освобождения ячейки от раствора снимают нижнюю крышку.

Для получения точного значения объема фильтрата по стандарту АНИ требуется удвоение собранного за 30 минут объема фильтрата.

4.4.5 Определение толщины и проницаемости фильтрационной корки

Для измерения толщины фильтрационной корки можно использовать прибор ВИКА ИВ-2, металлическую линейку с миллиметровыми делениями и предпочтительнее всего штангенциркуль с глубиномером.

Порядок измерения толщины фильтрационной корки рассмотрим на примере прибора ВИКА ИВ-2 (рисунок 4.20), который состоит из основания 1, стойки 2, в гнезде которой свободно перемещается шток 3, шкалы с миллиметровыми делениями 4, винта 5, держателя 6, указателя 7, пружинного рычага 8 и пестика 9.

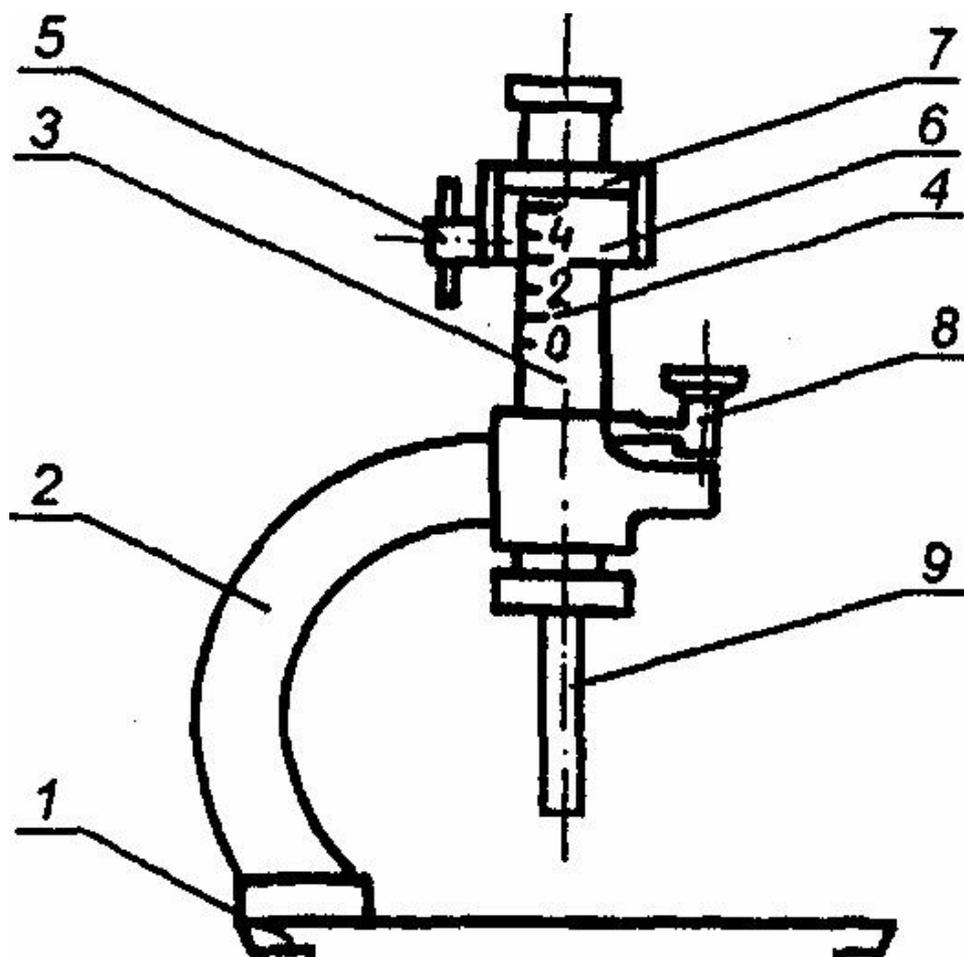


Рисунок 4.20 - Прибор ВИКа

Порядок работы

- поверхностные слои фильтрационной корки, полученной в процессе определения показателя фильтрации прибором ВМ-6 или фильтр-прессом ФЛР-1, смывают слабой струей воды, после чего кладут на стеклянную пластинку и вместе с ней - на основание прибора ИВ-2.

- устанавливают переместить держатель до совпадения указателя с нулем шкалы;

- приводят пестик в соприкосновение с поверхностью фильтрационной корки. Затормозив шток пружинным рычагом, снимают отсчет по шкале прибора.

- измеряют толщину корки в шести точках и вычисляют среднее значение.

4.4.6 Определение проницаемости фильтрационной корки;

Проницаемость фильтрационной корки является основным параметром, от которого зависит скорость статической и динамической фильтрации. Проницаемость можно определить с помощью прибора ВМ-6. Для этого после окончания процесса измерения на ВМ-6 показателя фильтрации, осторожно, не повредив фильтрационную корку, стакан прибора промывают

дистиллированной водой. Завершив, таким образом, подготовку прибора к работе, в фильтрационный стакан осторожно заливают дистиллированную воду, заранее измерив ее температуру, собирают прибор и выполняют те же действия, что и при определении показателя фильтрации, или же измеряют время, за которое груз-шкала опустится до определенного деления.

Проницаемость фильтрационной корки в нм^2 ($1 \text{ нм}^2 = 10^{-18} \text{ м}^2$) находится из уравнения (34), приведенного к следующему виду:

$$k = \frac{(V \cdot \delta \cdot \mu) \cdot 10^6}{\Delta p \cdot F \cdot t} \quad (34)$$

где k - проницаемость фильтрационной корки, нм^2 ;

V - объем дистиллированной воды в см^3 , прошедшей через фильтрационную корку за время t , с;

δ - толщина фильтрационной корки, мм;

μ - вязкость, дистиллированной воды при температуре опыта, $\text{мПа}\cdot\text{с}$;

Δp - перепад давления, МПа;

F - площадь фильтрационной корки, мм^2 .

4.5 Электрохимические свойства

К общепринятым показателям электрохимических свойств буровых растворов на водной основе относятся: водородный показатель (рН); удельное электрическое сопротивление (УЭС, $\text{Ом}\cdot\text{м}$).

Водородный показатель характеризует концентрацию в буровом растворе ионов водорода $[\text{H}^+]$ (степень кислотности или щелочности буровых растворов на водной основе):

$\text{pH} = 7$ - нейтральная среда;

$7 < \text{pH} \leq 14$ - щелочная среда;

$1 \leq \text{pH} < 7$ - кислая среда.

Степень кислотности или щелочности буровых растворов оказывает существенное влияние на проявление ими других свойств. Так, изменяя величину рН, можно изменять реологические и фильтрационные свойства, ингибирующую способность буровых растворов, их седиментационную устойчивость и др.

Величина рН также влияет на растворимость неорганических реагентов (солей) и эффективность действия (форму молекул) полимерных реагентов. При этом оптимальные значения рН находятся, как правило, в диапазоне от 9 до 11.

Однако для щелочных сред с ростом рН увеличивается вероятность:

- нарушений устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми породами, за счет их дополнительного увлажнения в результате интенсификации электроосмотических процессов;
- химического диспергирования (пептизации) глинистых пород, что затрудняет их удаление из бурового раствора, вызывая тем самым рост его плотности, вязкости и статического напряжения сдвига;
- снижения естественной проницаемости продуктивных песчано - глинистых коллекторов из-за уменьшения размеров поровых каналов, обусловленного набуханием глинистой составляющей продуктивных пластов, а также из-за

закупорки этих каналов мигрирующими в них глинистыми частицами.

Для измерения величины рН применяют колориметрический и электрометрический способы.

Колориметрический способ основан на способности некоторых красителей менять свой цвет в зависимости от концентрации ионов водорода и заключается в определении величины рН с помощью индикаторной (лакмусовой) бумаги и эталонных цветных шкал. Этот способ имеет невысокую точность ($\pm 0,5$ ед. рН) и ограниченную область применения (нельзя использовать для измерения величины рН окрашенных жидкостей).

Электрометрический способ, в отличие от колориметрического, универсален и более точен ($\pm 0,01$ ед. рН). В основе его лежит способность некоторых веществ менять электрический потенциал в зависимости от концентрации $[H^+]$. Для электрометрических измерений используют специальные приборы - рН-метры.

4.5.1 Определение водородного показателя электрометрическим методом;

Водородный показатель можно определять при помощи прибора рН-метра (рисунок 4.21). Работа рН-метра основана на преобразовании электродвижущей силы (э.д.с.) электронной системы в постоянный ток, пропорциональный измеряемой величине.



Рисунок 4.21 - рН-метр

Порядок работы:

- рН-метр является чувствительным прибором, поэтому требуется

большая аккуратность при работе с ним;

- включают прибор и калибруют его по буферному раствору (с учетом температуры);
- промывают головку зонда проточной водой или прополаскивают в чистой воде, затем осторожно вытирают сухой тканью;
- испытуемый раствор наливают в химический стакан и погружают в него зонд;
- регистрируют величину рН после того, как показания прибора стабилизируются.

После замера зонд тщательно моют, помещают в дистиллированную воду и выключают прибор.

рН-метр должен калиброваться с помощью буферных растворов перед каждым его применением. Для этой цели имеются буферные растворы с определенным значением рН. При калибровке используют не менее двух видов раствора. Для получения наилучших результатов прибор должен калиброваться с таким буферным раствором, значение рН которого близко к значению рН исследуемой пробы. Перед проведением измерения электрод должен находиться в буферном растворе в течение 5 минут.

Порядок работы:

- тщательно прополаскивают зонд дистиллированной водой;
- в буферный раствор, приготовленный согласно инструкции, с $\text{pH} = 7,0$ опускают зонд. Прибор должен показывать $\text{pH} = 7,0 \pm 0,3$ без регулировки;
- повторить то же самое, используя буферные растворы с рН меньше и больше 7,0;
- если прибор выдерживает проверку при переходе от одного буферного раствора к другому, то можно считать, что он находится в хороших рабочих условиях.

4.5.2 Определение удельного электрического сопротивления

Удельное электрическое сопротивление (УЭС, Ом·м) - величина, определяемая сопротивлением бурового раствора проходящему через него электрическому току, отнесенным к единице поперечного сечения и длины пробы бурового раствора, заключенной в ячейке определенной конфигурации.

При проведении геофизических исследований в скважинах (ГИС), в частности, электрокаротажа, измерение УЭС буровых растворов, их фильтрата и фильтрационных корок - стандартная и обязательная процедура.

Для обеспечения возможности правильной интерпретации результатов электрокаротажа, одной из задач которого является определение степени минерализации пластовых вод, УЭС бурового раствора при температуре, имеющей место в скважине, должно быть не менее 0,2 Ом·м.

Снижение значения удельного электрического сопротивления ниже регламентируемой величины возможно при значительном содержании в буровом растворе солей, в частности, KCl , CaCl_2 , NaCl и др.

В этой связи при разработке и эксплуатации ингибированных буровых растворов регламентирование и контроль величины УЭС являются обязательными.

В буровой практике для измерения величины удельного электрического сопротивления используется полевой резистивиметр РП-1.

Измеритель удельного сопротивления фирмы "Бароид" - это электрический измерительный прибор на транзисторах для измерения удельного сопротивления жидкостей, жидкого цементного теста или полутвердых веществ с удельным сопротивлением в диапазоне от 0,01 до 10 Ом·м.

Прибор снабжен шкалой прямого отсчета. Для пробы предназначена прозрачная ячейка из плексигласа. Термометр для измерения температуры вмонтирован в тело ячейки и является её составной частью.

Порядок работы:

- заполняют ячейку жидкостью при помощи резиновой груши. Чтобы удалить все пузырьки воздуха и смочить поверхность ячейки вливают и выливают жидкость два-три раза. Ячейка должна быть заполнена максимально;

- присоединяют ячейку к измерителю удельного сопротивления;

- нажав черную кнопку, подрегулировать отклонение стрелки прибора до верхнего деления шкалы (ADJ);

- держа черную кнопку нажатой, нажимают красную кнопку;

- прибор показывает удельное сопротивление жидкости. При исследовании бурового раствора может оказаться необходимым перед снятием показаний выждать 3-5 минут после заполнения ячейки раствором, чтобы ячейка и раствор достигли состояния температурного равновесия;

- регистрируют измеренное удельное сопротивление и температуру ячейки;

- извлекают ячейку и моют дистиллированной водой. Чтобы удалить те частицы бурового раствора, которые не удастся смыть водой, можно использовать "ершик".

С помощью номограммы можно преобразовать сопротивление в концентрацию соли (NaCl). Номограмму можно использовать для определения сопротивления и при другой температуре.

4.6 Триботехнические свойства БПЖ;

Триботехнические свойства характеризуют способность промывочной жидкости снижать силу трения между контактирующими в ней поверхностями: наружная поверхность бурильных труб и их соединений - стенка ствола скважины, вооружение породоразрушающего инструмента - забой скважины, внутренняя поверхность керноприемной трубы - керн, поршень (плунжер) - цилиндр бурового насоса.

Снижение силы трения позволяет: уменьшить крутящий момент при вращении колонны бурильных труб и снизить сопротивления при ее продольном перемещении в скважине; снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов (затраты на их ликвидацию); повысить ресурс работы бурильных труб и их соединений, породоразрушающего инструмента, гидравлических забойных двигателей, гидравлических частей буровых насосов; увеличить выход керна.

Показателем триботехнических свойств промывочной жидкости является коэффициент триады трения «бурильные трубы - промывочная жидкость - стенка ствола скважины», так как наибольшие трудности, обусловлены силой трения и сопротивления при подъеме бурильной колонны, возникающих в наклонных и горизонтальных скважинах.

В соответствии с законом Амонтона

$$F_{\text{тр}} = P f, \quad (4.35)$$

где: P - усилие прижатия трущихся поверхностей, Н;
 f - коэффициент трения.

Для оценки качества смазочных добавок и нахождения их оптимальных концентраций в тех или иных промывочных жидкостях используют специальные приборы - трибометры. В том случае, когда при бурении большая часть ствола скважины остается открытой, ее стенку в трибометре имитируют горной породой или фильтрационной коркой. Если же необходимо бурить, когда большая часть ствола скважины закреплена обсадными трубами, то в трибометре в качестве материала стенки скважины используют сталь.

Первой серийно выпускаемой установкой для оценки смазочных свойств промывочных жидкостей в нашей стране была СР-1.

Узел трения в установке СР-1 представляет собой пирамиду из трех неподвижных и одного подвижного шаров, что ни по схеме взаимодействия трущихся тел, ни по форме площадок их контакта не соответствует условиям работы колонны бурильных труб в скважине.

4.6.1 Определение коэффициента трения в системе бурильные трубы - промывочная жидкость - стенка ствола скважины

Установка СР-1 (рисунок 4.22) представляет собой четырехшариковую машину трения (ЧШМ).

Ванна-обойма 1 установки служит для жесткого закрепления нижних шаров в чаше 2 и емкостью для исследуемой промывочной жидкости. Верхний шар, неподвижно закрепленный в обойме 3 шпинделя 4, прижимается к нижним шарам усилием P и вращается с частотой n . Возникающий при трении шаров момент трения воспринимается тарированной пружиной (торсионом) 5, жестко связанной со шкалой 6, и определяется по формуле

$$M_T = K \cdot \varphi \quad (4.36)$$

где: K - константа прибора (цена деления шкалы), Н · м;
 φ - число делений шкалы (отсчет по шкале).

В ЧШМ центры шаров образуют в пространстве правильный тетраэдр, угол между высотой и ребром которого равен $35020'$.

Исходя из этого:

$$\mu = \frac{K \cdot \varphi}{P \cdot \left(\frac{d}{2}\right) \sin 35^{\circ} 20'} = \frac{3,46 \cdot K \cdot \varphi}{P \cdot d} \quad (4.37)$$

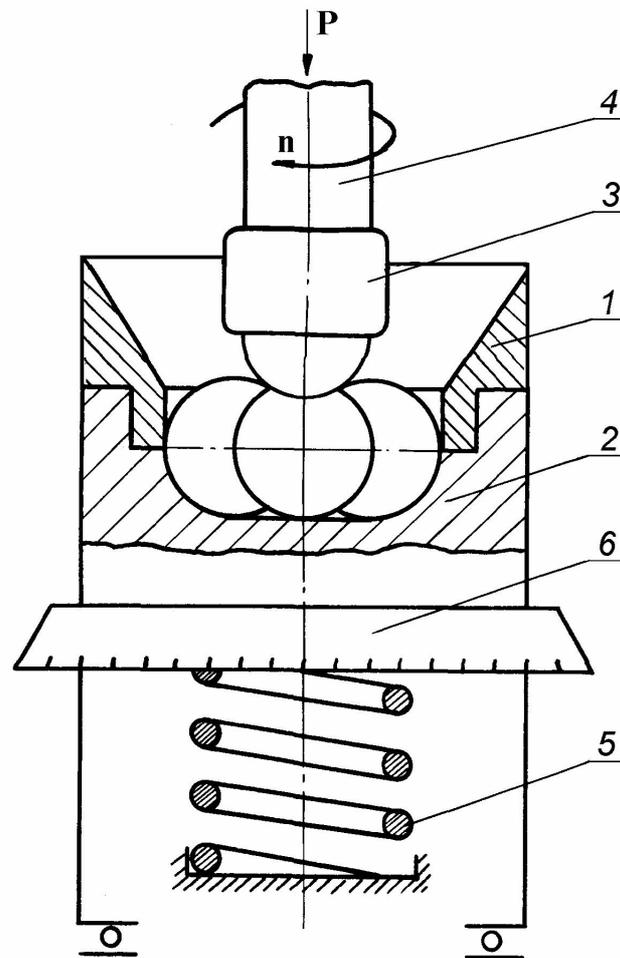


Рисунок 4.22 - Установка СР-1

Кроме того, существуют трибометры, базирующиеся на оценке коэффициента трения по затратам мощности. Этот метод определения коэффициента трения реализуется, в частности, в установке УСР-1, разработанной ОАО НПО «Бурение» совместно с заводом «ЗИП-Спецтехника» и по сути являющейся аналогом EP/Lubricity Tester фирмы Fann Instrument.

4.6.2 Измерение коэффициента трения пары «бурильные трубы - фильтрационная корка»

Фрикционные свойства характеризуются коэффициентом трения, измеряемом на приборах типа ФСК или КТК-2. Схема прибора КТК-2 приведена на рисунке 4.23. Принцип действия прибора основан на измерении "угла трения".

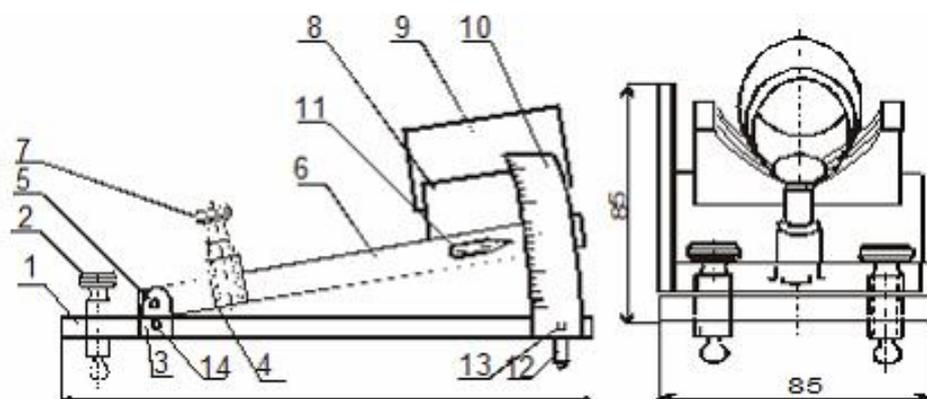


Рисунок 4.23 - Прибор для определения коэффициента трения фильтрационной корки буровой промывочной жидкости КТК-2

Порядок работы:

- столик 1 вместе с подвижной плитой 6 приводят в горизонтальное положение с помощью винтов 2 и уровня;
- протирают авиационным бензином или спиртом и просушивают груз 9;
- фильтрационную корку, полученную на приборе ВМ-6, устанавливают на вогнутое ложе 8, на корку кладут груз 9;
- медленным непрерывным вращением винта 7 по часовой стрелке приводят в движение подвижную плиту 6 и наблюдают за положением груза;
- в момент страгивания груза прекращают вращение винта, по шкале 10 и стрелке 11 определяют значение угла трения;
- полученное в результате измерения показание угла в градусах по табл. 1 переводят в коэффициент трения;

$$K_{\text{TP}} = \operatorname{tg} \varphi \quad (4.38)$$

- заносят в журнал регистрации параметров промывочной жидкости подученное значение коэффициента трения. По величине коэффициента трения корки можно косвенно оценить также абразивность твердой фазы промывочной жидкости.

В таблице 4.2 приведены значения коэффициента трения при фиксированном угле наклона подвижной плиты прибора КТК-2.

Таблица 4.2

Значения коэффициента трения при фиксированном угле наклона подвижной плиты прибора КТК-2

Градусы	Минуты			
	0	15	30	45
	<i>Коэффициент трения - $K_{тр}$</i>			
0	0,0000	0,0044	0,0087	0,0131
1	0,0175	0,0218	0,0262	0,0306
2	0,0349	0,0393	0,0437	0,0481
3	0,0524	0,0568	0,0612	0,0656
4	0,0699	0,0745	0,0787	0,0831
5	0,0875	0,0919	0,0963	0,1007
6	0,1051	0,1095	0,1139	0,1184
7	0,1228	0,1272	0,1317	0,1361
8	0,1405	0,1450	0,1495	0,1539
9	0,1584	0,1689	0,1673	0,1718
10	0,1763	0,1808	0,1853	0,1899
11	0,1944	0,1989	0,2035	0,2080
12	0,2126	0,2171	0,2217	0,2263
13	0,2309	0,2354	0,2401	0,2447
14	0,2493	0,2539	0,2586	0,2632
15	0,2679	0,2726	0,2773	0,2820
16	0,2867	0,2914	0,2962	0,3009
17	0,3057	0,3106	0,3153	0,3201
18	0,3249	0,3297	0,3346	0,3395
19	0,3443	0,3492	0,3541	0,3591
20	0,3640	0,3689	0,3739	0,3789
21	0,3839	0,3839	0,3939	0,3999
22	0,4040	0,4091	0,4192	0,4193
23	0,4245	0,4296	0,4348	0,4400
24	0,4452	0,4505	0,4557	0,4610
25	0,4663	0,4717	0,4770	0,4824

4.6.3 Определение смазочных свойств БПЖ на приборе фирмы «Бароид»

Комбинированный прибор фирмы «Бароид» для измерения давления и определения смазывающей способности представляет собой высококачественное устройство, применяемое для измерения смазывающей способности буровых растворов и получения данных для оценки типа и количества смазочной добавки (рисунок 4.24).

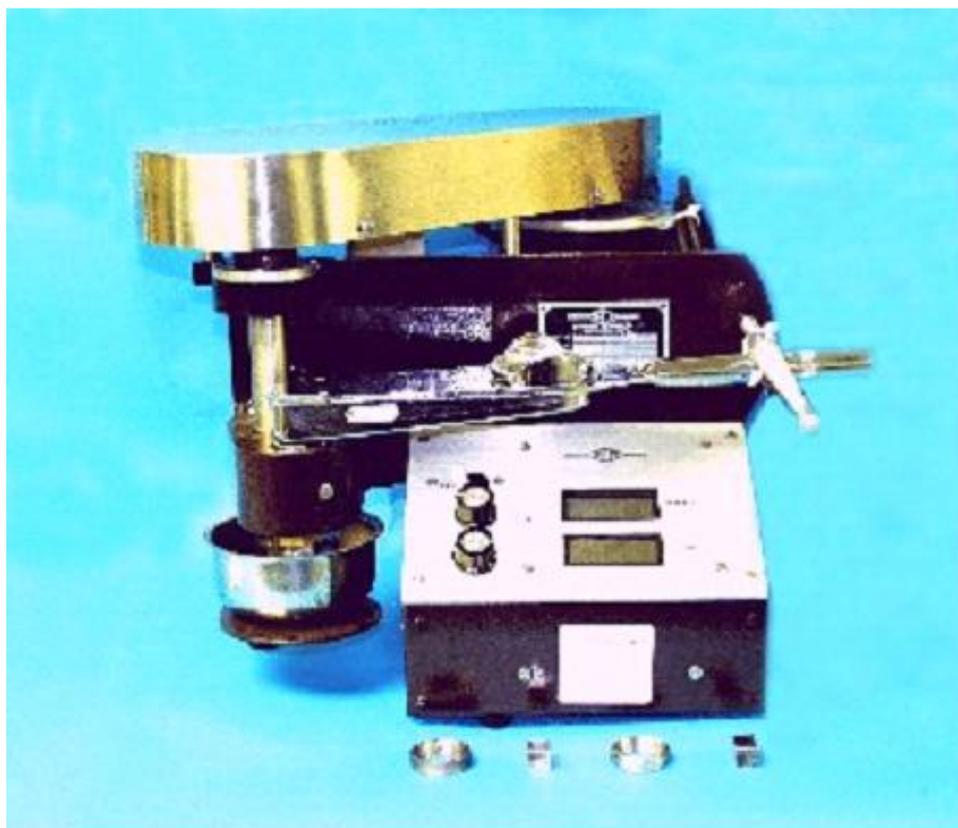


Рисунок 4.24 - Комбинированный прибор фирмы «Бароид» для измерения давления и определения смазывающей способности

Коэффициент трения μ между двумя твердыми телами определяется как F / W , где F - обозначает силу трения, а W - нагрузку или силу перпендикулярную поверхностям. Применительно к прибору для исследования смазочных свойств, W - это сила, с которой блок прижимается к кольцу с помощью рукоятки крутящего момента. Сила F , необходимая для скольжения поверхностей блока и кольца относительно друг друга с заданной скоростью, измеряется числом ампер, необходимых для вращения кольца при заданном числе оборотов в минуту.

Порядок работы:

- очищают кольцо и блок с помощью обычного очистителя (AJAX или COMET) и тщательно ополаскивают водой. Перед началом испытаний все части устройства в зоне нахождения образца очищают. В их состав входят чашка из нержавеющей стали, в водный изолятор, держатель чашки, держатель блока и нижняя часть оси;

- помещают кольцо на основную ось и, используя гаечный ключ, закрепляют его на держателе. Кольцо должно быть расположено перпендикулярно конусу оси. Так как загрязнение может исказить результаты испытания, желательнее не дотрагиваться до кольца;

- помещают блок в держатель (плоская часть должна быть справа);

- подключают прибор через трансформатор к источнику электроэнергии и дают поработать в течение 15 минут;

- устанавливают счетчик крутящего момента на 60 об/мин. (верхний регулятор - RPM), а показатель счетчика (нижний регулятор - TORQUE) в положение «0»;

- заполняют чашку для образца дистиллированной водой и ставят на подставку;
- подставку поднимают так, чтобы пара «кольцо-блок» была погружена в жидкость, и закрепляют винтом;
- определяют положение динамометрического ключа так, чтобы подогнать его под внутреннюю вогнутую часть зажима рукоятки. Поворачивают рукоятку зажима несколько раз против часовой стрелки, чтобы убедиться, что никакая сила на блок не действует;
- повторно устанавливают счетчик крутящего момента на 60 об/мин. (верхний регулятор - RPM), а показатель счетчика (нижний регулятор - TORQUE) в положение «0»;
- дают прибору поработать в течение 5 минут;
- устанавливают «0» на шкале динамометрического ключа;
- поворачивают рукоятку зажима по часовой стрелке так, чтобы получить значение 150 дюйм-фунтов крутящего момента;
- дают прибору поработать в течение 4-5 минут;
- по истечении 4-5 минут проверяют показания счетчика. Они должны быть между 33 и 37 ± 2 .

Коэффициент трения составляет показания счетчика крутящего момента, деленное на 100. Значение коэффициента трения для воды должно находиться в диапазоне от 0,33 до 0,37 при 60 об/мин. и силе 150 дюйм-фунтов. Если значение коэффициента трения для воды находится в этих пределах, приступают к очистке и измерению образца.

Измерение образца:

- перемешивают жидкость образца в течение 10 минут;
- вливают жидкость в чашку, помещают чашку на подставку и поднимают до погружения всех металлических поверхностей (держатель блока и кольцо) в жидкость;
- закрепляют данное положение винтом;
- повторно проверяют RPM (60 об/мин.) и крутящий момент («0»);
- прикладывают крутящий момент 150 дюйм-фунтов и дают прибору поработать 3-5 минут;
- после 3-5 минут работы прибора записывают показания крутящего момента, затем снижают крутящий момент.

Для определения смазочной способности другой испытуемой жидкости проводят тщательную очистку всех элементов прибора.

Если значение коэффициента трения для воды не попадает в требуемый диапазон значений, то поверхности кольца и блока повторно подвергают обработке или калибровке. Если блок калиброван, то он должен иметь значительную часть (по крайней мере 1/2) его искривленной поверхности изношенной до блеска с минимальным количеством бороздчатых линий через эту полированную поверхность.

Режимы обработки:

- проверяют все поверхности на чистоту и центрируют поверхность износа по середине кривизны блока;
- во время работы прибора со скоростью от 100 до 200 об/мин повторно обрабатывают поверхности водой, применяя шлифовальную смесь, наносимую на кольцо, и прикладывая силу 150 дюйм-фунтов. После 5 минут останавливают вращение, чтобы повторно нанести шлифовальную смесь на кольцо. Затем повторно в течение 5 минут необходимо приложить силу 150 дюйм-фунтов. Эту процедуру повторяют от 3 до 4 раз.

- используют AJAX или COMET с хлоринолом для удаления смазки и тщательно ополаскивают. Смешивают две столовые ложки окиси алюминия с чашкой дистиллированной воды и погружают блок и кольцо в эту смесь.

- при силе 50 дюйм-фунтов между кольцом и блоком включают прибор на 5 минут со скоростью 700-1000 об/мин. Затем сокращают крутящий момент до 25 дюйм-фунтов еще на 5 минут.

- проверяют, чтобы кольцо и блок имели гладкую поверхность с минимальным количеством рубцов. Очищают поверхности (как в п. 4.11.2) и применяют силу в 150 дюйм-фунтов в чистой воде. Если показания 33-37 все еще не будут достигнуты, обращаются к самостоятельной калибровке.

4.7 Ингибирующая способность

Ингибирующая способность - это способность бурового раствора предупреждать или замедлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины (кавернообразование, сужение ствола и т.п.), представленном легкогидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми породами.

При этом, под глинистыми породами понимаются не только собственно глины, но и глинистые сланцы, аргиллиты, породы на глинистом цементе (глинистый песчаник, мергель, алевролит и др.).

Согласно современным представлениям основные причины потери устойчивости глинистых пород связаны с нарушением их естественного влажностного равновесия при взаимодействии с дисперсионной средой буровых растворов и обусловленным этим ростом дополнительных внутренних напряжений в поровом пространстве.

Влагоперенос, т.е. проникновение дисперсионной среды бурового раствора в глинистую породу, происходит главным образом за счет адсорбционно - осмотических процессов. Общим для этих процессов является то, что в результате вокруг структурных элементов глинистых пород образуются гидратные оболочки, т.е. происходит их дополнительное увлажнение.

При достижении критической влажности (для аргиллитов критической считается влажность порядка 8 - 9%), т.е. при максимальном развитии и перекрытии гидратных оболочек, которые обладают значительной упругостью и прочностью на сдвиг, в глинистой породе возникают гидратационные напряжения, величина которых в околоствольной зоне скважины может достигать от 40 до 1000 МПа, вследствие чего породы в этой зоне претерпевают весь спектр деформаций от вязкопластического течения до хрупкого разрушения.

В аргиллитах и глинистых сланцах деформационные процессы завершаются хрупким разрушением (кавернообразованием). Для типичных глинистых пород характерны пластические деформации, следствием которых является сужение ствола скважины.

Набухание и диспергирование глинистого базиса пород-коллекторов, а также миграция диспергированных глинистых частиц в их поровом пространстве являются одной из главных причин снижения естественной проницаемости продуктивных пластов.

Диспергирование выбуренных глинистых частиц ведет к аккумуляции их в самом буровом растворе. В результате этого происходит интенсивное изменение его функциональных свойств, регенерация которых требует

разбавления бурового раствора водой, дополнительной обработки его химическими реагентами и применения многоступенчатых систем очистки.

В связи со сложностью процессов влагопереноса в системе «ствол скважины - глинистые породы» единый показатель оценки ингибирующей способности буровых растворов до сих пор отсутствует.

Существующие показатели оценки ингибирующей способности могут быть объединены в три группы: показатели набухания; показатели влажности; показатели деформации естественных и искусственных образцов глинистых пород, контактирующих с исследуемой средой.

Показатель оценки ингибирующей способности (I_c) бурового раствора

$$I_c = \tau_{\phi} / \tau_{\psi}, \quad (4.39)$$

где τ_{ϕ} , τ_{ψ} - время воздействия на модельные образцы глинистых пород до их разрушения соответственно фильтрата испытуемого бурового раствора и дистиллированной воды, с.

Принципиальные отличия между методиками оценки ингибирующей и консолидирующей способности буровых растворов:

- при оценке ингибирующей способности испытывают модельные образцы глинистых пород с влажностью, близкой к естественной, которые помещают в фильтрат бурового раствора (в сравнительных испытаниях - в дистиллированную воду);
- при оценке консолидирующей способности испытаниям подвергаются модельные образцы из потенциально неустойчивых пород, сконсолидированные буровым раствором и погружаемые в него на весь период испытаний.

4.7.1 Определение ингибирующих свойств бурового раствора по показателю увлажняющей способности;

Исследования проводят на искусственно приготовленных образцах, спрессованных из немодифицированного бентонита, относящегося к группе монтмориллонитовых минералов (или из пород, слагающих разрез скважины).

Порядок работы:

для исследований используют не менее двух образцов на одну пробу жидкости;

- орцы образцов очищают от парафина, полностью погружают в емкость, наполненную буровым раствором или его фильтратом, и оставляют на 4 часа;

- по истечении 4 часов образцы извлекают из фильтрата, лишние капли убирают фильтровальной бумагой и взвешивают с точностью до 0,1 г. Если образцы находились в глинистом растворе, дополнительно очищают их от налипшей глинистой корки, затем взвешивают;

- величину увлажнения образца вычисляют как среднеарифметическое по используемым образцам;

По величине увлажнения образца вычисляют текущую скорость увлажнения:

$$V_t = K' \cdot \frac{G_2 - G_1}{G_1 \cdot \tau} \cdot 100, \quad (4.40)$$

где: V_t - текущая скорость увлажнения, см/ч;
 K - глубина пропитки образца, принимается равным 1 см;
 G_2 - масса увлажненного образца, г;
 G_1 - исходная масса образца, г;
 τ - время увлажнения образца, ч.

По текущей скорости увлажнения вычисляют показатель увлажняющей способности:

$$P_0 = V_t \cdot e^{(0,85-K) \ln \tau}, \quad (4.41)$$

где: P_0 - показатель увлажняющей способности, см/ч;
 V_t - текущая скорость увлажнения, см/ч;
 K - коэффициент коллоидальности глины, используемой для приготовления образцов;
 τ - время увлажнения образца, ч;

Время устойчивости ствола скважины вычисляют по формуле:

$$T_{уст} = \frac{15,35 \cdot R_{скв} \cdot \rho_{раст}}{P_0 \cdot P_{пор}} \cdot e^{-0,01 \alpha}, \quad (4.42)$$

где: $T_{уст}$ - время устойчивости ствола скважины, сут;
 $R_{скв}$ - радиус скважины, м;
 P_0 - показатель увлажняющей способности, см/ч;
 α - угол наклона скважины, принимается равным 0;
 $\rho_{раст} / P_{пор}$ - принимается равным 1.

4.7.2 Определение диспергирующей способности

Проводят на пробе бурового шлама определенного размера с учетом скважинных условий.

Порядок работы:

- высушенную пробу бурового шлама фракции 2,00-4,76 мм взвешивают (20 г) и перемешивают с исследуемой жидкостью (V-350 мл);
- заполняют термомячейку и помещают в роликовую печь;
- термостатируют с вращением роликов в течение 12-16 часов при температуре 75 0С;
- затем раствор пропускают через сито с размером ячеек 0,177 мм (200 меш.), оставшиеся на сите частицы бурового шлама промывают, сушат и взвешивают;

Долю твердой фазы (П), которая сохраняется в глинистой суспензии (не диспергирует) вычисляют по формуле:

$$П = \frac{P_{остаток}}{20} \cdot 100, \quad (4.43)$$

где: П - ингибирующая способность раствора, %;

$P_{\text{сух.ост.}}$ - вес сухого остатка шлама после термостатирования, г;
20 - навеска шлама, используемого для анализа, г.
Диспергирующую способность вычисляют по формуле:

$$D = 100 - \frac{P_{\text{сух.ост.}}}{20} \cdot 100 \quad (4.44)$$

4.7.3 Определение коэффициента набухания глин и глинопорошков на приборе Жигача-Ярова

Для измерения коэффициента набухания глин и глинопорошков используют метод, основанный на определении объема сухой глины (глинопорошка) по мере набухания его в исследуемой жидкой среде.

Порядок работы:

- пробу глины (глинопорошка) массой (100 ± 10) г высушивают при температуре 105-110 °С до постоянной массы, измельчают, если это комовая глина, до размера частиц, проходящих через сито с сеткой № 0,1;
- измерения проводят одновременно не менее, чем на двух приборах Жигача-Ярова (рисунок 4.25);

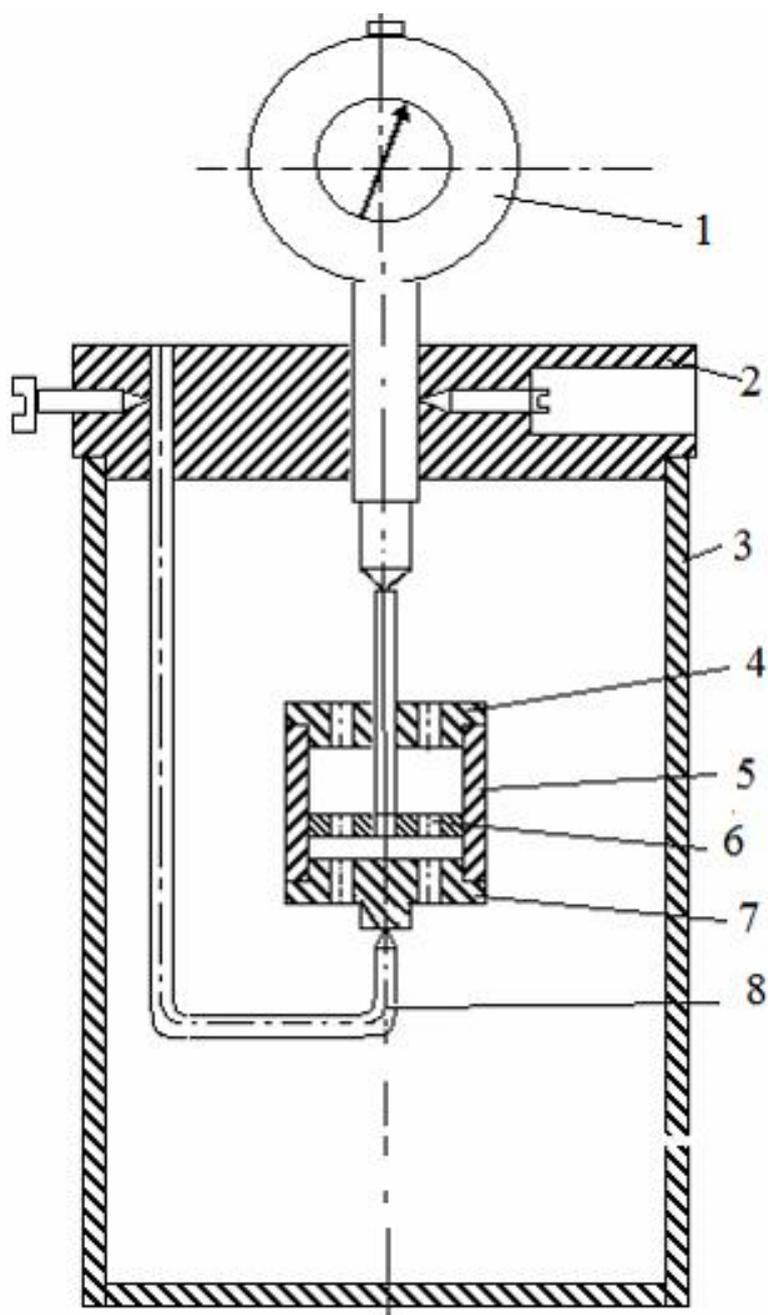


Рисунок 4.25 - Схема прибора Жигача-Ярова
 1 - индикатор; 2 - крышка прибора; 3 - стакан; 4 - крышка цилиндра; 5 - цилиндр; 6 - поршень; 7 - дно цилиндра; 8 - скобка.

- перед выполнением измерений индикатор устанавливают в нулевое положение передвижением скобы. На дно каждого измерительного цилиндра укладывают два кружка фильтровальной бумаги диаметром 24,8 мм, устанавливают поршень и крышку, при этом бумага уплотняется;

- цилиндр помещают в мерное устройство и снимают показания индикатора до 0,01 мм, соответствующие незаряженному прибору и записывают их;

- из цилиндра вынимают один кружок фильтровальной бумаги, на

оставшемся размещают ровным слоем навеску глины (глинопорошка) массой 1 г, взвешенную с погрешностью не более 0,001 г, покрывают сверху кружком фильтровальной бумаги, медленно усанавливают поршень и крышку цилиндра;

- при помощи ручного пресса уплотняют глину (глинопорошок), контролируя степень уплотнения по индикатору (до получения стабильных показателей) при установке цилиндра в мерное устройство. Снимают показания индикатора до 0,001 мм, соответствующие заряженному прибору;

- цилиндр (5), усанавливают в мерное устройство, помещают в стакан (3), заполненный исследуемой жидкостью в таком количестве, чтобы уровень был на 1-1,5 см выше поршня. Жидкость через отверстия в дне цилиндра поднимается к фильтровальной бумаге и через нее подходит к пробе исследуемого материала, постепенно вытесняя воздух и смачивая весь слой порошка. Начало смачивания фиксируется рывком стрелки индикатора - это начало отсчета времени эксперимента;

- по мере набухания глинистых частиц, объем пробы изменяется. В процессе опыта снимают показания индикатора с точностью до 0,01 мм через 1, 3, 5, 10, 20, 25, 30 минут, затем через 1, 2, 3, 4, 5, 6 часов и через 1, 2, 3, 4, 5, 6 суток.

Коэффициент набухания глины или глинопорошка определяют по формуле:

$$K = \frac{V_{\text{наб}}}{V_{\text{нач}}}, \quad (4.44)$$

где: $V_{\text{наб}}$ - объем набухшего материала,

$V_{\text{нач}}$ - начальный объем навески исходного материала, которые рассчитываются по формулам 4.45, 4.46.

$$V_{\text{наб}} = H_{\text{н}} \cdot 490,625 \quad (4.45)$$

$$V_{\text{нач}} = H \cdot 490,625 \quad (4.46)$$

где: 490, 625 - площадь занимаемая навеской порошка, мм²(величина постоянная, определяемая геометрическими размерами прибора);

$H_{\text{н}}$ - высота набухания навески глины (глинопорошка), мм;

H - высота навески глины (глинопорошка) до начала эксперимента, мм.

Высота навески H определяется по разности показаний индикатора заряженного и незаряженного прибора по формуле 4.47 и округляют до десятичного знака:

$$H = h_{\text{зар}} - h_0 \quad (4.47)$$

Высота набухания глины (глинопорошка) $H_{\text{н}}$ определяют по разности показаний индикатора после завершения набухания (через 6 суток) и заряженного прибора по формуле 4.48:

$$H_{\text{н}} = h_{\text{н}} - h_{\text{зар}} \quad (4.48)$$

5 Классификация буровых промывочных жидкостей и реагентов для регулирования их свойств

5.1 [Классификация буровых промывочных жидкостей](#)

5.2 [Классификация реагентов для регулирования свойств буровых промывочных жидкостей](#)

5.1 Классификация буровых промывочных жидкостей

Систематизировать и классифицировать промывочные жидкости можно по различным признакам: фазовому состоянию дисперсионной среды; природе дисперсионной среды; степени дисперсности; фазовому состоянию дисперсной фазы; методу получения дисперсной фазы; природе дисперсной фазы; по назначению по способу приготовления; устойчивости к воздействию температур и солевой агрессии и т.д.

В России первоначальная классификация буровых промывочных жидкостей основывалась на их назначении и использовалась при проведении геолого-разведочных работ. Они подразделялись на: БПЖ для нормальных геологических условий бурения (вода, некоторые водные растворы, нормальные глинистые растворы) и для осложненных геологических условий бурения.

Существует классификация по основному эффекту, достигнутому химической обработкой: солестойкие растворы; термостойкие растворы; термосолестойкие растворы; ингибирующие растворы.

Классификация БПЖ по способу приготовления подразделяет их на естественно-наработанные (самозамес) и искусственно-приготовленные.

К сожалению, в настоящее время нет единой общепризнанной и научно-обоснованной классификации. В отечественной практике заслуживает внимание классификация по Паусу, в основе которой лежат следующие факторы: состав разбуриваемых пород; проницаемость; наличие солей; температура забоя; устойчивость стенки скважин; пластовое давление. По этой классификации все БПЖ подразделяются на несколько классов в каждый из которых входят группы облегченных растворов плотностью до 1250 кг/м³; нормальных плотностью 1250-1450 кг/м³; утяжеленных более 1450 кг/м³ или группа растворов определяется видом ингибитора.

В целом в отечественной буровой практике БПЖ классифицируют по назначению и составу дисперсионной среды и дисперсной фазы на три большие группы: растворы на водной основе, растворы на нефтяной основе; газообразные растворы. Эти три группы в свою очередь подразделяются на подгруппы. Их классификация представлена на рисунках 5.1, 5.2

Буровые промывочные жидкости можно классифицировать и по числу фаз на два больших класса: гомогенные (однофазные) и гетерогенные (многофазные) и далее по природе (составу) системы в целом или её дисперсионной среды. Можно выделить подклассы водных (полярных), углеводородных (неполярных) и газообразных очистных агентов. Кроме того, гетерогенные системы могут быть разделены на группы по агрегатному состоянию дисперсной фазы, которая может быть твердой, жидкой, газообразной и комбинированной. Такая классификация представлена на рисунке 5.3.

Типы очистных агентов далее можно подразделять на различные виды в зависимости от степени и состава минерализации всей системы или её дисперсионной среды, количества дисперсной фазы, способа

приготовления БР и т.д.

Так, водные (полярные) гомогенные и гетерогенные очистные агенты в зависимости от концентрации солей (в пересчете на NaCl) могут быть:

- пресными (до 1 %);
- слабоминерализованными (1 ÷ 3 %);
- среднеминерализованными (3 ÷ 20 %);
- высокоминерализованными (> 20 %).

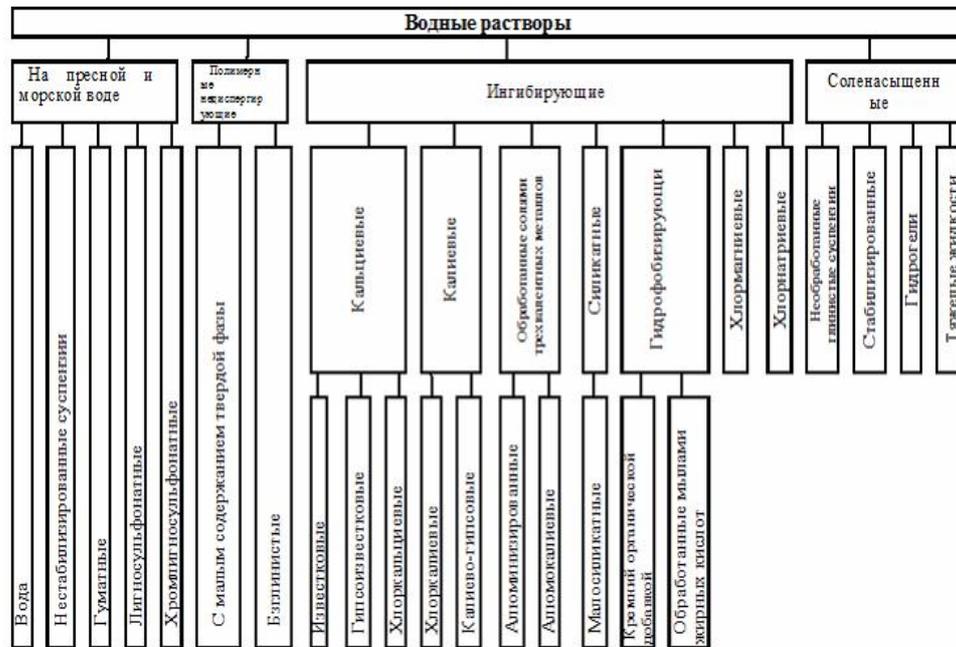


Рисунок 5.1 - Классификация буровых промывочных жидкостей (водные растворы)



Рисунок 5.2 - Классификация буровых промывочных жидкостей (растворы на нефтяной основе и газообразные растворы)



Рисунок 5.3 - Классификация БПЖ по числу фаз и составу дисперсионной среды

Эти же очистные агенты по составу солей (по составу минерализации) могут быть: хлоркалийевыми; хлоркальциевыми; силикатными (малосиликатными); гипсовыми; известковыми; гипсоизвестковыми; алюминатными (алюмокалиевыми, алюмокальциевыми); гипсокалиевыми.

Растворы классифицируются так же и по количеству твердой фазы:

1. с малым содержанием твердой фазы 5-7%,

2. с нормальным содержанием твердой фазы до 15%,
3. с повышенным содержанием твердой фазы более 15%.

В США в настоящее время действует классификация по АНИ (американский нефтяной институт), основанная на классификации Роджерса, она предусматривает выбор БПЖ по составу и свойствам:

1. Буровые агенты на газовой основе:

- а) сухой воздух,
- б) влажный воздух,
- в) пена,
- г) стойкая пена (отработанная).

2. Буровые растворы на водной основе:

- а) пресная вода,
- б) соленая вода (минерализованная),
- в) растворы с низким содержанием твердой фазы,
- г) растворы на соленой воде,
- д) известковые растворы,
- е) гипсовые растворы,
- ж) хромлигниновые растворы,
- з) хромлигносульфонатные растворы,
- и) калиевые растворы.

3. Буровые растворы на углеводородной основе.

- а) нефтяные растворы,
- б) битумные растворы,
- в) инвертные эмульсионные растворы.

Классификация буровых растворов не является строгой и всеобъемлющей. Названия некоторых систем буровых растворов довольно условны и используются по установившейся традиции или по номенклатуре фирм-разработчиков. Представленные выше классификации буровых промывочных жидкостей, показали, что трудно классифицировать систему которая имеет множество признаков, функций и разнообразна по составу.

5.2 Классификация реагентов для регулирования свойств буровых промывочных жидкостей

Химическая обработка БПЖ имеет важнейшее значение в технологии их приготовления и применения. От правильного выбора материалов и реагентов для приготовления бурового раствора в значительной степени зависит успех и качество строительства скважин.

Химические реагенты служат: для придания буровым растворам необходимых технологических свойств в процессе их приготовления, т.е. для получения буровых растворов, соответствующих геолого-техническим условиям бурения скважин; для защиты используемых буровых растворов от окружающих воздействий: шлама выбуренных пород, температур, давлений, агрессии пластовых флюидов и т.д.; для восстановления или поддержания в заданных пределах свойств буровых растворов в процессе бурения.

Первыми химическими реагентами, которые в мировой буровой практике

начали применяться с 1929 года, были каустическая сода (едкий натр, гидроокись натрия) - NaOH и алюминат натрия ($\text{Na}_2\text{Al}_2\text{O}_3$). Они предназначались для повышения вязкости и статического напряжения сдвига буровых растворов с целью предупреждения осаждения в них частиц утяжелителя.

В России химические реагенты начали использовать в бурении в сороковых годах. Первыми отечественными реагентами являются УЩР и ТЩР, предложенные В.С. Барановым и З.П. Букс в 1934 году (по другим источникам - в 1938 г.).

В 1994 году 98 фирм США выпускали материалы и химические реагенты для буровых растворов свыше 1900 наименований .

В настоящее время для обработки БПЖ применяют более 1000 химических реагентов (характеристики некоторых из них представлены в разделе 7). Поэтому возникает необходимость в классификации химических реагентов. Их классифицируют по: составу, химической природе, назначению, солестойкости, термостойкости.

Характер действия реагента зависит от вида твердой фазы, от характера дисперсионной среды, от условий минерализации, температуры и давления. Наиболее целесообразно классифицировать реагенты по составу и назначению (по Ивачеву):

- неорганические (электролиты),
- органические (стабилизаторы и защитные коллоиды).

К.Ф. Паус классифицировал химические реагенты для БПЖ по химическому составу и строению молекул, по термостойкости, солестойкости, и назначению следующим образом:

1) По химическому составу и строению молекул:

а) низкомолекулярные неорганические соединения:

-кальцинированная сода Na_2CO_3 , каустическая сода NaOH , поваренная соль NaCl , жидкое стекло (силикаты калия или натрия) K_2OSiO_2 , известь Ca(OH)_2 , цемент, углекислый барий BaCO_3 , фосфаты (соли фосфатов, кислоты).

б) высокомолекулярные органические соединения с глобулярной формой молекул: гуматные (УЩР, ТУЩР, ПУЩР), лигносульфонаты (ССБ, КССБ, окзил, ПФЛХ).

в) высокомолекулярные органические соединения с волокнистой или цепочкообразной структурой молекул: реагенты на основе КМЦ (СЭЦ, ОЭЦ, КМОЭЦ, SinFix), реагенты полиакрилаты (ПАА, МЕТАС, гипан, К-4, К-9), крахмальные реагенты $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n$, биополимеры (ХС, ХСД, Кем-Х, Kel-zan).

г) низкомолекулярные органические соединения с гидрофильной или органофильной частями (ОП-10, УФ7).

2) По солестойкости реагентов:

а) не солестойкие до 3% NaCl (фосфаты, гуматы, лигнины и т.д.),

б) ограниченно солестойкие 3 - 10 % NaCl ,

в) солестойкие по NaCl более 10 % (лигносульфонаты, КМЦ, его производные, крахмал, полиакрилаты и т.д.),

г) не солестойкие к действию поливалентных катионов (некоторые лигносульфонаты, сульфатоэтилцеллюлоза, сульфированные полиакрилаты).

3) По термостойкости реагентов:

а) не термостойкие (фосфаты до 100 °С, природные аминовые продукты до 120 °С, крахмал, КМЦ-300 и менее),

б) ограниченно термостойкие (лигнин, ССБ, КМЦ-500, КМЦ-600, сунил и т.д. до 160 °С),

в) термостойкие (гуматы, КССБ, КМЦ-600 и более до 130 °С, некоторые полиакрилаты, ФХЛС, окзил до 200 °С).

4) По назначению:

а) регулирующие ионный состав раствора и РН- среды,

б) реагенты бактерициды,

в) связывающие (удаляющие) ионы Ca^{2+} из б.р.,

г) ингибиторы глин и глинистых сланцев,

д) коагулянты (в том числе и избирательного действия),

е) понизители вязкости (разжижители),

ж) понизители водоотдачи и фильтрации,

з) пеногасители,

и) эмульгаторы,

й) предупреждающие кавернообразование,

к) сохраняющие проницаемость продуктивного горизонта,

л) понизители твердости горной породы,

м) улучшающие смазывающие и противоизносные свойства.

Большинство существующих классификаций реагентов можно упростить: разбив их на 3 группы:

1) Реагенты структурообразователи (без существенного изменения плотности бурового раствора),

2) Реагенты - стабилизаторы направленного действия (изменяют требуемые технологические параметры или свойства без изменения других свойств),

3) Реагенты специального назначения.

Некоторые ученые объединяют все химические реагенты в восемь групп:

1. Полисахариды - естественные (природные) полимеры, имеющие общую химическую формулу - $(C_6H_{10}O_5)_n$. Важнейшими полисахаридами являются крахмал и целлюлоза. Сырьем для производства крахмала служат картофель, кукуруза, рис, пшеница, а целлюлозы (Ц) - древесина (40 - 55 % Ц) и волокна хлопковых семян (95 - 98 % Ц).

Основные реагенты этой группы: крахмал; модифицированный крахмал (МК); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ - 500, 600, 700) и ее зарубежные аналоги FINOGELL, FIN-FIX и др.; КМЦ марки «Торос-2» - буровая.

2. Акриловые полимеры - синтетические полимеры, являющиеся продуктами нефтехимии.

Основные реагенты этой группы: гидролизированный полиакрилонитрил (гипан), а также его аналоги: отечественные (гивпан-Н, порошкообразный акриловый полимер - ПАП, полимер «Унифлок») и зарубежные (СУПАН); НР-5 (нитронный реагент); полиакриламид (ПАА) и его зарубежные аналоги: DK-DRIL, Cydril - 5110, 400, 5300; метас, метасол; сополимер М-14ВВ; лакрис 20.

3. Гуматные реагенты - натриевые или калиевые соли гуминовых кислот, получаемые экстракцией из бурого угля или торфа в присутствии щелочи (NaOH, KOH): углещелочной реагент (УЩР); торфощелочной реагент (ТЩР); гуматнокалиевый реагент (ГКР).

4. Лигносульфонаты (сырьем для их получения служат многотоннажные отходы производства целлюлозы сульфитной варкой древесины): сульфитно-спиртовая барда (ССБ); конденсированная сульфитно-спиртовая барда (КССБ); феррохромлигносульфонат (ФХЛС); хромлигносульфонат (окзил).

5. Реагенты на основе гидролизного лигнина (сырьем для их получения служит гидролизный лигнин, который является отходом при производстве спирта из древесины, подсолнечной лузги, кукурузных кочерыжек, хлопковой шелухи и др.): нитролигнин (НЛГ); игетан.

6. Электролиты - кислоты, соли и основания (щелочи): NaOH - гидроокись натрия (едкий натр, каустическая сода); Na_2CO_3 - карбонат натрия (кальцинированная сода); KOH - гидроокись калия (едкий калий); $\text{Ca}(\text{OH})_2$ - гидроксид кальция (гашеная известь); CaCl_2 - хлористый кальций; KCl - хлористый калий; жидкое стекло натриево $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ и калиевое $\text{K}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$; $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2$ - алюмокалиевые квасцы; нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) и др.

7. Кремнийорганические жидкости - синтетические полимеры, содержащие в макромолекуле атомы кремния и углерода: ГЖ-10 (11); Петросил - 2М.

8. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) - способны адсорбироваться на поверхности раздела фаз (воздух - жидкость, жидкость - жидкость, жидкость - твердое тело) и снижать вследствие этого межфазное поверхностное натяжение: сульфонат; сульфонол; азолят А; ДС-РАС; ОП-7, ОП-10; превоцел.

По назначению (действию на свойства буровых растворов) все химические реагенты принято условно делить на следующие 11 групп: понизители фильтрации; понизители вязкости (разжижители); структурообразователи; регуляторы щелочности (рН); ингибиторы глинистых пород; регуляторы термостойкости (+ и -); пенообразователи; пеногасители; эмульгаторы (вещества, предохраняющие капельки дисперсной фазы эмульсий от коалесценции, т.е. слияния); смазочные добавки; понизители твердости горных пород.

Группа реагентов - понизителей фильтрации включает в себя полисахариды, акриловые полимеры, гуматные реагенты и лигносульфонаты (КССБ).

К реагентам понизителям вязкости относятся реагенты на основе гидролизного лигнина, модифицированные лигносульфонаты (ФХЛС, окзил) и НТФ.

Роль структурообразователей, регуляторов щелочности, ингибиторов глинистых пород и регуляторов термостойкости в основном выполняют электролиты и кремнийорганические жидкости.

Функции пеногасителей, пенообразователей, эмульгаторов, смазочных добавок и понизителей твердости горных пород чаще всего выполняют ПАВ.

Кроме этого, в качестве смазочных добавок и пеногасителей используют и кремнийорганические жидкости.

В США компоненты для буровых растворов принято делить на 16 групп. Дополнительно к приведенным выше группам выделяют: утяжелители; закупоривающие материалы (наполнители); бактерициды (вещества, подавляющие микробиологическую деятельность, т.е. предупреждающие микробиологическую деструкцию химических реагентов и, в частности,

полимеров); реагенты, связывающие ионы кальция; ингибиторы коррозии и нейтрализаторы; флокулянты; ПАВ (наряду с пенообразователями, пеногасителями, эмульгаторами); загустители (реагенты, повышающие вязкость).

6 Типы буровых растворов и условия их применения

- 6.1 [Гомогенные буровые растворы на водной основе](#)
 - 6.1.1 [Техническая вода](#)
 - 6.1.2 [Полимерные буровые растворы](#)
 - 6.1.2.1 [Полимерные буровые растворы на основе синтетических полимеров](#)
 - 6.1.2.2 [Полимерные буровые растворы на основе полисахаридов](#)
 - 6.1.3 [Водные растворы ПАВ](#)
 - 6.1.4 [Солевые буровые растворы](#)
- 6.2 [Гомогенные углеводородные растворы](#)
- 6.3 [Гомогенные газообразные очистные агенты](#)
- 6.4 [Гетерогенные водные растворы с твердой дисперсной фазой](#)
 - 6.4.1 [Нестабилизированные глинистые суспензии и суспензии из выбуренных пород](#)
 - 6.4.2 [Гуматные растворы](#)
 - 6.4.3 [Лигносulfонатные растворы](#)
 - 6.4.4 [Хромлигносульфонатные растворы](#)
 - 6.4.5 [Полимерные недиспергирующие буровые растворы](#)
 - 6.4.6 [Гетерогенные ингибирующие буровые растворы на водной основе](#)
 - 6.4.6.1 [Алюминатные растворы](#)
 - 6.4.6.2 [Известковые растворы](#)
 - 6.4.6.3 [Безглинистые солейские растворы \(БСК\)](#)
 - 6.4.6.4 [Кальциевые растворы](#)
 - 6.4.6.5 [Гипсоизвестковый раствор](#)
 - 6.4.6.6 [Хлоркальциевые растворы](#)
 - 6.4.6.7 [Калиевые буровые растворы](#)
 - 6.4.6.8 [Растворы, обработанные солями трехвалентных металлов](#)
 - 6.4.6.9 [Силикатные растворы](#)
 - 6.4.6.10 [Гидрофобизирующие растворы](#)
- 6.5 [Соленасыщенные буровые растворы](#)
 - 6.5.1 [Необработанный глинистый соленасыщенный раствор](#)
 - 6.5.2 [Стабилизированный соленасыщенный раствор](#)
 - 6.5.3 [Раствор на основе гидрогеля магния](#)
- 6.6 [Растворы на нефтяной основе](#)
 - 6.6.1 [Известково-битумный раствор](#)
 - 6.6.2 [Инвертные эмульсионные растворы \(ИЭР\)](#)
 - 6.6.3 [Буровой раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ](#)
 - 6.6.4 [Термостойкий раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ-Т](#)
 - 6.6.5 [Высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор](#)
 - 6.6.6 [Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор \(ТИЭР\)](#)
 - 6.6.7 [Термостойкая инвертная эмульсия на основе ЭК-1](#)

6.1 Гомогенные буровые растворы на водной основе

6.1.1 [Техническая вода](#)

6.1.2 [Полимерные буровые растворы](#)

6.1.2.1 [Полимерные буровые растворы на основе синтетических полимеров](#)

6.1.2.2 [Полимерные буровые растворы на основе полисахаридов](#)

6.1.3 [Водные растворы ПАВ](#)

6.1.4 [Солевые буровые растворы](#)

6.1.1 Техническая вода

Техническая вода является наиболее доступным и дешевым очистным агентом, в связи с чем, достаточно широко используется при бурении устойчивых пород в случае отсутствия флюидопроявлений.

Кроме того, техническая вода служит основой, т. е. дисперсионной средой, для получения буровых растворов на водной основе.

Качество технической воды для целей бурения принято характеризовать жесткостью, степенью и составом минерализации.

По степени минерализации, оцениваемой количеством растворенных солей в 1 литре воды, природные воды делятся на 4 группы:

- пресные - до 1 г/л;
- солоноватые - 1...10 г/л;
- соленые - 10...50 г/л;
- рассолы > 50 г/л.

С точки зрения использования технической воды в качестве самостоятельного очистного агента наиболее важным показателем её качества является состав минерализации.

Состав минерализации определяет коррозионную агрессивность воды по отношению к металлу и тампонажному (цементному) камню, проявляющаяся в разрушении металла и растворении компонентов цементного камня.

Для приготовления качественных буровых растворов целесообразно использовать воду с общей жесткостью ($\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$) не более 3 - 4 мг-экв/л.

Для смягчения жесткой воды ее обрабатывают NaOH , Na_2CO_3 и $\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$.

Степень минерализации воды оказывает существенное влияние на эффективность действия (расход) химических реагентов и степень гидратации глин.

Кроме своей доступности и дешевизны вода, как очистной агент, обладает целым рядом и других преимуществ: малой вязкостью (1 мПа·с при $t = 20,5 \text{ }^\circ\text{C}$); низкой плотностью (1000 кг/м³); высокой охлаждающей способностью.

Совокупность этих свойств воды обеспечивает эффективную работу породоразрушающего инструмента (высокую механическую скорость бурения и проходку на долото), гидравлических забойных двигателей и буровых насосов.

Однако вода в перерывах между циркуляциями не удерживает шлам в скважине во взвешенном состоянии, вызывает интенсивную гидратацию, набухание и диспергирование глинистых пород. Поэтому применение воды как эффективного бурового раствора допустимо лишь при бурении сравнительно неглубоких скважин в твердых неглинистых породах

карбонатно-песчаного комплекса, а также в гипсах и водоносных горизонтах.

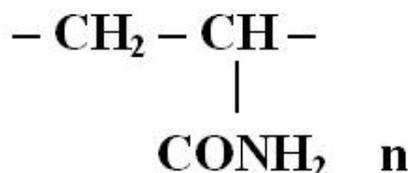
Проникновение воды в продуктивный пласты резко снижает их нефтеотдачу вследствие создания водяного барьера и образования устойчивых водонефтяных эмульсий, препятствующих притоку нефти в скважину, что серьезно затрудняет освоение и ввод скважин в эксплуатацию.

Кроме того, вода замерзает при отрицательной температуре, что так же ограничивает область ее применения.

6.1.2 Полимерные буровые растворы

Полимерными называются водные растворы высокомолекулярных веществ (акрилатов и полисахаридов), молекулы которых построены путем многократного повторения одного и того же звена - мономера.

Например, мономер ПАА:



Если в молекуле чередуются разные мономеры, то такое высокомолекулярное вещество (ВМВ) называется сополимером.

ВМВ могут быть полиэлектролитами и неэлектролитами.

К полиэлектролитам относятся реагенты на основе водорастворимых эфиров целлюлозы и на основе акриловых полимеров, которые при диссоциации в воде образуют сложный анион и простой катион.

К неэлектролитам относятся крахмальные реагенты, содержащие полярные группы, не имеющие заряда.

Впервые полимерные растворы начали применяться в США в начале 60-х годов. В нашей стране полимерные буровые растворы впервые нашли применение лишь в первой половине 70-х годов. С их применением связаны работы Ахмадеева Р.С., Дедусенко Г.Д., Кистера Э.Г., Крысина Н.Н., Липкеса М.И., Скальской У.А., Нацепинской А.М., Турапова М.К., Шарипова А.У, Пенькова А.И., Хариева И.Ю, Андресона Б.А., Минхайрова К.Л. и др. В качестве полимеров использовались ГПАА, метас, гипан, реагент К-4. При необходимости в раствор добавляли ингибирующие добавки, некоторые виды отходов металлургических и химических производств.

Технологическая эффективность полимерных реагентов обусловлена целым рядом специфических характеристик, присущих только им и отличающих их от других реагентов. К этим характеристикам полимеров относят огромную молекулярную массу, конформационное и конфигурационное многообразие, определенную и вполне удовлетворительную прочность цепи макромолекулы, а также полиэлектролитные свойства и способность к межмолекулярным взаимодействиям, т.е. поверхностную активность. Например, повсеместно применяемые неорганические реагенты имеют молекулярную массу несколько десятков условных единиц (каустическая сода - 40, кальцинированная сода - 106 и т.д.), их называют низкомолекулярными;

реагенты с молекулярными массами от 500 до 5000 - олигомеры, если же вещество имеет молекулярную массу свыше 5000, его относят к полимерам (высокомолекулярным соединениям). Молекулярная масса полимеров, используемых при бурении скважин, варьирует от 10^4 до 10^7 у.е. Многочисленными исследованиями было установлено, что полимерные растворы характеризуются псевдопластическим режимом течения, проявляющемся в том, что вязкостные свойства полимерных растворов в значительной степени зависят от скорости сдвига. Так, в диапазоне скоростей сдвига, характерном для течения в насадках долота, вязкость полимерного раствора приближается к вязкости воды. Это свойство обеспечивает снижение гидравлических сопротивлений и позволяет подводить к долоту значительно большую, по сравнению с использованием глинистого раствора, гидравлическую мощность.

Полимерные растворы с низкой вязкостью способствуют эффективному разрушению горных пород в призабойной зоне пласта в результате быстрого проникновения раствора в трещины, образующиеся при разрушении породы долотом.

В диапазоне скоростей сдвига, характерных для течения в затрубном пространстве, полимерный раствор имеет повышенную вязкость, что способствует более полному выносу выбуренной породы на поверхность и повышает устойчивость стенок скважины, за счет адсорбции полимера на породе.

Одной из причин снижения эффективности бурения является значительное превышение пластового давления в скважине над забойным т.к., затрудняется отделение частиц разрушенной породы от забоя. Применение же полимерных буровых растворов позволяет регулировать значение дифференциального давления и бурить при сбалансированном давлении, когда гидростатическое давление равно пластовому, или незначительно превышает его. При этом уменьшается вероятность поглощения бурового раствора и прихватов буровой колонны.

Улучшению показателей бурения способствует смазывающая и противозносовая способность полимерных растворов за счет образования прочной адсорбционной пленки на трущихся поверхностях.

Буровые растворы, содержащие полимеры обладают ингибирующей способностью, что важно при разбуривании неустойчивых глинистых пород. Адсорбируясь на глинистых частицах, полимер препятствует их гидратации и переходу в раствор.

При вскрытии продуктивного пласта полимер частично отфильтровывается на границе скважина - пласт, образуя низко проницаемую корку (пленку) и частично проникает в приствольную зону продуктивного пласта [4]. Молекула полимера из-за отсутствия симметрии распределения электронов, является биполярной. Такие молекулы ведут себя так, если бы они были центрами положительных и отрицательных зарядов. Глинистые минералы, входящие в состав коллектора так же полярны. Если глины находятся в контакте с жидкостями, растворами, содержащими полярные вещества, то отрицательные центры на глинистых минералах притягивают положительные центры полярных веществ окружающей жидкости. Бредли показал, что полимеры, адсорбируясь на глинистых минералах, могут образовывать сложные молекулярные слои, кроме того, полимер, адсорбируемый на базальной плоскости глинистого минерала, вытесняет воду с этой поверхности. А неорганические катионы,

как показал Мак-Эван, присутствующие на поверхности глинистого минерала не обязательно вытесняются адсорбцией органических молекул [5].

Таким образом, полимер, находясь в поровом пространстве и адсорбируясь на поверхности порового канала, сужает его, тем самым, снижая эффективную проницаемость, с другой стороны, адсорбируясь на глинистых минералах, входящих в состав коллектора, предотвращает их гидратацию и набухание. Применение полимерных растворов позволяет создавать малопроницаемые корки, пленки-корки, уменьшающие влагоперенос фильтрата бурового раствора в глинистые породы и тем самым, обуславливающие длительную устойчивость стенок скважины.

Флокулирующие свойства полимеров обуславливают высокую степень очистки безглинистых растворов от частиц выбуренной породы. В 1960-1980 годах за рубежом для очистки бурового раствора широко применялись полимеры - флокулянты: флоксит, рапидол, лосол, пушер, седипур, биополимеры и др. При введении полимеров в раствор в количестве от сотых до тысячных долей от общего объема раствора происходит агрегирование мелких взвешенных частиц выбуренной породы с помощью полимерных мостиков. Поскольку масса связанных твердых частиц увеличивается, они оседают под действием гравитационных сил в желобной системе, и к буровым насосам поступает осветленная (очищенная) жидкость.

В последние годы, считается, что лучшей полимерной основой для буровых растворов служат реагенты полисахаридной природы - производные целлюлозы и крахмала, которые кроме перечисленных выше преимуществ полимеров проявляют высокие эксплуатационные свойства, одновременно легко подвергаются деструкции и тем самым сохраняют естественную проницаемость коллекторов и не загрязняют окружающую среду [6]. Полисахариды способны во время строительства скважины образовывать кольматационный экран, способный не пропускать фильтраты буровых и цементных растворов в продуктивный пласт и со временем саморазрушаться (деструкция до простых сахаров) восстанавливая первоначальную проницаемость коллектора.

Широкое применение полимеров в составе бурового раствора позволяет сократить расход химических реагентов и материалов, уменьшить затраты физического труда, что способствует сокращению сроков строительства скважин и экономии материальных затрат.

Недостатки полимерных растворов: низкая стойкость к действию ионов кальция и других поливалентных металлов; высокая стоимость импортных ВМВ (3...16 тыс. долларов за тонну) и дефицитность отечественных (потребности в полимерных реагентах удовлетворяются только на 40...50%).

6.1.2.1 Полимерные буровые растворы на основе синтетических полимеров

В ряду синтетических высокомолекулярных соединений, применяемых для обработки промывочных жидкостей, следует выделить полиакриламид, молекулярная масса которого достигает $6 \cdot 10^6$ у.е. Из известных синтетических полимеров такие же значения молекулярной массы имеет

лишь полиэтиленоксид, который редко применяется при бурении скважин из-за дефицита.

Отечественный полиакриламид выпускается без контроля таких характеристик как молекулярная масса, молекулярно-массовое распределение, степень гидролиза; производится неочищенным, по разным технологиям (известковой, аммиачной). Все это вызывает трудности в применении полиакриламида (ПАА) для обработки промысловых жидкостей.

В ряде рецептов полимерных буровых растворов вместо ПАА используется гидролизованный полиакрилонитрил (гипан) [7].

Для приготовления 1 м³ безглинистого бурового раствора требуется 975 - 970 л воды и 25 - 30 кг ПАА (8 %-ной концентрации).

Для приготовления полимерного недиспергирующего раствора можно использовать пресный раствор, обработанный УЦР. Предварительно определяют содержание глинистой фазы и при необходимости ее снижения раствор разбавляют водой, а затем вводят 0,5 %-ный раствор ПАА из расчета 10-20 л/м³.

При разбуривании высококоллоидных глин регулирование реологических свойств полимерных растворов затруднено. В таких случаях в раствор дополнительно вводят неорганические электролиты.

При бурении в набухающих и неустойчивых глинистых сланцах используют полимерные недиспергирующие растворы, содержащие два (или более) акриловых полимера различной молекулярной массы, из которых один, обычно высокой (10÷15)·10⁶ молекулярной массы (ПАА) выполняет функции флокулянта и ингибитора глин, другой - средней (2÷6)·10⁵ молекулярной массы (сайпан, М-14, метас, гипан, НР-5) обладает свойствами понизителя фильтрации и загустителя.

Обычно их применяют в соотношениях 1:5 - 1:10.

В случае повышения содержания глинистой фазы в растворе используются недиспергирующие разжижители-дефлокулянты (НТФ, ПАК).

Типичные рецепты полимерных недиспергирующих растворов на основе акриловых полимеров приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1
Полимерные растворы на основе акриловых полимеров

Тип	Номер состава					
	1		2		3	
	реагент	содержание, %	реагент	содержание, %	реагент	содержание, %
Ингибитор глин	ПАА	0,025-0,03	РКП	0,1-0,2	ГКЖ-10 ГКЖ-11	0,4
Понижитель фильтрации, загуститель	Сайпан, гипан, НР-5	0,125-0,15	РКП	0,1-0,2	М-14	0,2
Разжижитель-дефлокулянт	НТФ	0,05-0,1	ПАК	0,05-0,1	НТФ	0,05-0,1

6.1.2.2 Полимерные буровые растворы на основе полисахаридов

В последнее время в мировой практике бурения для вскрытия продуктивных пластов применяют буровые растворы, содержащие в своем составе полисахариды.

Схематически полисахариды представляют собой совокупность макромолекулярных цепей, образованных антигликозидными циклами различных углеводородных остатков, сцепленных непрочными гликозидными связями, а между цепями ван-дер-ваальсовыми силами, водородными связями или поперечными мостиками. Обилие функциональных групп обуславливает реакционную активность цепей и придает им характер полиэлектролитов. Природа углеводородных, функциональных групп, степень замещения, полимеризации и ветвления, однородность полимера, а также характер связей, конформация цепей и структур определяют коллоидно-химические свойства этих реагентов. Все они различаются по стабилизирующей способности и обладают сравнительно невысокой термической, ферментативной и гидролитической устойчивостью. Из исходных полисахаридов их получают путем деполимеризации и введения достаточного количества функциональных групп с тем, чтобы обеспечить водорастворимость и необходимый уровень физико-химической активности. Таким образом, свойства будущего реагента непосредственно связаны с природой исходного полисахарида.

Так, Окуневым М.С., Сергиенко Л.П. и др. предложен безглинистый буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов, содержащий карбоксиметилцеллюлозу 0,8-1,2%, запечную пыль, уловленную электрофильтрами цементнообжиговых печей 16,8-37,2%, борную кислоту или тетраборат натрия 0,1-0,1% и воду [8]. Оригинальные и не традиционно используемые реагенты, дают возможность применения раствора только в единичных случаях.

Третьяк А.Я. предложил буровой раствор, содержащий карбоксиметилцеллюлозу 0,5-2,0%, декстриновую крошку - смесь углеводов, образующихся при гидролизе картофельного и маисового крахмала 0,5-2,0% и воду [9]. Декстриновая крошка является кольматационным наполнителем, а остальной состав раствора очень чувствителен к полисолевой минерализации, поэтому применение данного раствора носит ограниченный характер - только в пресных системах.

Тем же автором предложен состав раствора, который содержит декстриновую крупу 0,5-3%, КМЦ 0,5-2,0%, едкий натр 0,1% и воду [10]. Наличие каустической соды создает повышенное значение pH среды (до 14), что ограничивает их применение в условиях использования алюминиевых труб и негативно сказывается на устойчивости стенок скважины.

Хариев И.Ю. предложил использовать для вскрытия продуктивных пластов буровой раствор, содержащий КМЦ 0,5-5,0%, крахмал 1-3% и воду [11].

Разработаны ряд промывочных жидкостей на основе крахмала с добавками ферментных препаратов типа эндополигамектуролозы или амилитических ферментов [12, 13]. Однако действия и свойства ферментов в пластовых условиях еще не достаточно изучены, их влияние

на коллекторские свойства пласта и нефтенасыщенность неоднозначны, поэтому применение таких промывочных жидкостей ограничено.

Ряд полисахаридных реагентов имеет некоторые недостатки.

Так, глюкононовая кислота и ее соли являются пищевыми продуктом и кроме того они дорогостоящи [14-16].

Декстрины не обеспечивают регулирование физико-химических свойств ни в пресных, ни в минерализованных системах. Декстриновая крошка может применяться в качестве коагуляционного наполнителя [9, 10].

При использовании гуаровой смолы в безглинистом буровом растворе, раствор имеет предельно высокие реологические значения. При снижении реологических свойств до значений, приемлемых в бурении, происходит резкий рост показателя фильтрации.

Карбоксиметилцеллюлоза очень чувствительна к полисолевой минерализации. Установлено, что в случае применения полимерсолевых растворов на основе КМЦ (раствор NaCl + КМЦ) наблюдается ухудшение гидродинамической связи в системе скважина-пласт. В результате взаимодействия фильтрата с пластовым флюидом (нефть и пластовая вода) и породой коллектора происходит снижение продуктивности нефтесодержащих объектов до 50% [11].

В литературе имеются сведения о применении калиевых целлюлозных полимеров - калиевая карбоксиметилцеллюлоза (К-КМЦ) и калиевая полианионная целлюлоза (К-ПАЦ). Их использование позволяет получить ингибирующий калиевый раствор эффективный при бурении неустойчивых глинистых сланцев. На практике К-КМЦ и К-ПАЦ были испытаны при бурении скважин в различных районах Италии. Использование систем растворов на основе этих полимеров позволило, из-за сокращения затрат времени на борьбу с осложнениями, снизить общую стоимость бурения на 25% [17].

Важным вкладом в совершенствовании растворов с низким содержанием твердой фазы было применение ксантановой смолы, образующейся в результате жизнедеятельности микроорганизмов ксантомоноскомпестрис. Данный полимер обеспечивает высокую несущую способность раствора на пресной или минерализованной воде. При низких скоростях сдвига этот полимер обладает хорошей способностью удерживать во взвешенном состоянии твердую фазу, но его вязкость заметно снижается с увеличением скорости сдвига.

Разработаны ряд промывочных жидкостей на основе крахмала с добавлением ферментных препаратов типа эндопалигамектуролозы или амилолипических ферментов. Однако действие и свойства ферментов в пластовых условиях еще недостаточно изучены. Их влияние на коллекторские свойства пласта и нефтенасыщенность неоднозначны, поэтому применение таких промывочных жидкостей ограничено [81, 82].

Анализ зарубежных и отечественных рецептов буровых растворов для вскрытия продуктивного пласта все же показывает, что наиболее распространенными и доступными реагентами для регулирования структурно-реологических и фильтрационных свойств являются крахмалсодержащие реагенты. Одним из свойств крахмала является его хорошая пленкообразующая способность, а также саморазрушение во времени.

Крахмал представляет собой природную смесь полисахаридов (амилоза и амилопектин) с общей формулой $(C_6H_{10}O_5)_n$. Крахмал образуется в

результате фотосинтеза в листьях растений и откладывается в корневищах, клубнях и зернах[18, 19].

В крахмале содержится 15-20% амилозы и 75-80% амилопектина. Эти фракции обладают различными свойствами.

Молекулы амилозы представляет собой линейные и слабо разветвленные спиралеобразные цепи. Амилоза в разбавленных растворах крахмала легко ассоциируется и осаждаются. Это явление называется ретроградацией. В более концентрированных растворах это придает крахмалу способность к образованию геля.

Амилопектин сильно разветвлен и обладает дихотомической структурой. Амилопектин устойчив в растворе и не обнаруживает склонностей к ретроградации.

Крахмал белый порошок (под микроскопом зернистый) не растворим в холодной воде; в горячей набухает, образуя коллоидный раствор (крахмальный клейстер). При этом вода проникает между молекулами крахмала и нарушает водородные связи. Во время нагревания нарушается структура крахмальных зерен. Вначале идет органическое набухание, затем крахмальное зерно увеличивается в несколько раз, поглощая еще большее количество воды, оно - разрушается, теряя форму. Полное растворение крахмала невозможно, так как макромолекулы амилозы группируются в пучки или парокристаллические фибриллы.

Клейстеризация крахмала может быть достигнута не только путем нагревания, но и другими способами, для этого его необходимо модифицировать. Достигается это путем преобразования многочисленных функциональных групп углеводородных цепей и их деполимеризацией.

Наличие гликозидных связей обуславливает возможность гидролиза в результате нагревания, действия кислот, щелочей, окислителей и ферментов. Концевые альдигидные группы позволяют осуществлять реакции конденсации и окисления. Большое количество спиртовых гидроксильных групп дает возможность реакции окисления, этерификации, образованию алкоколятов. Возможно также модифицирование с образованием поперечных связей, придающим макромолекулам особую устойчивость. Во всех случаях достигается клейстеризация - основной механизм образования коллоидных крахмальных растворов [20].

Бромиды, иодиды, роданиды натрия и некоторые другие соли усиливают набухание крахмала и позволяют клейстеризировать его на холоде. Обработка йодом улучшает стабилизирующие действия крахмала.

Имеются различные методы модификации крахмала путем декстринизации кислотой, фосфатирования, окисления, обработкой ферментами, аминами, альдегидами и т.д.

Крахмал подвержен физической, химической и биологической деструкции. Реакции деструкции протекают с разрывом химических связей в главной цепи макромолекулы с образованием макрорадикалов. Свободные макрорадикалы могут инициировать реакцию деструкции.

При помощи ферментов и бактерицидов можно управлять процессом деструкции крахмала, а следовательно регулировать формирование и разрушение кольматационного экрана.

6.1.3 Водные растворы ПАВ

Наиболее приемлемым с экономической и технологической точки зрения

методом обеспечения сохранности продуктивных пластов нужно признать использование синтетических ПАВ, изменяющих физико-химическую природу фильтрата, что позволяет вместе с другими технологическими приемами обеспечить наименьшее снижение проницаемости нефтенасыщенных коллекторов. Изучению влияния ПАВ на процессы адсорбции и смачиваемости горных пород посвящено достаточно большое количество работ [21-24].

Синтетические ПАВ должны удовлетворять следующим требованиям: полностью растворяться в пластовой и технической воде; снижать межфазное натяжение на границе раздела «фильтрат бурового раствора - нефть» при возможно малых концентрациях; повышать смачиваемость поверхности коллектора нефтью, т.е. обладать гидрофобизирующими свойствами; незначительно адсорбироваться на поверхности кварцевых, карбонатных и глинистых пород; предупреждать образование в ПЗП эмульсии, а если она образуется, то снижать ее стойкость; предупреждать коагуляцию твердой фазы бурового раствора и шлама и не допускать выпадения их в осадок; способствовать вскрытию пласта при минимальных затратах; не оказывать влияния на основные параметры раствора.

Добавки ПАВ к технической воде позволяют:

- Интенсифицировать процесс разрушения горных пород на забое. Это объясняется следующим. В процессе бурения горная порода в зоне контакта с долотом покрывается сетью макро- и микротрещин, которые после снятия нагрузки смыкаются и таким образом, работа, затраченная на их образование в последующем не используется для облегчения разрушения горных пород. При адсорбции ПАВ на поверхности таких микротрещин, их смыкание предотвращается, обеспечивая тем самым как бы понижение прочности горных пород в зоне предразрушения (эффект П.А. Ребиндера, 1928 г.).
- Снизить силу трения между стенками скважины (аксиальное трение) и бурильными трубами, а также износ последних. Материал бурильных труб и горные породы гидрофобны, поэтому молекулы ПАВ адсорбируются на них своими гидрофобными (углеводородными) частями. Образующиеся в результате граничные пленки («молекулярный ворс») способны значительно уменьшить трение и износ контактирующих в скважине поверхностей.
- Повысить износостойкость породоразрушающего инструмента за счет образования аналогичной граничной пленки на вооружении и опорах долот.

В практике бурения наиболее часто применяют водные растворы ОП-7, ОП-10, сульфонола и превоцела.

Область применения водных растворов ПАВ та же, что и у технической воды.

Однако их преимущества говорят о необходимости и целесообразности добавок ПАВ к технической воде (полимерным и другим растворам) практически во всех случаях, когда это возможно (исключение: бурение в зонах поглощений и вскрытие водоносных горизонтов хозяйственно-питьевого назначения).

ПАВ рекомендуется вводить в буровой раствор и перед вскрытием нефтяных пластов.

6.1.4 Солевые буровые растворы

Водные растворы солей (NaCl , KCl , CaCl_2 , MgCl_2) могут применяться в качестве очистных агентов в следующих случаях:

- при бурении в многолетнемерзлых породах (ММП);
- при бурении в отложениях солей;
- для глушения скважин при капитальном ремонте (в качестве жидкости глушения);
- в качестве буферной жидкости при тампонировании скважин.

При бурении скважин в ММП (распространены более чем на половине территории России, мощность их доходит до нескольких сотен метров, температура достигает - минус 9 °С, обычно - минус 4-6 °С) применяются водные растворы NaCl , реже CaCl_2 .

Концентрация соли в растворе выбирается в соответствии с температурой ММП.

Незамерзающие водные растворы солей обладают такими же свойствами, как и техническая вода, но в отличие от воды имеют более высокую плотность и повышенное коррозионное воздействие на металл.

Они не пригодны для бурения в мерзлых породах, цементированных льдом, так как вызывают его таяние.

Водные растворы солей рационально применять только при бурении плотных, устойчивых, «сухих» мерзлых пород.

При проходке мощных пластов солей во избежание образования каверн применяют насыщенные растворы этих солей:

- при проходке галита (NaCl) - раствор NaCl ;
- при проходке сильвина (KCl) - раствор KCl ;
- при проходке бишофита ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) - раствор MgCl_2 ;
- при проходке карналлита ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) - раствор ($\text{KCl} + \text{MgCl}_2$).

С повышением температуры растворимость солей увеличивается. Поэтому в глубоких скважинах циркулирующая жидкость в призабойной части способна растворять соль, а в верхней части скважины, где её температура понижается - выделять соль в виде кристаллов (рекристаллизация).

Таким образом, водные растворы солей могут использоваться при проходке пластов солей, залегающих лишь в верхних интервалах скважин.

6.2 Гомогенные углеводородные растворы

К гомогенным буровым промывочным жидкостям относятся нефть и дизельное топливо.

Обычно нефть и нефтепродукты определенного состава используются в качестве: дисперсионной среды растворов на углеводородной основе (РУО) и гидрофобных эмульсий; дисперсной фазы гидрофильных эмульсий (в качестве противоприхватной добавки наряду с неполярными жидкостями растительного и животного происхождения); самостоятельных очистных агентов.

В качестве самостоятельных очистных агентов нефть и дизтопливо используются крайне редко.

Из нефтепродуктов наиболее широко используется дизельное топливо (чаще чем сырая нефть) марок ДЛ и ДЗ (летнее и зимнее).

6.3 Гомогенные газообразные очистные агенты

Использование газообразных агентов или пневматического способа удаления продуктов разрушения вместо гидравлического позволяет существенно увеличить механическую скорость бурения (в 4 - 5 раз в твердых и в 2 - 3 раза в мягких породах) и проходку на долото (в 2 - 5 раз). Столь существенные преимущества продувки объясняются отсутствием статического давления на забой скважины ($\rho g = 0,6...18 \text{ кг/м}^3$); более интенсивной очисткой забоя вихревым (высокотурбулентным) потоком огромной скорости.

Кроме того, газообразные агенты позволяют сохранить естественные свойства отбираемого керна, так как исключается его размыв, растворение, загрязнение; без осложнений проходить зоны, катастрофически поглощающие буровой раствор.

Из-за низкой плотности газообразных агентов и практическом отсутствии давления на вскрываемые пласты существенно увеличивается продуктивность пластов с низким пластовым давлением.

Под действием газа практически исключается набухание, растворение и обвалы горных (глинистых) пород, естественная структура которых нарушается при контакте с буровым раствором на водной основе. Газ позволяет успешно бурить интервалы ММП и льда так как, теплоемкость воздуха в 4 раза ниже теплоемкости воды, поэтому его легко и быстро можно охладить до нулевой и даже до отрицательной температуры.

Применение газообразных агентов экономически оправданно так как продувка газом позволяет улучшить условия труда буровой бригады (отпадает необходимость в приготовлении бурового раствора и растворов химреагентов, не нужна циркуляционная и очистная системы, не перемерзает нагнетательная система и т.д.).

Несмотря на перечисленные достоинства и высокую эффективность (производительность буровых работ возрастает в 1,5 - 2 раза), объемы бурения с использованием пневматического способа удаления продуктов разрушения весьма незначительны ($\approx 1...2\%$).

Объясняется это тем, что газообразные агенты имеют и целый ряд существенных недостатков:

- увеличивается стоимость наземного оборудования. Для бурения с продувкой необходимы компрессор высокого давления; специальные нагнетательная и выкидная линии, пылесборники, влагомаслоотделитель, КИП и т. д. Кроме этого продувка возможна только при роторном способе бурения.
- повышается износ бурильных труб вследствие окислительного действия газообразной среды (при использовании в качестве очистного агента сжатого воздуха), абразивного действия смеси «газ + шлам», высоких значений коэффициента трения.
- отсутствует возможность регулирования противодействия на вскрываемые пласты, в связи с чем значительно возрастает опасность флюидопроявлений, сложно бурить в потенциально неустойчивых породах.
- значительно усложняется процесс бурения при притоках в скважину воды. В этом случае шлам становится влажным, налипает на буровой инструмент и стенки скважины, в результате чего образуются сальники. При незначительных водопитоках производят гидрофобизацию контактирующих поверхностей непрерывными добавками ПАВ (0,1...0,2% к предполагаемому объему притока воды).
- ограничивается возможность проведения геофизических работ. Для

проведения электрокаротажа и перфорирования обсадной колонны скважина должна быть заполнена жидкостью.

Таким образом, газообразные агенты экономически целесообразно использовать при проходке зон катастрофического поглощения, интервалов ММП и льда, при бурении в безводных и засушливых районах, при вскрытии продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением (со строгим соблюдением правил безопасности).

При наличии в разрезе газо- и нефтесодержащих пластов в качестве очистного агента необходимо применять природный газ и, лучше всего, от газовых магистралей промысла. При отсутствии газопровода обычно применяют азот или отработанный газ, полученный от ДВС, установленных на буровой.

6.4 Гетерогенные водные растворы с твердой дисперсной фазой

6.4.1 [Нестабилизированные глинистые суспензии и суспензии из выбуренных пород](#)

6.4.2 [Гуматные растворы](#)

6.4.3 [Лигносulfонатные растворы](#)

6.4.4 [Хромлигносульфонатные растворы](#)

6.4.5 [Полимерные недиспергирующие буровые растворы](#)

6.4.6 [Гетерогенные ингибирующие буровые растворы на водной основе](#)

6.4.6.1 [Алюминатные растворы](#)

6.4.6.2 [Известковые растворы](#)

6.4.6.3 [Безглинистые солевые растворы \(БСК\)](#)

6.4.6.4 [Кальциевые растворы](#)

6.4.6.5 [Гипсоизвестковый раствор](#)

6.4.6.6 [Хлоркальциевые растворы](#)

6.4.6.7 [Калиевые буровые растворы](#)

6.4.6.8 [Растворы, обработанные солями трехвалентных металлов](#)

6.4.6.9 [Силикатные растворы](#)

6.4.6.10 [Гидрофобизирующие растворы](#)

6.4.1 Нестабилизированные глинистые суспензии и суспензии из выбуренных пород

Эти растворы представляют собой водные суспензии, образованные в процессе бурения путем "самозамеса" из разбуриваемых пород.

Нестабилизированные глинистые суспензии и суспензии из выбуренных пород применяют в основном при бурении с поверхности в сравнительно устойчивом разрезе, сложенном малопроницаемыми породами. В зависимости от типа исходной глины и состава разбуриваемых пород такие растворы имеют в среднем следующие показатели: плотность 1050-1240 кг/м³, условная вязкость 25 - 50 с, показатель фильтрации, СНС и рН не регламентируются [2].

В процессе бурения показатели не стабилизированных глинистых суспензий из выбуренных пород регулируются разбавлением водой.

Применение глинистых растворов обусловлено относительной доступностью и дешевизной сырья для их приготовления, их особыми, в

какой-то мере универсальными, свойствами: способностью образовывать малопроницаемую фильтрационную корку на стенках скважины; способностью удерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы и утяжелителя; возможностью регулирования реологических, структурно - механических и фильтрационных свойств в широком диапазоне.

Для бурения под кондуктор в мерзлых горных породах разработан и применяется простой по составу специальный раствор. К хорошо прогидратированному бентонитовому раствору добавляют 2-3 кг/м³ KCl (NaCl). От ввода соли в таком малом количестве раствор несколько загустевает без изменения водоотдачи и приобретает, таким образом, мгновенные структурообразующие свойства. Значения СНС данного раствора через 10 сек, 1 минуту и 10 минут покоя являются достаточно высокими и мало отличаются между собой.

При его использовании у стенок скважины, особенно в кавернах, образуются застойные зоны, за счет чего резко снижается темп растепления стенок ствола скважины, уменьшается размер каверн и интенсивность разбавления раствора. Опыт показывает, что при разбуривании толщимерзлых пород почти не требуются дополнительной обработки раствора бентонитом, снижается расход материалов и снижаются затраты времени на осложнения, связанные с кавернообразованием.

Состав раствора в 1 м³ содержится (в кг): бентонита 50, Na₂CO₃ - 1, NaOH -1. Свойства раствора: плотность - 1040 кг/м³, пластическая вязкость - 6 сПз, ДНС = 60 дПа, СНС = 0/1/10, 70/100/180 дПа, водоотдача (API) -14,5 см³/30мин, pH = 9,5

6.4.2 Гуматные растворы

К этому виду относится буровой глинистый раствор, стабилизированный углещелочным реагентом (УЩР). Применяют такой раствор при бурении в сравнительно устойчивом разрезе, в котором отсутствуют набухающие и диспергирующиеся глинистые породы. Допустимая минерализация для гуматных растворов не более 3 %, термостойкость их в этих условиях не превышает 120 - 140 °С. В отсутствие минерализации фильтрация гуматных растворов остается небольшой даже при температуре 200 °С, однако усиливается загустевание раствора [2].

В зависимости от коллоидальности глины и жесткости воды на приготовление 1 м³ гуматного раствора требуется (в кг): глины 50-200, сухого УЩР 30-50, Na₂CO₃ 3-5 (при необходимости), воды 955-905. Утяжелитель добавляют в случае необходимости увеличения плотности раствора. При этом обеспечивается возможность получения растворов со следующими свойствами: плотность 1030-2200 кг/м³, условная вязкость 20-60 с, СНС1= 18-60 дПа, СНС10 = 36-120 дПа, показатель фильтрации 4-10 см³/30 мин, pH = 9-10 [2].

На повторные обработки в процессе бурения требуется 3-5 кг УЩР на 1 м³ раствора. УЩР совместим с большинством реагентов (полиакрилатами, лигносульфонатами, КМЦ). для предотвращения загустевания при забойных температурах выше 100 °С раствор обрабатывают УЩР в сочетании с хроматами [0,5-1 кг на 1 м³ раствора][2].

6.4.3 Лигносульфонатные растворы

Лигносульфонатные растворы - буровые глинистые растворы, стабилизированные лигносульфонатными реагентами (иногда в сочетании с УЩР).

Используются при разбурировании глинистых отложений, гипсов, ангидритов и карбонатных пород. Главной функцией лигносульфонатных реагентов является понижение вязкости, основанное на сочетании стабилизирующего и ингибирующего эффектов. Ингибирующее действие кальциевой ССБ в пресных растворах мягче, чем действие извести. Раствор термостоек до 130 °С.

При бурении в глинистых разрезах наиболее эффективно разжижается раствор при комбинированных обработках ССБ и УЩР.

В зависимости от качества исходной глины на приготовление 1 м³ лигносульфонатного раствора требуется (в кг): глины 80 - 200, ССБ 30-40, УЩР 10-20, NaOH 5 - 10, пеногасителя 5 - 10, воды 940 - 900, утяжелителя - до получения раствора необходимой плотности.

Указанные пределы компонентного состава обеспечивают получение растворов с показателями: плотность 1060 - 2200 кг/м³, условная вязкость 18 - 40 с, показатель фильтрации 5 - 10 см³/30 мин, СНС₁ = 6 - 45 дПа, СНС₁₀ = 12 - 90 дПа, pH = 8 - 10 [2].

6.4.4 Хромлигносульфонатные растворы

Это буровые глинистые растворы, стабилизированные хромлигносульфонатными (феррохромлигносульфонатным) реагентами: окзил, ФХЛС, КССБ-4 или указанными реагентами в сочетании с полимерами (КМЦ, М-14, метас, гипан. Они предназначены для разбурирования глинистых и аргиллитоподобных пород при высоких забойных температурах. Отличаются более высокой по сравнению с гуматными и лигносульфонатными растворами устойчивостью к загущающему действию глини и более высокой термостойкостью (до 180 °С). Наибольший разжижающий эффект достигается при pH бурового раствора 9 - 10.

На приготовление 1 м³ раствора, только на основе хромлигносульфонатных реагентов (в пересчете на сухое вещество), необходимо (в кг): глины 80 - 200, окзила (или ФХЛС) 10-20, КССБ-4 40 - 30, NaOH 2-5, Na₂Cr₂O₇ или (или K₂Cr₂O₇) 0,5-1, пеногасителя 3-5, воды 940-900, утяжелителя-до получения требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1060 - 2200 кг/м³, условная вязкость 18 - 40 с, показатель фильтрации 4-10 см³/30 мин, СНС₁ = 6-45 дПа, СНС₁₀ = 12-90 дПа, pH = 9-10.

Для приготовления 1 м³ хромлигносульфонатного раствора, в состав которого входят полимерные реагенты, в пересчете на сухие вещества необходимо (в кг): глины 40-100, NaOH 3-5, полимерного реагента (КМЦ, М-14, метас и др.) 3-5, окзила 30 - 50, хроматов 0,5-1, воды 965 - 925, утяжелителя-до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1030 - 2200 кг/м³, УВ = 25 - 60 с, показатель фильтрации 3-6 см³/30 мин, СНС₁ = 18-60 дПа, pH = 8-9.

В качестве основы хромлигносульфонатного раствора могут быть использованы глинистая суспензия, приготовленная из предварительно

гидратированной и диспергированной глины, или ранее применявшийся раствор.

В хромлигносульфонатный, как и в лигносульфонатный, можно перевести любой пресный раствор. Регулирование показателей хромлигносульфонатного раствора аналогично лигносульфонатному. Показатель фильтрации регулируется добавками полимерного реагента (0,5 - 1 кг реагента на 1 м³ бурового раствора).

Известен и широко применяется полимер - бентонитовый раствор на основе лигносульфонатов, который содержит два полимерных реагента ПАА и КМЦ. Для приготовления 1 м³ раствора требуется в кг: бентонит 30 - 40; Na₂CO₃ - 1,0; NaOH 1,0; КМЦ 3 - 5; СМАЗКА 3 - 5; ФХЛС 1 - 2; ПАА 0,2 - 0,5; СаСО₃ 50 - 100.

Получаемый раствор имеет следующие свойства: плотность 1040 - 1100 кг/м³, условная вязкость 20 - 30 сек, пластическая вязкость 10 - 18 сПз; ДНС = 40 - 80 дПа, СНС_{1/10} = 10-20/20-40 дПа, водоотдача 7 - 9см³/30мин (API), рН = 8 - 9.

6.4.5 Полимерные недиспергирующие буровые растворы

Это водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбуриваемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышению механической скорости проходки и проходки на долото).

Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов - предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты-флокулянты селективного действия (н-р, гидролизированный полиакриламид - ПАА), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы.

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250 °С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.

Полимерные недиспергирующие растворы предназначены для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в отложениях, характеризующихся высоким содержанием глин, в том числе (до 80%) высококоллоидальных и потенциально неустойчивых, и в крепких, устойчивых карбонатно-глинистых разрезах, а также для вскрытия продуктивных пластов.

Для приготовления 1 м³ полимерного недиспергирующего раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы (в пересчете на сухое вещество требуется (в кг): глины 40-50, полимера (КМЦ, М-14, метас) 4-5, воды 810-350, ПАА 25-50 (0,5%-ного раствора), нефти 100-80, утяжелителя - до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1030 - 2000 кг/м³, УВ = 20 - 60 с, показатель фильтрации 5-8 см³/30 мин, СНС = 12-60 дПа, СНС₁₀ = 24-90 дПа, рН = 8-9. Один из основных показателей качества полимерного недиспергирующего раствора - низкое содержание глинистой фазы. Объемная доля которого не должна превышать 1,5 - 2%.

6.4.6 Гетерогенные ингибирующие буровые растворы на водной основе

Такие системы созданы для предупреждения аварий и осложнений, связанных с осыпями и обвалами неустойчивых глин. Этот вид осложнений при бурении вызывает наибольшие потери, которые нередко заканчиваются ликвидацией скважин, поэтому трудно переоценить роль буровых растворов в решении этой нелегкой задачи.

Поведение потенциально неустойчивых глин определяется двумя основными факторами - физико-химическим и физическим.

Первый фактор является основным, и его сущность заключается в характере (механизме) физико-химического взаимодействия бурового раствора и его фильтрата с разбуриваемыми глинами.

Проявление так называемого физического фактора заключается в выпучивании глин в скважину под действием аномально высоких поровых давлений в глинах или горного давления в зонах тектонических нарушений, когда глинистые породы «перемяты» при больших углах падения пород.

Физико-химическое взаимодействие глин с буровыми растворами (фильтратом) начинается с процессов их гидратации кристаллов глинистых минералов и набухания в микротрещинах. Расклинивающее давление кристаллического набухания проявляется на расстоянии, соизмеримом с толщиной гидратной оболочки и, чем ближе к поверхности, тем выше давление набухания, величина которого достигает тысяч атмосфер. Физическое противостояние таким силам (повышение плотности раствора) практически не реально.

Однако, подавить процесс набухания глин можно физико-химическими методами, именно этот процесс и называется ингибированием. Он достигается применением в растворах электролитов (солей) в определенных концентрациях, превышающих порог коагуляции. Из числа известных растворов этого типа (гипсовый, хлоркальциевый) наиболее эффективным является калиевый раствор. Уникальность этого раствора заключается в том, что ион калия, в сравнение с другими катионами, обладает особым ингибирующим действием. Он, имея малый размер, подавляет процесс набухания глин, адсорбируясь в достаточном количестве на базальных плоскостях, и полностью нейтрализует заряд поверхности. В результате такого химического взаимодействия происходят изменения минералогической природы глин, которые превращаются в водонечувствительный минерал - довольно хорошо окристаллизованную гидрослюда. Процесс практически необратим. Интенсивность процесса насыщения глины ионами калия зависит от концентрации данных ионов, примесей других солей, температуры и величины pH. Дешевым и доступным источником ионов калия является хлористый калий. Оптимальная концентрация этого ингибитора в растворе колеблется от 5 до 12% и зависит от физико-химических свойств разбуриваемых глин и концентрации других солей (неизбежные примеси), которые замедляют действие ионов калия. Для эффективного ингибирования необходимо, чтобы концентрация хлорида калия не менее, чем в 3 раза превышала концентрацию других солей (NaCl , Na_2SO_4 , CaSO_4). Так, если калиевый раствор готовится на морской воде (концентрация солей 3-3,5%), содержание хлористого калия в растворе должно быть 10-12%. Важным

условием является величина рН, которую необходимо поддерживать на уровне 9-10. Интенсивность ингибирования возрастает с повышением температуры.

Все указанные условия выполнимы в процессе бурения, поэтому калиевые растворы широко и успешно применяются.

В последние годы разработан ряд дополнительных органических ингибиторов, усиливающих действие калиевого раствора.

Это - полиакриламид низкого и высокого молекулярного веса (Праестол, Сайдрилл и т.д.), сульфированный асфальт и гликоли различного строения и молекулярного веса (Гликойл, Ск-полиэфирный, АДН и т.д.). Из их числа наиболее эффективно усиливают ингибирующую способность калиевого раствора гликоли за счет дальнейшего и более глубокого снижения степени гидратации глин. Благодаря применению таких систем полностью удается избежать осыпей неустойчивых глин даже в особо сложных геологических условиях.

Для приготовления и регулирования свойств калиевых растворов используются стандартные солевые реагенты, наиболее эффективными из них являются полисахариды семейства ПАЦ - полианионные целлюлозы (ВВ-высоковязкие, СВ, НВ - средне, низковязкие).

Не менее важным в проблеме устойчивости глин является и так называемый физический фактор.

Действие этого фактора проявляется при бурении в условиях АВГД и нарушенных, перемятых зонах, когда осыпи горных пород происходят под воздействием физических сил, а гидростатического столба жидкости недостаточно для сдерживания этого процесса. Интенсивность этих осложнений может быть различной в зависимости от геологических условий.

Предупредить осыпи в этих случаях удастся путем ступенчатого повышения плотности бурового раствора (по 0,05-0,1 г/см³). Как правило, горно-геологические условия бурения бывают, известны, и требуемая плотность раствора регламентируется в программе по буровым растворам или в программе на бурение скважины.

Однако, очень важно распознавать причину осложнений. Физико-химическое взаимодействие глин с буровым раствором происходит постоянно, а проявление физических сил наблюдается только в особых геологических условиях. В большинстве случаев нормальной плотности бурового раствора (1120-1200 кг/м³) бывает достаточно для достижения физического баланса в скважине.

Основные разновидности ингибирующих буровых растворов: известковые, гипсоизвестковые, хлоркалиевые, гипсокалиевые, хлоркальциевые, малосиликатные, алюмокалиевые.

Обязательный компонент - реагенты-ингибиторы, замедляющие гидратацию, набухание и диспергирование глин. Общими компонентами для всех перечисленных выше видов ингибированных буровых растворов являются следующие: глина, вода, смазочные добавки, пеногасители (кроме малосиликатного).

6.4.6.1 Аллюминатные растворы

Аллюминатные растворы - это буровые глинистые промывочные

растворы из кальциевой глины, которые содержат ингибирующую добавку - высокощелочной алюминат натрия, стабилизированный лигносульфонатами.

Алюминатные растворы бывают пресными и соленасыщенными. Пресные алюминатные растворы используют для разбуривания глинистых отложений в условиях невысоких забойных температур. В качестве резерва стабилизатора используют только ССБ, применяемую совместно с алюминатом натрия. Алюминатные глинистые растворы (АлГР) обладают устойчивостью в широком диапазоне хлорнатриевой минерализации и небольшими показателями фильтрации.

Для приготовления алюминатного глинистого раствора используют черкасский немодифицированный бентонит или другую кальциевую глину. Преимущество АлГР, приготовленного из кальциевых глин, по сравнению с раствором из натриевых глин следующее: при равном расходе реагентов он имеет меньшие значения показателя фильтрации, вязкости и СНС.

Порядок приготовления АлГР следующий: в воду, содержащую необходимое количество ССБ, добавляют глину затем вводят алюминат натрия. В связи с недостаточным выпуском алюмината натрия возможна его замена алюминатом кальция, в качестве которого используют глиноземистый (или гипсоглиноземистый) цемент.

На приготовление 1 м³ АлГР требуется (в кг): глины 500-700, воды 765-540, ССБ (50%-ной концентрации) 30-150, NaAlO₃ (30 %-ной концентрации) 5-30.

Получаемый раствор имеет плотность 1300- 1500 кг/м³. После приготовления раствор следует выдержать не менее суток. Так как плотность алюминатного раствора доходит до 1500 кг/м³, во многих случаях его можно использовать без утяжелителя. Однако приготовить алюминатный раствор плотностью 1040 - 1080 кг/м³ невозможно.

Пенообразование у растворов, содержащих лигносульфонаты, уменьшается с увеличением добавок алюмината натрия и содержания глинистой фазы. Для предотвращения пенообразования в раствор вводят пеногасители (производные жирных кислот, РС, ПЭС, трибутилфосфат и др.).

6.4.6.2 Известковые растворы

Известковые растворы представляют собой сложные многокомпонентные системы, включающие кроме глины и воды четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения.

Известковые растворы используют при разбуривании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноемкость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание вслупчивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов.

В отличие от алюминатных известковые растворы ограничено солестойки (до 5% по NaCl).

Основной недостаток известковых растворов - невысокая термостойкость (100 - 120 °С).

На приготовление 1 м³ известкового раствора (в пересчете на сухое

вещество) требуется (в кг): глины 80- 120, УЦР 5 - 10 сульфоната 50-30, каустика 5-3, воды 913-915, утяжелителя - до получения раствора требуемой плотности.

Снижение фильтрации достигается добавками 1 - 3 кг/м³ КМЦ (или гипана) или 20-30 кг/м³ КССБ-4.

Значения показателей растворов могут изменяться в широких пределах: плотность 1080 - 2200 кг/м³, условная вязкость 18-30 с, показатель фильтрации 4 - 8 см³/30 мин, СНС₁ = 6-24 дПа, рН = 11-12,5. Содержание извести в растворе должно составлять 3-5 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате раствора - 100-300 мг/л.

Для перевода раствора в известковый основное значение имеют концентрация глинистой фазы и ее коллоидность.

Известкование осуществляется в следующем порядке: при наличии в растворе высококоллоидных глинистых минералов сначала вводят щелочной раствор лигносульфоната (2 - 5%) ч при необходимости - воду. После получения вязкости 25-30 с (по СПВ-5) раствор обрабатывают известью (0,5 -1%) в сочетании с щелочным раствором лигносульфоната (2-3%) Если после известкования показатель фильтрации повышается, то вводят 0,1-0,3% КМЦ, 1-3% КССБ или другие добавки.

Применяют несколько способов известкования:

1. Последовательный ввод в глинистый раствор щелочного раствора лигносульфоната (два-три цикла), а затем известкового молока плотностью 1100-1120 кг/м³. Недостаток этого способа - длительность процесса.

2. Одновременный, но отдельный ввод реагентов - лигносульфоната, каустика и известкового молока. На первичную обработку расходуется 1-2% ССБ (50%-ной концентрации), 0,3-1% каустической соды (плотностью 1420 кг/м³) и 1-2% известкового молока (плотностью 1100-1120 кг/м³); за первый цикл вводят каустическую соду и 1/3 количества ССБ, за последующие два-три цикла добавляют известь и остальное кол-во ССБ.

3. Обработка раствора реагентом БКИ. В 1 м³ такого реагента содержится 625 л ССБ плотностью 1260 кг/м³, 150 л каустической соды плотностью 1420 кг/м³, 225 л известкового молока плотностью 1100 - 1120 кг/м³; соотношение между компонентами может меняться в зависимости от состава разбуриваемых пород.

Известковые растворы с высоким рН применяют до температуры 100-120 °С.

Известковый раствор с низким рН - кальциевый буровой раствор, содержащий в качестве ингибитора-носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая растворимость которого обеспечивается пониженным значением рН раствора (9-9,5). Этот раствор предназначен для разбуривания глинистых отложений; температурный предел 160 °С. В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате, содержание извести в растворе и рН раствора.

На приготовление 1 м³ известкового раствора с низким рН требуется (в кг): глины 80-200, лигносульфонатного реагента 20-30, пеногасителя 3, полимерного реагента 5-10, воды 915-867, известкового молока (плотностью 1,100-1120 кг/м³) 3-6, утяжелителя - до получения раствора необходимой плотности.

Технологические показатели могут изменяться в широких пределах: плотность 1,04 - 2,2 г/см³, условная вязкость 25 - 40 с, показатель фильтрации 4 - 8 см³/мин, СНС₁ = 12-60 дПа, СНС₁₀ = 30-90 дПа, рН =

8,5-9,5.

Содержание извести должно поддерживаться в пределах 0,5-1 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате - 500 - 600 мг/л.

6.4.6.3 Безглинистые солевые растворы (БСК)[2]

БСК состоят из бурого угля, каустической соды, воды, гидроксида поливалентного металла; применяются при проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпающихся и склонных к обвалам терригенных пород.

Крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих веществ - гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов. При отсутствии двухвалентных катионов в буровом растворе и разбуриваемых породах происходит только химическое разрушение щелочью глинистых минералов без связывания продуктов разрушения в нерастворимые соединения. При отсутствии каустической соды и наличии только ионов кальция буровой раствор превращается в разновидность кальциевого раствора.

Крепящий эффект раствора БСК лучше проявляется при достаточно высокой концентрации каустической соды (не менее 0,2%) и избытке в жидкости нерастворенного гидроксида двухвалентного металла - $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Ba}(\text{OH})_2$ и др.

Недостатки этих растворов - низкая термостойкость и высокая щелочность. Так как при использовании данного раствора не исключен переход в него выбуренной породы, то возможно сильное загустевание и даже затверждение раствора.

Для приготовления 1 м³ БСК требуется (в кг): бурового угля 300 - 400, каустической соды 15 - 20, известкового молока (плотностью 1100-11200 кг/м³) 90-100, воды 750-700.

6.4.6.4 Кальциевые растворы

Кальциевые растворы - ингибирующие глинистые промывочные растворы, содержащие кроме глины, воды, нефти и утяжелителя, реагентов-понижителей вязкости, фильтрации и регуляторов щелочности специальные вещества - носители ионов кальция.

Действие их заключается в основном в предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую форму, в переводе натриевой глины в кальциевую, в результате чего снижаются гидратация и набухание сланцев.

6.4.6.5 Гипсоизвестковый раствор

Гипсоизвестковый раствор - ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве носителя ионов кальция гипс и гидроксид кальция.

Добавка гипса (алебаstra) в раствор составляет 20-25 кг/м³. Содержание растворимого кальция зависит от качества гипса, используемых лигносульфонатов, pH бурового раствора и может быть в пределах 700 - 3000 мг/л.

Гипсовые растворы предназначены для разбуривания

высококоллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур (до 160 °С).

На приготовление 1 м³ гипсоизвесткового раствора необходимо (в кг): глины 80-200, воды 950-900, окзила (или ФХЛС) 5-10, Са(ОН)₂ (или КОН) 2-3, КМЦ 3-5, Na₂Cr₂O₇ (или K₂Cr₂O₇) 0,5-1, гипса (или алебастра) 15-20, пеногасителя 3 - 5, утяжелителя - до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1040 - 2200 кг/м³, условная вязкость 25 - 40 с, показатель фильтрации 3 - 6 см³/30 мин, СНС₁ = 12-60 дПа, СНС₁₀ = 30-90 дПа, рН = 8,5-9,5.

6.4.6.6 Хлоркальциевые растворы

Хлоркальциевый раствор (ХКР) - ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция.

Установлено, что оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3000-5000 мг/л. Хлоркальциевые растворы наиболее эффективны при разбурировании аргиллитов. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбурировании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Вследствие отсутствия эффективных кальциестойких реагентов термостойкость его ограничена (100 °С).

В процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате и общую минерализацию.

Готовят глинистую суспензию на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей (вязкость 25-30 с, СНС₁ = 12+24 дПа, СНС₁₀ = 30+60 дПа, показатель фильтрации 3 - 5 см³/30 мин) раствор обрабатывают хлоридом кальция и известью.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 80-200, КССБ 5-70, КМЦ (или крахмала) 10-20, СаСl₂ 10-20, Са(ОН)₂ 3-5, NaOH 3-5, воды 920-870, пеногасителя 5-10.

6.4.6.7 Калиевые буровые растворы

Калиевые буровые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Наиболее быстрое насыщение глин ионами калия происходит при рН = 9 - 10.

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

Хлоркалиевые растворы

Хлоркалиевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности - гидроксид калия. Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава. На приготовление 1 м³ хлоркалиевого раствора

требуется (в кг): глины 50-100, КС1 30-50, полимера (КМЦ, М-14, метас, крахмал) 5-10, КССБ 30-50, КОН 5-10, пеногасителя 2 - 3, воды 940 - 920, утяжелителя - до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1080-2000 кг/м³, условная вязкость 25-40 с, показатель фильтрации 4 - 8 см³/30 мин СНС₁ = 12-60 дПа, СНС₁₀ = 36-120 дПа, рН = 9-9,5.

Калиево-гипсовый раствор

Калиево-гипсовый раствор содержит в качестве ингибирующих электролитов соединения калия и кальция, в частности гипс. В отличие от хлоркальциевого такой раствор менее подвержен коагуляционному загустеванию, его ингибирующее действие сильнее.

Калиево-гипсовые растворы используют для разбуривания высококоллоидальных глин, когда хлоркалийевый раствор недостаточно эффективен. Термостойкость зависит от используемого защитного реагента, но не превышает 160 °С.

На приготовление 1 м³ калиево-гипсового раствора требуется (в кг): глины 60-150, окзила (КССБ-4) 30-50, КМЦ (крахмала) 5-10, КС1 10-30, КОН 5-10, гипса (СаSO₄) 10-15, пеногасителя 2 - 3, воды 930 - 890, утяжелителя - до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1080-2200 кг/м³, условная вязкость 20-30 с, показатель фильтрации 4 - 8 см³/30 мин, СНС₁ = 6-36 дПа, СНС₁₀ = 12-72 дПа, рН = 8-3.

Основные показатели качества, определяющие назначение раствора, - содержание хлорида калия в фильтрате (30-70 г/л) и ионов кальция (1000-1200 мг/л).

Калиевый-глинистый буровой раствор - это наиболее простая модификация глинистого калиевого раствора, который широко применяется в массовом бурении в неустойчивых глинах. Одновременно, в таком растворе выбуренная глина ингибируется, следовательно, меньше наработка раствора. В состав раствора кроме глины, соды и каустика входят: ЭКОПАК R - высокоэффективный регулятор вязкости и водоотдачи; ЭКОПАК SL - высокоэффективный регулятор вязкости и водоотдачи, в калиевом растворе - эффективный разжижитель; ИКЛУБ - смазывающая добавка, ИКДЕФОМ - пеногаситель, ИКСИН-О (1) - разжижитель, ИКД - буровой детергент для предупреждения сальникообразований, ИККАРБ-75/150 - карбонатный утяжелитель.

Состав раствора, кг/м³:

бентонит 30 - 40; Na₂CO₃ 0,5; NaOH 1; КС1 50; ЭКОПАК R 2; ЭКОПАК SL 8; ИКЛУБ 3 - 5; ИКДЕФОМ - 0,2; ИКСИН - О (1) 1; ИКД 1; ИККАРБ-75/150 50.

Показатели раствора: плотность 1060 - 1100 кг/м³, условная вязкость 25 - 40 сек, ппластическая вязкость 8 - 30 сПз, ДНС 60 - 100 дПа, СНС_{0/10} 10 - 20/20 - 50 дПа, водоотдача, см³/30мин (API) 6 - 8, рН - 9 - 10, содержание КС1 в фильтрате не менее 4%

Ингибирующий калиевый раствор на основе лигносульфонатов

В этом растворе в качестве основного реагента - регулятора свойств (водоотдачи и вязкости) - используется поликонденсированный лигносульфонатный реагент ИКЛИГ-2. Отличительная особенность этого раствора состоит в том, что реагент ИКЛИГ-2 обладает универсальным

действием: умеренно разжижает раствор и снижает водоотдачу. Особенно эффективна комбинация ИКЛИГ-2 с полисахаридным реагентом ЭКОПАК. Глинистая корка раствора, содержащего лигносульфонатный реагент отличается низким напряжением сдвига, что очень важно для предупреждения затяжек и прихватов, особенно в наклонных и горизонтальных стволах. Кроме того, этот раствор отличается повышенной термостойкостью (130-140⁰С) и стабильностью свойств во времени.

Состав раствора, кг/м³: бентонит 20 - 30; NaOH 1 - 2; KCl - 50; ИКЛИГ-2 30 - 40; ЭКОПАК-R(SL) 3 - 5; ИКДЕФОМ 0,3; ИКЛУБ 3 - 5.

Свойства раствора плотность 1080 кг/м³; условная вязкость, 30 - 40 сек; пластическая вязкость 8 - 12 сПз; ДНС, 50 - 100 дПа; СНС0/10 = 10 - 20/20 - 50, дПа; водоотдача, (API) = 6 - 8 см³/30мин; pH = 9 - 10

Высокоингибирующий калиевый раствор на основе гуматов (ВИКР)

Этот раствор обладает тройным ингибирующим действием.

- Во-первых, хлорид калия как электролит при концентрации более 2% подавляет процессы набухания глин.
- Во-вторых, ионы калия, проникая в кристаллическую решетку, меняют природу глин, делая их водонечувствительными.
- В-третьих, особое ингибирующее действие в этой системе осуществляют гуматы, растворимость которых зависит от величины pH среды. Существуют критические значения pH ($pH_{кр}$), выше которых гуматы растворимы даже в минерализованном буровом растворе и активно действуют как в регулировании водоотдачи, так и структурно-механических свойств. При значениях pH ниже критического уровня, гуматы высаливаются и полностью теряют активность, раствор загустевает, водоотдача повышается. В калиевом растворе величина pH колеблется от 8,5 до 9,5, поэтому для поддержания свойств этого раствора на заданном уровне ее поддерживают на 1-1,5 единицы выше, чем $pH_{кр}$.

Процесс ингибирования глин гуматами происходит следующим образом. Фильтрат калиевого раствора, содержащий большое количество растворимых гуматов, проникает в микротрещины глинистой породы, происходит их гидратация, и величина pH снижается до 7-7,4, что значительно ниже критического значения. В такой среде гуматы высаливаются из фильтрата (выпадают в осадок) и существенно повышают прочность сформированных ионами калия коагуляционных контактов между активными плоскостями в микротрещинах глин. В результате, устойчивость глин существенно повышается.

По некоторым данным ингибирующий эффект гуматов (индекс устойчивости) составляет 60-70% от общего ингибирующего действия данной системы ВИКР.

Регулировать величину $pH_{кр}$ можно известью и KCl. С повышением концентрации этих электролитов повышается $pH_{кр}$.

Состав раствора ВИКР, кг/м³: бентонит 20 - 30; NaOH 2 - 3; ИКГУМ 40; KCl 50; ИКЛИГ-1 10; ИКДЕФОМ 0,3; ИКЛУБ 3 - 5.

Свойства раствора: плотность 1060 кг/м³, условная вязкость 25 - 30 сек, пластическая вязкость 10 - 15 сПз, ДНС 40 - 80 дПа, СНС0/10 15 - 30/30 - 60 дПа, водоотдача (API) 6 - 8 см³/30мин, pH 10 - 11, pH 8,5 - 9,5.

Ингибирующий калиевый буровой раствор ИКСИЛ

Система ИКСИЛ является ингибирующим калиевым раствором повышенной активности. Этот раствор содержит два ингибитора глин -

хлористый калий и органический ингибитор ИКМАК, который усиливает ингибирующее действие калиевого раствора на 20-40%. Кроме того, ИКМАК обладает универсальным действием: являясь активным ПАВ, этот реагент гидрофобизирует стенки каналов пласта и, следовательно, повышает качество вскрытия продуктивных пластов. ИКМАК является хорошей смазывающей добавкой.

ИКМАК обладает умеренным разжижающим действием и частично снижает водоотдачу буровых растворов. Эти свойства особенно проявляются при высоких температурах. В растворе, содержащем ИКМАК, значительно снижается наработка раствора при разбуривании глинистых пород.

В целом по эффективности воздействия на неустойчивые глины система ИКСИЛ приближается к растворам на нефтяной основе. При содержании реагента ИКМАК в калиевом растворе на уровне 10-20 кг/м³ можно получить ствол в неустойчивых глинах, диаметром близкий к номинальному.

Состав раствора, кг/м³: Бентонит 30 - 40; NaOH - 1; Na₂CO₃ - 1; KCl 50; ИКМАК 10 - 20; ЭКОПАК R - 2; ЭКОПАК SL - 8; ИКДЕФОМ - 0,3; ИККАРБ-75/150 - 50.

Свойства раствора: плотность 1080 - 1100 кг/м³; условная вязкость 30 - 40 сек; пластическая вязкость 10 - 18 сПз; ДНС 60 - 100 дПа; СНСО/10 10 - 30/20 - 60 дПа; водоотдача 6 - 8 см³/30мин (API); pH 9,5 - 10

Раствор может быть приготовлен и с применением других основных реагентов, например на основе комбинации лигносульфонатного реагента ИКЛИГ-2 (30-40 кг/м³) с ЭКОПАКом (3-5 кг/м³). Вместо бентонита в этой системе можно использовать ХВ-Полимер в количестве 2-3 кг/м³.

Высокоингибирующий буровой раствор ИКГЛИК

Буровой раствор ИКГЛИК - это новый, современный калиевый раствор на водной основе с добавлением гликолей, которые при сравнительно невысокой стоимости существенно меняют технологические свойства буровых растворов на водной основе. Наименование раствора и реагента одинаково - ИКГЛИК. Система ИКГЛИК обладает высокой степенью ингибирования водочувствительных неустойчивых глин. По эффективности эта система приближается к растворам на нефтяной основе со сбалансированной активностью водной фазы.

Система ИКГЛИК предназначена: для бурения в неустойчивых глинах, качественного вскрытия продуктивных пластов, бурения наклонных и горизонтальных стволов большой протяженности.

Благодаря применению раствора ИКГЛИК в неустойчивых глинах можно получать ствол скважины практически номинального диаметра. Для этих целей используются специально модифицированные гликоли. В обычных условиях эти соединения полностью растворимы в водной фазе любых растворов. Обладая особой химической структурой, молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате особого экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов.

Особенно эффективно ингибирующее действие гликолей в сочетании с ионами калия, когда происходит и электростатическая нейтрализация глин. При таком комбинированном воздействии активные поверхности глины слипаются, образуя устойчивые коагуляционные структуры. Вот почему

гликоли чаще всего используются в системе КСИ/ИКСТАБ, в которой капсулирующий агент ИКСТАБ замедляет проникновение фильтрата в микротрещины глин.

В итоге система ИКГЛИК позволяет полностью предупредить осыпи и обвалы неустойчивых глин.

Состав раствора ИКГЛИК, кг/м³: ХВ - полимер 2 - 4; ИКГЛИК 20 - 50; КСИ 50 -100; КОН (NaOH) 1 - 2; ИКСТАБ 0,2 - 2; ИКР 10 - 15; ЭКОПАК - R(SL) 2 - 4; ИКФАК - 1; ИКБАК - 1; ИКДЕФОМ - 0,2; ИККАРБ-75/150 - 50.

Свойства раствора: плотность 1030 - 1100 и более кг/м³, условная вязкость 30 - 50 сек, пластическая вязкость 10 - 20 сПз, ДНС = 40 - 100 дПа, СНС0/10 = 10 - 20/30 - 60 дПа, Водоотдача 4 - 6 см³/30мин (API), pH 9 - 10.

Содержание гликоля в растворе зависит от физико-химической активности разбуриваемых глин и темпа углубления скважины в этих отложениях.

Система **ИКГЛИК** совместима с большинством реагентов и материалов, применяемых в буровых растворах на водной основе.

Гликоли несколько улучшают контроль водоотдачи.

В отличие от растворов на нефтяной основе, **ИКГЛИК** является экологически чистой системой. Входящие в состав раствора гликоли и другие компоненты нетоксичны.

Добавки гликолей к раствору на водной основе повышают качество вскрытия продуктивных пластов. Загрязнение пласта уменьшается за счет подавления процессов набухания глинистых частиц в пласте и уменьшения толщины гидратной оболочки на стенках каналов пласта вследствие адсорбции на них молекул гликоля.

По имеющимся данным система **ИКГЛИК** может обезвоживать увлажненные глины, например, межсоловые галопилиты и сократить, или предупредить осложнения, связанные с пластическим течением этих пород.

Установлено, что ингибирующее действие системы **ИКГЛИК** усиливается с повышением температуры в скважине.

Адсорбируясь на поверхности металла, молекулы гликоля предупреждают сальникообразование и повышают смазывающие свойства бурового раствора.

С применением системы **ИКГЛИК** снижаются затраты времени и средств на решение следующих проблем: проработки, затяжки и прихваты из-за осыпей и обвалов глинистых пород; предупреждение сальникообразований, затяжек и репрессий при подъеме инструмента; приготовление и обработка раствора; технологические промывки скважины; при высокой степени очистки снижается темп разбавления раствора, а, следовательно, сокращается расход реагентов и материалов; при эффективной очистке и низком содержании твердой фазы повышаются показатели работы долот; в стволе номинального диаметра сокращается расход цемента; при отсутствии каверн повышается качество разобцения пластов; значительно сокращаются затраты времени на освоение скважины; по сравнению с растворами на нефтяной основе значительно снижаются затраты на решение экологических проблем.

6.4.6.8 Растворы, обработанные солями трехвалентных металлов

С увеличением валентности обменных катионов снижаются гидратация и набухаемость глинистых сланцев, повышается их устойчивость.

Ионы алюминия, хрома и железа адсорбируются на глинистых минералах более прочными связями, чем другие обменные катионы, при этом общая обменная емкость глинистых минералов снижается. Однако все названные выше катионы существуют только в кислой среде ($\text{pH} < 4$). При повышении щелочности соли алюминия, хрома и железа переходят в нерастворимые в воде гидроксиды соответствующих металлов.

Буровые растворы имеют $\text{pH} = 7$, поэтому добавляемые в раствор соли переходят в гидроксиды, а при высоких значениях pH - в растворимые соединения, в которых трехвалентные металлы находятся в виде анионов.

Алюминизированный раствор содержит в качестве ингибирующей добавки соли алюминия, переходящие в растворе в гидроксид алюминия. Термостойкость раствора достигает $200\text{ }^\circ\text{C}$ и выше.

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

На приготовление 1 м^3 раствора требуется (в кг): глины 60-150; соли алюминия 3 - 5; КМЦ (или метас, М-14, гипан) 3-5; NaOH 1-3; хромпика 0,5-1; воды 970-935; окзила 10-30; утяжелителя - до получения раствора требуемой плотности.

Оптимальные значения pH бурового раствора, обработанного солями алюминия, находятся в пределах 8,5 - 9,5.

Алюмокалиевый раствор содержит в качестве ингибирующей добавки алюмокалиевые квасцы, гидроксид калия и бихромат натрия; pH таких растворов поддерживается близким к нейтральному. Ингибирующее действие этого раствора выше, чем алюминизированного. Он может использоваться и для разбуривания увлажненных глинистых отложений. Раствор готовят аналогично алюминизированному.

На приготовление 1 м^3 раствора требуется (в кг): глины 60-150; $\text{KA}(\text{SO}_4)_2$ 3-5; КОН 1-3, $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ 0,3-0,5; воду 960-920; окзила 20-30; метаса (или М-14) 3-5; утяжелителя - до получения раствора требуемой плотности.

6.4.6.9 Силикатные растворы

Силикатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпающихся пород. Принцип упрочнения сланцев основан на легком проникновении жидкого стекла в трещины и поры стенок скважины, быстром выделении геля кремниевой кислоты, цементирующей поверхность ствола.

Растворы не пригодны при разбуривании мощных отложений гипсов и ангидритов.

Силикатный раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка, в который вводят УЩР, КМЦ, силикат натрия.

Для приготовления 1 м^3 силикатного раствора требуется (в кг): глины 80-100; воды 935-900; УЩР 30-50; Na_2SiO_3 20-40; КМЦ (или М-14) 5-10; утяжелителя - до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1050-2000 кг/м³ УВ= 20-40 с; Ф=4-8 см³/30 мин; СНС₁ = 9-45 дПа, рН = 8,5-9,5. Оптимальное значение рН, при котором раствор считается термостойким, находится в пределах 8,5-9,5. Повышение структурно-механических характеристик достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЦР.

6.4.6.10 Гидрофобизирующие растворы

Гидрофобизирующие растворы содержат в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород, кремнийорганические соединения или соли высших жирных или нафтеновых кислот. Эти соединения адсорбируются на глинистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствуют контакту глин с дисперсионной средой (водой).

Существует ряд разновидностей растворов гидрофобизирующего действия.

Растворы с кремнийорганическими соединениями - содержат в качестве ингибирующей добавки кремнийорганические соединения (например, ГКЖ-10, ГКЖ-11). В состав раствора кроме ГКЖ входят вода, глина и полимерный реагент - понизитель фильтрации, в качестве которого используют КМЦ, КССБ, ПАА и др. Защитные реагенты КМЦ, КССБ, полиакриламид в сочетании с кремнийорганической жидкостью проявляют высокое стабилизирующее действие на коллоидную фазу бурового раствора.

Растворы, обработанные защитными реагентами и ГКЖ, являются термостойкими.

Раствор готовят непосредственно в процессе бурения при циркуляции технической воды через скважину. При использовании ПАА предварительно, за 1 - 2 сут до начала бурения, готовят комплексный реагент, в котором ПАА и ГКЖ берутся в соотношении 1:20 (в пересчете на 6%-ный ПАА марки АМФ это составляет 1:6, а на товарный ПАА:ГС составляет 1:10).

Состав реагента (в кг): ПАА (в пересчете на сухое вещество) 2-3; кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-10, ГКЖ-11) 40-60; вода 958-937.

Для приготовления реагента в расчетное количество воды добавляют ГКЖ и полученную смесь перемешивают до однородного состояния.

При использовании ГКЖ в сочетании с КМЦ или КССБ раствор обрабатывают путем отдельного ввода реагентов. Вначале в воду добавляют 0,3 - 0,35% ГКЖ, а затем по мере обогащения воды глинистой фазой раствор стабилизируют КМЦ или КССБ.

Свойства раствора: плотность 1000 - 1240 кг/м³, УВ= 25-30 с, Ф= 5-8 см³/30 мин, СНС₁ = 12-60 дПа, СНС₁₀ - 27-90 дПа, рН = 8-9.

Раствор, обработанный мылами жирных кислот, содержит в качестве добавок алюминиевые мыла высших жирных и нафтеновых кислот, обеспечивающих ингибирование и гидрофобизацию.

При взаимодействии щелочных мыл с катионами трехвалентных металлов (железа, алюминия) образуются нерастворимые в воде, но химически активные мыла, которые в зависимости от рН среды могут быть одно-, двух- и трехзамещенные.

Готовят раствор из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка. Полученную суспензию обрабатывают полимерным

реагентом, вводя смесь нафтената алюминия с нефтью.

Для приготовления 1 м³ глинистого раствора требуется (в кг): глины 30-80; полимерного реагента (КМЦ, глина, метас, М-14) 3-5; ОП-10 10-7 (при необходимости утяжеления), воды 875-888, смеси СНАН (мылонафт, квасцы, нефть в соотношениях 2:0, 6:1) 100-70.

Свойства раствора: плотность 1060 - 1180 кг/м³, УВ = 18-20 с, показатель фильтрации 3-5 см³/30 мин, СНС₁ = 6-18 дПа, СНС₁₀ = 12-24 дПа, рН = 8-9.

6.5 Соленасыщенные буровые растворы

Во избежание кавернообразований соли разбуривают с использованием соленасыщенных растворов. В зависимости от пластовых давлений, мощности и состава соленосные породы бурят с применением рассола, глинистого соленасыщенного раствора, не обработанного реагентами-понижителями фильтрации, и соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного реагентами.

6.5.1 Необработанный глинистый соленасыщенный раствор

В состав этого раствора входят глина, вода и соль. Для улучшения смазывающих свойств добавляют нефть, графит, а при необходимости получения высокой плотности - утяжелитель.

Такой раствор используют для раз бури в а ни я солей без пропластков терригенных отложений. Он может применяться при температуре до 160 °С.

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (саригюхский бентонит, палыгорскит), а затем вводят кальцинированную и каустическую соду.

После приготовления глинистую суспензию обрабатывают нефтью в сочетании с графитом, добавляют соль до насыщения и при необходимости - утяжелитель.

Для приготовления 1 м³ раствора требуется (в кг): глины 100-200; NaCl 265-255; нефти 80-100; графита 5-10; NaOH 10-20; Na²CO³ 10-40; воды 700-710; утяжелителя - до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1200 - 2000 кг/м³, УВ= 20-40 с, СНС₁ = 12-36 дПа, СНС₁₀ = 24-72 дПа, показатель фильтрации не регламентируется¹⁰, рН = 7-8.

6.5.2 Стабилизированный соленасыщенный раствор

Помимо глины, воды, соли и нефтепродуктов, такой раствор содержит солестойкий полимерный реагент (крахмал, КМЦ и акриловый полимер). Он предназначен для бурения в солях с пропластками глинистых отложений. Термостойкость соленасыщенного стабилизированного раствора зависит от используемого полимерного реагента и может составлять 100; 140; 220 °С.

Раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка (бентонитовый, палыгорскитовый, гидрослюда). В приготовленную глинистую суспензию добавляют 10 - 20 кг кальцинированной соды. Затем вводят реагент - стабилизатор, лигносульфонатный реагент, нефть и в последнюю очередь добавляют соль до насыщения.

На приготовление 1 м³ глинистого раствора в зависимости от типа глины необходимо (в кг): глины 80, 100, 200; Na₂CO₃ 10, 20, 10; полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилат) 20, 30, 20; лигносульфоната (ССБ, ФХЛС, КССБ) 10, 20, 10; NaOH 10, 20, 10; NaCl 260, 240, 250; нефти 80, 100, 80; воды 730, 68, 690; утяжелителя - до получения раствора необходимой плотности.

Свойства раствора: плотность 1200 - 2000 кг/м³; УВ= 25-60 с; Ф= 3-5 см³/30 мин; СНС₁ = 24-90 дПа; СНС₁₀ = 36-135 дПа, рН = 7,5-8,5.

6.5.3 Раствор на основе гидрогеля магния [2]

Раствор состоит из воды и полимерного реагента. В качестве структурообразователя, ингибирующей добавки и насыщающих солей используют соли магния с оксидом (гидроксидом) щелочного металла, в результате чего образуется гидрогель магния.

Гидрогель магния применяют при разбуривании терригенных пород. Это вещество препятствует быстрому увлажнению глинистых минералов, повышает устойчивость ствола скважины. Раствор, насыщенный солями магния, используют для разбуривания соленосных пород: бишофита, карналлита.

Для разбуривания солей готовят соленасыщенный раствор. При циркуляции через скважину добавляют 1,5-2% оксида (гидроксида) щелочного металла в виде концентрированного раствора или "молока". Через 1-2 ч, в зависимости от интенсивности перемешивания и температуры, раствор приобретает гелеобразную консистенцию. После того как условная вязкость повысится до 30-40 с, а СНС, - до 20-30 дПа, в гидрогель добавляют реагент-понижитель фильтрации (КМЦ, крахмал, КССБ, окзил).

В целях экономии щелочи в образовавшийся гидрогель можно добавить 5 - 10% оксида или гидроксида магния.

На приготовление 1 м³ раствора требуется (в кг): MgCl₂ (или MgSO₄) 300-280; NaOH 15-20; Mg(OH)₂ (или MgO) 50-100; КМЦ 20-25; КССБ-4 30-50; воды 850-800.

Свойства раствора: плотность 1200 - 2000 кг/м³, условная вязкость 20-40 с; показатель фильтрации 5-10 см³/30 мин и более; СНС₁ = 6-36 дПа, СНС₁₀ = 12-42 дПа; рН = 7,5-8,5.

6.6 Растворы на нефтяной основе

Дисперсионная среда РУО: дизельное топливо; нефть; углеводородорастворимые ПАВ.

Дисперсная фаза РУО: высокоокисленный битум; гидроокись кальция (СаО); глина, в том числе органобентонит; барит (при необходимости утяжеления РУО); небольшое количество эмульгированной воды.

Первый отечественный РУО имел следующий состав: дизельное топливо - 80%; высокоокисленный битум - 16%; окисленный парафин - 3%; каустическая сода (NaOH) - 1%.

Несколько позже для структурирования РУО в него стали добавлять тонкоразмолотую негашеную известь - СаО. Такие растворы получили название известково-битумных растворов (ИБР).

В настоящее время наиболее распространены ИБР- 2 и ИБР- 4.

РУО по сравнению с буровыми растворами на водной основе имеют целый ряд преимуществ: обладают высокой стабильностью во времени (можно длительно хранить и многократно использовать); инертны в отношении глин и солей; обладают хорошими антикоррозионными и триботехническими свойствами ($f = 0,14...0,22$, тогда как у растворов на водной основе $f = 0,2...0,4$); могут утяжеляться любыми стандартными утяжелителями; обладают высокой термостойкостью (до $220...220$ °С); почти не фильтруются в проницаемые пласты, а их фильтрат не оказывает вредного влияния на продуктивные нефтяные горизонты.

Недостатками, сдерживающими широкое применение РУО, являются: высокая стоимость ($200...625$ \$/м³) и дефицитность основных компонентов; пожароопасность; трудность очистки от шлама; трудность проведения электрометрических работ; экологическая вредность.

Основная область применения РУО: вскрытие продуктивных нефтяных пластов с низким пластовым давлением. Кроме этого, РУО применяют при бурении скважин в условиях высоких положительных и отрицательных (бурение во льдах) забойных температур, а также для проходки соленосных толщ и высокопластичных глинистых пород.

6.6.1 Известково-битумный раствор

ИБР - раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой - высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. ИБР является раствором специального назначения. Применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор обладает высокой термостойкостью ($200-220$ °С).

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные ВНИИКРнефтью совместно с РУНГ им. И.М. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4. ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и проявлений сероводорода.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2 - 3%.

Необходимое условие приготовления ИБР - возможность тщательного и интенсивного перемешивания исходных компонентов для равномерного распределения их в растворе, гидрофобизации твердой и эмульгирования водной фаз. Поэтому основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию.

6.6.2 Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)

ИЭР представляют собой гидрофобно - эмульсионно -супензионные системы.

Дисперсионная среда ИЭР: дизельное топливо марок «Л» или «З»; разгазированная нефть (с температурой вспышки > 70 °С).

Дисперсная фаза ИЭР: жидкая - минерализованная CaCl_2 (NaCl , MgCl_2) техническая или пластовая вода (содержание соли $180 \dots 240 \text{ кг/м}^3$); твердая - молотая негашеная известь (гидроокись кальция - CaO), глинопорошок (ПББ, ПБВ), железный купорос, хлорное железо, мел (утяжелитель), барит (утяжелитель).

Для эмульгирования воды в углеводородной среде используют следующие ПАВ: эмультал; окисленный петролатум; СМАД - 1; украмин (или его аналог ИКБ - 2); высокоокисленный битум; АБДМ - хлорид.

ИЭР по свойствам и условиям применения близки к РУО, но выгодно отличаются от них тем, что содержат значительное количество воды, а следовательно существенно дешевле.

Соотношение водной и углеводородной фаз в ИЭР изменяется в диапазоне от $60 : 40$ до $40 : 60$. Содержание твердой фазы (без утяжелителя) составляет при этом $5 \dots 30 \text{ кг/м}^3$.

Различают несколько видов ИЭР:

- ВИЭР (высококонцентрированный ИЭР);
- ТИЭР (термостойкий ИЭР);
- эмульжел (ИЭР, содержащий железный купорос);
- ГЭР (гидрофобно-эмульсионный раствор).

Перечисленные виды ИЭР отличаются между собой номенклатурой используемых ПАВ и активных твердых веществ.

Основным недостатком ИЭР (кроме общих недостатков с РУО) является их обратимость при повышенном содержании твердой фазы.

Оперативным показателем устойчивости ИЭР к фазовому обращению является величина глиноемкости, определяемая по количеству бентонитового глинопорошка (ПББ, ПБВ), которое может быть введено в ИЭР при перемешивании в течение $0,5$ ч без снижения исходного значения электростабильности ($U = 150 \dots 600 \text{ В}$).

Величина глиноемкости должна быть не ниже $22,5\%$ мас.

6.6.3 Буровой раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ

Фильтрат раствора содержит нефтяную фазу, которая не влияет на проницаемость продуктивного пласта. В случае внедрения в нефтяной пласт эмульсии последняя разжижается нефтью и также не влияет на проницаемость. Раствор отличается низкой величиной фильтрации - $0,5 - 1 \text{ см}^3 \text{ API}$.

При проникновении фильтрата или эмульсии в водонасыщенный пласт происходят обратные явления. Фильтрат (раствор) в пласте загустевает за счет эмульгирования в углеводородной жидкости с эмульгаторами дополнительного количества воды. При таком воздействии следует ожидать частичного или полного разобщения нефтенасыщенного и водонасыщенного пластов и, следовательно, снижения количества воды в нефти при последующей эксплуатации скважин.

Раствор ИКИНВЕРТ характеризуется высокой стабильностью свойств во времени, не замерзает.

Состав раствора ИКИНВЕРТ, кг(л)/м^3 : вода 500; нефть 500; ИКМУЛ 30;

ИКСОРФ 204; ИКТОН 5; CaCl_2 50 - 200; известь 20.

Свойства раствора: плотность 900 - 1050 кг/м³, условная вязкость 40 - 60 сек, пластическая вязкость 20 - 30 сПз, ДНС 40 - 80 дПа, СНСО/10, дПа; 10 - 20/20 - 40; водоотдача (API) 0,5 - 1,0 см³/30 мин, электростабильность, вольт 200 - 300.

Назначение основных реагентов: ИКМУЛ - первичный эмульгатор; ИКСОРФ - вторичный эмульгатор; ИКТОН - олеофильный бентонит, структурообразователь; CaCl_2 - регулятор плотности и активности водной фазы раствора; известь - реагент для получения кальциевых мыл; В качестве основы для приготовления нефтяной фазы используется нефть, дизтопливо или специальные биологически разлагаемые углеводородные жидкости.

6.6.4 Термостойкий раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ-Т

Система ИКИНВЕРТ-Т отличается очень высокой термостойкостью. Свойства этого раствора после термообработки (даже при температуре 180 °С) практически не меняются.

Состав раствора, л(кг)/м³: Дизтопливо 490 л; ИКМУЛ-1 12 л; ИКМУЛ-2 4 л; ИКФЛЮИД 6 л; ИКСОРФ 6 л; ИКТОН 5 кг; ИКЛОС 10 кг; известь 15 кг; барит 1460 кг; водный рассол (50 - 400 г/л NaCl или CaCl_2) 120 л. Соотношение углеводородной фазы к водной = 82 : 18.

Назначение реагентов: ИКМУЛ-1, ИКМУЛ-2 - первичные эмульгаторы, ИКФЛЮИД - гидрофобизатор твердой фазы, ИКСОРФ - гидрофобизатор твердой фазы, разжижитель, ИКТОН - структурообразователь, олеофильный бентонит, ИКЛОС - понизитель водоотдачи при высоких температурах, олеофильный гумат.

6.6.5 Высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор

ВИЭР разработан во ВНИИБТ и относится к системам на нефтяной основе, получаемым с помощью специального эмульгатора - эмультала. ВИЭР предназначен для применения при бурении скважин с забойной температурой, не превышающей 70 °С. В указанных условиях ВИЭР устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств.

Состав ВИЭР в расчете на 1 м³: дизельное топливо или нефть 450 л; водный раствор соли MgCl_2 , CaCl_2 или NaCl 450 л; СМАД 30-40 л; эмульгатор (эмультал) 15-20 л; бентонит 10-15 кг, барит - до получения необходимой плотности раствора.

Термостойкость ВИЭР на основе эмультала можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15 - 20%-ного битумного концентрата.

При температуре до 100 °С концентрация битума должна составлять 1% (10 кг на 1 м³), при 100-120 °С - 2% (20 кг на 1 м³), при более высокой температуре (140-150 °С) - 3% (30 кг на 1 м³).

6.6.6 Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР)

Этот раствор разработан совместно ВНИИБТ и СевКав-НИПИнефтью. ТИЭР - инвертная эмульсия на основе мыльного олеогеля (наиболее жирных кислот окисленного петролатума), катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органофильных глин, получаемых путем модификации бентонита в среде базовой эмульсии. ТИЭР применяют при бурении скважин с забойной температурой до 200 °С,

Преимущества ТИЭР заключаются в низкой эффективной вязкости, высоких сдвиговом разжижении и выносящей способности, обеспечиваемой быстрым восстановлением вязкости выше зоны забоя и большой скоростью набора прочности структуры.

6.6.7 Термостойкая инвертная эмульсия на основе ЭК-1

Эта эмульсия разработана во ВНИИКРнефти. Она обладает высокой устойчивостью к действию температур (до 200 °С) и солевой агрессии. Отсутствие в ее составе водорастворимых ПАВ обеспечивает стабильность ее свойств в процессе бурения.

В состав эмульсии входят так же жирные кислоты НЖК.

Содержание хлорида кальция в водной фазе инвертной эмульсии может быть увеличено до 20 - 25%. Это обеспечивает повышенную устойчивость стенок скважины в глинистых разрезах.

Показатели свойств инвертной эмульсии могут изменяться в широких пределах.

7 Материалы и Реагенты для регулирования свойств буровых растворов

Буровые промывочные жидкости обрабатывают химическими реагентами для обеспечения необходимых свойств, когда их готовят к началу бурения, и дополнительно проводят обработку для поддержания или изменения свойств раствора в процессе проводки ствола скважины.

В процессе бурения скважины постоянно происходит обогащение бурового раствора твердой фазой и минерализованными пластовыми водами, минеральными солями вследствие проходки каменных солей, ангидритов, гипсов. Все это вызывает изменение структурно-механических и фильтрационных показателей.

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

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

Процесс стабилизации обычно сопровождается пептизацией раствора, что повышает плотность и прочность фильтрационной корки. Стабилизация и пептизация бурового раствора - обеспечивают снижение водоотдачи.

Уменьшение количества свободной воды из-за увеличения числа дисперсных частиц приводит к повышению вязкости и СНС.

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

Количество (концентрация) реагента должна быть строго определена. Избыточное количество реагентов может быть привести к увеличению толщины гидратных оболочек, что приведет к уменьшению сил взаимного притяжения и падению прочности структуры или ее нарушению, т.е. к коагуляции.

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

При обработке буровых растворов электролитами происходит обмен катионов, находящихся на поверхности частиц глины и в дисперсионной среде. В зависимости от того, какие ионы вступают в обменные реакции у бурового раствора будет происходить или стабилизация или структурообразование и коагуляция.

Если, например, катионы Na^+ и Li^+ , повышающие стабильность дисперсной системы ПЖ замещают у поверхности частиц глины катионы H^+ , Ca^{2+} , Al^{3+} , ухудшающие стабильность системы, то происходит стабилизация раствора, в противном случае происходит структурообразование и коагуляция.

Анионы влияют следующим образом. Например, они могут связывать катионы H^+ и повышать рН раствора, способствуя его стабилизации или могут связывать ионы Ca^+ и удалять их из раствора. Так, анион CO_3^{2-} с Ca^{2+} - образует труднорастворимое соединение - мел CaCO_3 .

Защитные высокомолекулярные вещества распадаются в воде на крупные молекулы, которые адсорбируются на частичках, создавая вокруг защитный слой. При этом повышаются гидрофильность глинистых частиц и агрегативная устойчивость системы. Макромолекулы таких реагентов, а также слои, образуемые ими на элементарных кристалликах глины, способствуют увеличению плотности фильтрационных корок, в результате чего снижается водоотдача буровых растворов.

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

В качестве таких защитных высокомолекулярных веществ применяются углещелочной реагент (УЦР), торфощелочной реагент (ТЦР), сульфит-спиртовая барда (ССБ), конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), окисленный и замещенный лигносульфонат (окзил), окисленные гидролизные лигнины (нитролигнин и хлорлигнин), сульфированный нит-ролигнин (сунил), полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), пековый реагент (пекор), сульфитно-корьевого реагент (сулькор), синтан-5, крахмал, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ),

сульфоэфирцеллюлоза (СЭЦ), гидролизованный поли-акрилонитрил (гипан, К-4), метакриловый сополимер (метас), гидролизованный полиакриламид (РС-2) и др.

В таблице 7.1 представлены наиболее распространенные в практике бурения скважин реагенты и их краткие характеристики (свойства, состав, условия применения) для регулирования свойств буровых промывочных жидкостей.

Таблица 7.1

Реагенты для регулирования свойств буровых промывочных жидкостей

№	Наименование реагента полное (краткое)	Химическая формула (химическая природа)	Краткая характеристика и свойства	Необходимая концентрация и условия применения	Назначение	Примечания
Регуляторы плотности						
1	Барит, чистый барит (сульфат бария)	BaSO ₄	Содержит 58,8% бария и имеет плотность 4500 кг/м ³ .		Для утяжеления буровых растворов.	
	Карбонат кальция	CaCO ₃	Плотность 2600 - 2800 кг/м ³ . Легко диспергируется в буровых растворах на углеводородной основе.	Макс. утяжеление бурового раствора до 1,4 г/см ³ .	Для вскрытия пластов с АВПД и <u>кольматации</u> .	Фильтрационная корка, формируемая им, удаляется при обработке HCl.
	ИККАРЕ-75 ИККАРЕ-150 (карбонат кальция)	CaCO ₃	Тонкозернистый кристаллический белый. Содержание CaCO ₃ , % масс. > 97 Плотность, кг/м ³ - 2720 Насыпная плотность, кг/м ³ - 930 - 990 Растворимость в 15% растворе HCl, % масс., > 99,3		Данный реагент применяется для утяжеления буровых растворов при первичном и вторичном вскрытии продуктивного пласта, <u>заканчивании</u> и подземном ремонте скважин. Максимальное утяжеление до ρ = 1400 - 1500 кг/м ³ .	
	Бромид кальция	CaBr ₂ , CaBr ₂ ·6H ₂ O	Белый порошок или извлекаемый из скважины рассол.		Используют для приготовления солевых растворов повышенной плотности.	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	ЖРК-1	<u>Железнодорожный концентрат титанованадиевый</u>	Порошок стального цвета		Утяжелитель глинистых растворов	ТУ 0803-22-0158754-95
	<u>Афроны</u>	микроскопические пузырьки воздуха, защищенные сложной многослойной оболочкой ПАВ и полимеров	Размер пузырьков воздуха не превышает 20-100 мкм. Внешняя поверхность пузырьков имеет гидрофобный характер и малую сжимаемость. Плотность 1005-1320 кг/м ³		- позволяет проводить скважины при репрессии на пласт до 30 МПа; - позволяет полностью устранить потери и поглощения ПЖ - исключает возможность дифференциальных прихватов бурильного инструмента; - сохраняет <u>коллекторские</u> свойства пласта; - гидродинамические потери давления в скважине при его применении на 20-30 % ниже, чем при использовании обычных жидкостей; - <u>совместима</u> с любым оборудованием очистки и приготовления раствора	<u>Экологически безопасны и биоразложимы — без обработки бактериями</u> . Полное бактериальное разложение системы при температуре окружающего воздуха выше 15 °С наступает в течение двух недель
Химические реагенты общего назначения						
	Хлорид кальция -	CaCl ₂ , CaCl ₂ ·H ₂ O, CaCl ₂ ·2H ₂ O, CaCl ₂ ·6H ₂ O	Белые расплавающиеся кристаллы, гранулы, куски, чешуйки.	Концентрация варьирует от 28 до 570 кг/м ³	Используют так же для приготовления солевых растворов высокой плотности, в РУО, для снижения точки замерзания буровых растворов на водной основе.	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	Оксид кальция (негашеная известь)	<u>CaO</u>	Белый порошок. При гашении для получения гидроксид кальция выделяет тепло.		Используют в РУО для образования кальциевых мыл и удаления воды.	Сильно раздражает слизистые оболочки.
	Известь гашеная	<u>Ca(OH)₂</u>	Сильная щелочь, представляет собой порошок белого цвета. Мало растворима в воде. На воздухе активно взаимодействует с CO ₂ , образуя карбонат кальция CaCO ₃ . Поэтому при длительном хранении на воздухе активность извести резко снижается.	Добавление извести в количестве 3 — 5 % к объему раствора значительно повышает его вязкость.	- для приготовления ингибированных известковых растворов; - в соленасыщенных растворах при бурении интервалов глинистых пород, хорошо диспергирующих в насыщенном растворе хлористого натрия; - для регулирования рН хлоркальциевых растворов; - как структурообразователь для загущения растворов при борьбе с поглощениями	Хорошие результаты получают при обработке известью БР, потерявших восприимчивость к химическим реагентам.
	Сульфат кальция (гипс)	CaSO ₄ - ангидрит, CaSO ₄ ·0,5H ₂ O - ступкатурный гипс, алебастр, CaSO ₄ ·2H ₂ O - гипс	Белое порошкообразное вещество плотностью 2320 кг/м ³ , труднорастворимое в воде (при 20°C растворяется 0,202 %). В присутствии NaCl растворимость возрастает в 2,5 – 2,8 раза. С небольшим количеством воды гипс быстро образует твердеющую массу.	От 6 до 23 кг/м ³ растворов.	- ингибитор гидратации и набухания сланцев глинистых пород в условиях высоких забойных температур. Добавляют его совместно с реагентами - понижателями фильтрации и разжижителями для приготовления ингибированных гипсовых	При работе с порошком гипса в случаях его распыления необходимо пользоваться противогазовыми респираторами и очками. (ГОСТ 4013-74)

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	Поваренная соль (хлористый натрий)	<u>NaCl</u>	Представляет собой белый кристаллический продукт плотностью 2170 кг/м ³ . Нейтральный электролит, мало меняющий щелочность среды.	Концентрация от 30 до 360 кг/м ³ . Как структурообразователь перестабилизованных пресных растворов 0,1-0,3% от объема раствора. Как ингибитор глин до 5%	- для повышения структурно-механических свойств БР, обработанных защитными коллоидами (УЩР), - для повышения СНС при бурении на карбонатно-глинистых суспензиях. - при проходке пластов каменной соли, - регулятора осмотической активности водной фазы гидрофобно-эмульсионных растворов.	С увеличением концентрации NaCl период набухания всех глин снижается.
	Хлористый калий	<u>KCl</u>	Серовато-белый кристаллический продукт или мелкие зерна различных оттенков красно-бурого цвета, хорошо растворимые в воде, нейтральный электролит, мало меняющий щелочность среды.	При приготовлении хлоркальциевых растворов оптимальные добавки KCl составляют 3-7 % по массе от объема раствора и выбираются из условия получения достаточной степени ингибирования	- ингибитор внутрискристаллического набухания глинистых пород, - основа для хлоркальциевых, гипсо-кальциевых и известково-кальциевых растворов, - добавка в минерализованные по NaCl растворы для снижения растворимости горных пород, сложенных галитом и карналлитом	
	Карбонат калия	<u>K₂CO₃·1,5H₂O</u>	Белый расплывающийся порошок. Получается из хлорида калия, оксида магния и двуокси углерода.		Используется для подщелачивания буровых растворов, обработанных калием.	Раствор оказывает раздражающее действие на внешние ткани человеческого организма.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	Гидроксид калия (едкий калий)	KOH	Белый расплывающийся кусковой материал, гранулы, чешуйки. Получается в процессе электролиза хлорида калия	Концентрации от 1 до 8 кг/м ³ .	Используется для повышения pH буровых растворов, обработанных калием, и для растворения лигнита.	Токсичен, при попадании в пищеварительные или дыхательные пути.
	Хлорид магния (бишофит)	MgCl ₂ ·6H ₂ O	Хорошо растворяется в воде любой минерализации. Белые расплывающиеся кристаллы.	Для получения насыщенного раствора добавляют к объему воды 306% бишофита. При этом первоначальный объем увеличивается в 1,5 раза	Предназначен для получения БР на основе гидрогеля магния, а также для насыщения буровых растворов при разбуривает солевых отложений с пропластками карналлита и бишофита	Обладает высокой гигроскопичностью, поэтому хранить его необходимо в закрытых мешках.
	Каустическая сода (гидроксид натрия, едкий натр)	NaOH	Представляет собой бесцветную непрозрачную кристаллическую массу плотностью 2,13 г/см ³ , полностью растворяется в воде.	Концентрации от 0,6 до 11 кг/м ³ . Большие добавки NaOH (0,5-0,8%) могут привести к повышению вязкости и водоотдачи,	- для регулирования pH рас-ра, - для растворения лигнита, лигносульфонатов и танинов, - для противодействия коррозии и для нейтрализации сероводорода	Оказывает сильное раздражающее действие на ткани человеческого организма. Токсичен.
	Кальцинированная сода (карбонат натрия)	Na ₂ CO ₃	Белый мелкокристаллический порошок плотностью 2500 кг/м ³ с содержанием основного вещества 99%. Водный раствор Na ₂ CO ₃ имеет сильнощелочную реакцию (pH=12).	Концентрации от 0,6 до 11 кг/м ³ . Растворяется в воде и не растворяется в органических растворителях.	Используется для удаления растворимых солей кальция из технической воды и буровых растворов; находит применение для обогащения глин. Применяется как химический диспергатор глин при приготовлении растворов из кальциевых глин и для облагораживания глинопопорошков	Na ₂ CO ₃ используется в сухом виде и в виде 5-10% водных растворов. (ГОСТ 5100-85)

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	Бикарбонат натрия (пищевая сода)	NaHCO ₃	Белый порошок. Получается в результате пропускания двуокиси углерода через насыщенный раствор карбоната натрия.	Концентрации от 1 до 14 кг/м ³ .	Применяется для противодействия загрязнению цементом бентонитовых буровых растворов на водной основе.	
	Хромат натрия	Na ₂ CrO ₄ , Na ₂ CrO ₄ ·10H ₂ O	расплывающиеся желтые кристаллы.	Получается из хромитовых руд	Применение см. ниже. Применяется как компонент хромлигносульфонатных и хромлигнитных композиций для повышения термостабильности и для предотвращения коррозии в сильно минерализованных буровых растворах.	Токсичен при попадании в пищеварительные и дыхательные пути, оказывает сильное раздражающее действие на слизистые оболочки.
	Бихромат натрия	Na ₂ Cr ₂ O ₇ ·2H ₂ O	Красновато-оранжевые кристаллы. В щелочных растворах бихромат натрия превращается в хромат.	Концентрации от 0,3 до 76 кг/м ³ .		
	Сульфит натрия -	Na ₂ SO ₃	Белые кристаллы. Получается путем пропускания двуокиси серы через раствор кальцинированной соды.	Концентрация от 0,1 до 0,3 кг/м ³ .	Используется как поглотитель кислорода	
	Кислый фосфат аммония	(NH ₄) ₂ HPO ₄	Белые кристаллы	Концентрация от 5 до 22 кг/м ³ .	Используется с подианионной целлюлозой в качестве ингибитора набухания глинистых сланцев	
	Сульфит аммония	(NH ₄) ₂ SO ₃ ·H ₂ O	Белые кристаллы	Рекомендуемый избыток сульфита 100 - 300 мг/л.	Используются в качестве поглотителя кислорода для снижения коррозии железа.	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	Хлорид хрома	$\text{CrCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	Зеленые или фиолетовые кристаллы.	Концентрации от 0,3 до 1,5 кг/м^3 .	Добавка к <u>ксантановой</u> смоле для образования цепей с поперечными связями.	Токсичен
	<u>Хромкалиевый</u> сульфат	$\text{CrK}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$	Красные или зеленые кристаллы.		Химические реагенты могут применяться для обработки <u>раствора</u> как в сухом виде, так и в виде водных растворов различной концентрации.	Токсичен
	Карбонат меди (основной)	CuCO_3 $\text{Cu}(\text{OH})_2$	Зеленый порошок. Получается из сульфата меди и кальцинированной соды. <u>Нерастворим</u> в воде.		Ограниченно используется в качестве поглотителя сульфида	<u>Токсичен</u> при попадании в пищеварительные органы.
	Оксид магния (магнезия, <u>периклаз</u>)	MgO	Белый порошок, очень слабо растворим в воде.	Концентрации от 1 до 6 кг/м^3 .	Используется в качестве буфера или стабилизатора в <u>кислоторастворимых</u> жидкостях для <u>заканчивания</u> скважин, в сочетании с полимерами.	
	<u>Гидроксид</u> магния (<u>брусит</u>)	$\text{Mg}(\text{OH})_2$				
	Бромид цинка	ZnBr_2	Гигроскопичный гранулированный порошок.		Используется для приготовления солевых растворов высокой плотности.	Токсичен
	Карбонат цинка Основной карбонат цинка Оксид цинка, <u>Гидроксид</u> цинка	ZnCO_3 2ZnCO_3 $3\text{Zn}(\text{OH})_2$ ZnO $\text{Zn}(\text{OH})_2$.	Все эти реагенты представляют собой белые порошки. Эти основные соединения цинка лишь слабо растворимы в воде	Концентрации от 1 до 15 кг/м^3 .	Применяется для удаления из БР сероводорода.	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	Хлорид цинка	ZnCl_2	Расплавляющиеся белые гранулы.		Используется для приготовления солевых растворов высокой плотности.	Раздражающе действует на ткани человеческого организма
	Хромат цинка -	ZnCrO_4	Желтый порошок.	$\text{C} = 0,3-1$ кг/м^3 .	Ингибитор коррозии.	Токсичен
	Сульфат цинка	$\text{ZnSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$	Белый порошок.	$\text{C} = 0,3-1$ кг/м^3 .	Используется в сочетании с бихроматом натрия в качестве ингибитора коррозии.	
	Жидкое стекло (силикат натрия)	$\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$	Жидкое стекло характеризуется отношением $\text{SiO}_2 : \text{Na}_2\text{O}$ (модуль), концентрацией и вязкостью. По мере увеличения модуля жидкое стекло становится более вязким и менее растворимым в воде. <u>Наиболее</u> часто применяют жидкое стекло с модулем от 2 до 4. Б.		Жидкое стекло применяют в качестве добавки, ускоряющей схватывание цементов и быстротвердеющих смесей, а также для приготовления силикатных растворов.	
	ИКМАК	сульфированный асфальт	Порошок <u>от</u> темно-коричневого до черного цвета Удельная плотность, кг/м^3 - 1060 <u>Термоустойчивость</u> , $^{\circ}\text{C}$ - до 200 Растворим в воде до 70%, <u>остальная часть хорошо диспергируется</u> в воде и растворима в нефти	Оптимальная добавка составляет 6,0 - 17,0 кг/м^3 раствора	Является ингибитором глин, способствует понижению фильтрации при высоких температурах, обладает смазывающими способностями и слабым разжижающим эффектом в глинистых растворах. <u>Эффективен</u> при бурении в качестве стабилизатора трещиноватых глинистых сланцев. Применяется в растворах на водной основе	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	ИКГЛИК	Полигликоли	Жидкость темного цвета Плотность ρ , г/см ³ менее 1,10 Хорошо растворим в воде		Применяется для подавления процессов гидратации и набухания глинистых материалов. Особенно эффективно ингибирующее действие полигликолей в сочетании с ионами калия.	Продукт соответствует ТУ 2422-071-05766575-98.
	ИКФ-20		Белый порошок Удельный вес, г/см ³ - 1,90 Температура плавления -260°C, не горит, не взрывается Хорошо растворим в воде, растворах	Добавляется к БР в сухом виде и в виде водных растворов в количестве 5 - 50 кг/м ³ в зависимости от температуры	Эффективно ингибирует глинистые породы и одновременно повышает термостойкость полисахаридных полимеров до 140-150°C. За счет повышения термостойкости сокращается расход полимерных реагентов и повышается стабильность свойств буровых растворов во времени при температурах (70-100°C).	
	ПЭЙЛ-ЧЕК		Темно-коричневый порошок, - плотность: 1570 кг/м ³ ; - рН 1% водного раствора: 8,7-9,0. Содержит ионы кальция	Эффективен в любых типах ПЖ на водной основе. Рекомендуемая начальная конц 14,3 кг/м ³ .	Ингибитор активных глин и глинистых сланцев. Предназначен для снижения негативных эффектов, связанных с гидратацией глин, предотвращения образования сальников и зашламования долота. Улучшает реологические и фильтрационные свойства растворов.	Неопасен. Нетоксичен.
	КЛА-СЮРЕ (Кла-Кью)		Прозрачная жидкость, - точка вспышки: -95 °С; - рН товарного продукта: 6,5-7,5; - плотность при 16 °С: 1220 кг/м ³ ; - легко диспергируется, удобен в обращении; - растворимость в воде: 100 %; - термостабилен до 150 °С.	Рекомендуемая концентрация реагента в промывочной жидкости — от 11 до 23 кг/м ³ .	Современный органический ингибитор глин и глинистых сланцев. Подавляет гидратацию и набухание глин и глинистых сланцев, предотвращает диспергирование выбуренного шлама, помогает снизить сальникообразование на элементах КНБК и зашламование долота.	Экологически безопасен.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
Реагенты – понизители водоотдачи буровых растворов						
	ХВ-Полимер	Биополимер	Порошок кремового цвета Объемная плотность, г/см ³ - 0,6 - 0,8 Легко растворим в пресной и морской воде, а также в насыщенных растворах	Нормальная доза - 1 - 3 кг/м ³ .	Способствует постепенному возрастанию СНС. Реагент в минимальной степени ухудшает коллекторские свойства пласта и полностью разлагается под воздействием кислот.	
	ИКР	Крахмальный реагент	Беловатый порошок. Объемная пл, кг/м ³ 592 - 704 Легко растворим в пресной и морской воде, а также в концентрированных растворах и кислотах. Термостойкость, °С до 100	Нормальная дозировка варьируется в пределах от 5 до 20 кг/м ³ .	Является экономичным понизителем водоотдачи, который может использоваться во всех системах на водной основе, и особенно полезен в БР, приготовленных на основе насыщенных солевых растворов.	Соответствует Российскому ГОСТ 10163-76.
	КМЦ - LV	Натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы	Порошок от белого до кремового цвета Вязкость, мПа.сек, 2 % раствора в дист. воде 25 °С, (по Брукф.) не менее - 50 Насыпная пл, кг/м ³ - 600 - 800 Степень полимеризации - 500 - 550	Примерный расход, кг/м ³ : в пресной воде - 5 - 10 в морской - 10-15 в хлоркалийном растворе - 5-20 в соленасыщенном буровом растворе - 15-25	КМЦ - LV является понизителем фильтрации буровых растворов на водной основе, при этом вязкость буровых растворов повышается незначительно.	Продукт соответствует спецификации 13. А АНИ и российскому ТУ 6-55-40-90 (натрийкарбоксителлюлоза техническая).
	КМЦ - HV	Натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы	Порошок от белого до кремового цвета Насыпная плотность, кг/м ³ - 600 - 800 рН (2% водный р-р) - 7 - 9 Растворима в пресной воде, в меньшей степени - в солевой		КМЦ - HV является эффективным регулятором фильтрации буровых растворов на водной основе. Применяется в основном, там, где требуется по технологическим причинам поддержание высоких реологических характеристик.	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	ЭКОПАК-Р	Разновидность полианионной целлюлозы очищенной	Мелкодисперсный порошок Содержание активного вещества, % - минимум 70 рН (в растворе) - 7,0 - 8,5 Вязкость, мПа.сек. 1 % 25 °С, <u>вискозиметр Брукфилда</u> - более 1000	Расход в <u>соленасыщенном</u> и <u>калиевом растворе</u> , кг/м ³ - 6 - 8	Может применяться в различных системах буровых растворов на водной основе, включая БР на основе соленой воды, как для регулирования водоотдачи, так и для повышения вязкости.	
	ЭКОПАК-СЛ	Разновидность полианионной целлюлозы, <u>полученной</u>	Мелкодисперсный порошок рН (в 1% р-ре) - около 11 Вязкость 25°С, <u>визк-р Фанн</u> (600об/мин/1022 сек ⁻¹), мПа·с (сП) <u>дист. вода</u> - около 17 <u>морск. вода</u> - около 15, <u>соленасыщ.</u> - около 15 Обладает повышенной термостойкостью до 120 - 130°С.	Расход в <u>соленасыщенном</u> и <u>калиевом растворе</u> , кг/м ³ - 8 - 12	Позволяет хорошо регулировать водоотдачу, практически не повышая вязкость в любых системах на водной основе, нередко эффективно разжижает <u>минерализованные БР</u> .	
	ИКПАК-Р	Разновидность полианионной целлюлозы, очищенной	Мелкодисперсный порошок рН (в растворе) - 7,0 - 8,5 Вязкость, мПа.сек. 1% 25°С, <u>вискозиметр Брукфилда</u> - более 1000 Имеет <u>высокую</u> термостойкостью (до 120 °С).	Расход в <u>соленасыщенном</u> и <u>калиевом растворе</u> , кг/м ³ - 2 - 5	Может применяться в различных системах БР на водной основе, включая растворы на основе соленой воды, для регулирования водоотдачи и повышения вязкости.	
	ИКПАК-СЛ	Очищенный полимер очень низкой вязкости на основе полианионной целлюлозы	Мелкодисперсный порошок Содержание активного вещества, % - минимум 92 рН (в 1% р-ре) - 7,0 - 11,0 Вязкость, мПа.сек. 1% 25°С, <u>вискозиметр Брукфилда</u> - более 50	Расход в <u>соленасыщенном</u> и <u>калиевом растворе</u> , кг/м ³ - 6 - 8	Позволяет хорошо регулировать водоотдачу, практически не повышая вязкость в любых системах на воде.	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	<u>Tylose</u>	Импортный аналог КМЦ	Представляет собой гранулы белого цвета, влажностью до 5% и плотностью 1,6 г/см ³ . Водородный показатель 5%-ного водного раствора <u>Tylose</u> равен 11. <u>Термостойчива</u> до 150 °С, устойчива к воздействию микроорганизмов, стабилизирует кальциевые и натриевые системы и эффективна в диапазоне рН от 6-14.		<u>Понижитель</u> фильтрации глинистых растворов. <u>Доп. назначение: повышение структурно-механических и реологических показателей (для высоковязких марок)</u>	ОСТ 6-05-386-80
	<u>Tylose VHR</u>	На-карбоксиметилцеллюлоза сверхвысокой вязкости.	Кинематическая вязкость 1% водного раствора реагента 17 <u>сПз</u> .	Оптимальная дозировка составляет 0,2-0,25%.	<u>Предназначена</u> для управления вязкостными и фильтрационными свойствами БР. Действует как стабилизирующий агент и защитный коллоид в любых растворах на водной основе.	
	<u>Tylose EC7</u>	карбоксиметилцеллюлоза сверхвысокой вязкости.	Кинематическая вязкость 1% водного раствора реагента 42 <u>сПз</u> .	Оптимальная дозировка составляет 0,1-0,2%.		
	GABROSA	карбоксиметилцеллюлоза средней вязкости	Гранулярное вещество белого цвета с влажностью 6%. Содержание основного вещества не менее 52%. Водородный показатель 1% водного раствора <u>Gabrosa</u> изменяется в пределах 7-10.	Оптимальная дозировка составляет 0,1-0,25%.	<u>Предназначена</u> для управления вязкостными и фильтрационными свойствами буровых растворов.	
	GABROYL	Полианионная целлюлоза высокой вязкости		Оптимальная дозировка - 0,05-0,75%.	<u>Регулятор</u> фильтрации во всех видах БР на водной основе без повышения вязкости, включая растворы с гипсовой и КСl основами.	
	DEXTRID (Baroid Limited)	Органический полимер, модифицированный полисахарид	Представляет собой хорошо растворимый в воде порошок белого цвета с термостойкостью до 150°С. <u>Ферментативно устойчив.</u>	Оптимальное содержание в БР 0,3-0,5 %.	<u>Предназначен</u> для снижения фильтрации пресных и слабоминерализованных глинистых растворов	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	BW XC-Polymer и BW XCD-Polymer	Порошкообразное вещество от кремового до бронзового цветов	Хорошо растворимы в воде.	Рекомендуемая рецептура: водный раствор BW XC-Polymer 0,4-0,5% концентрации, водный раствор BW XCD-Polymer+ мел+ глинопорошок до требуемой плотности. Эффективны для разбухания МП и неустойчивых глинистых отложений в горизонтальных скважинах.	Предназначены для ингибирования глинистых отложений, повышения вязкости БР, создания структуры в водном растворе, для обеспечения стойкости системы к сдвигам воздействиям, снижения фильтрации до 8 см ³ /30 мин.	
	Kelzan XCD	Линейный полисахарид с высоким молекулярным весом, ксантановая смола	Мелкодисперсный порошок желтоватого цвета. Хорошо растворяется в воде.	Обычная концентрация в растворах на пресной воде составляет 1,5-3,0 кг/м ³ ; а в растворах на соленой воде - 3,0-6,0 кг/м ³ . Среда с высоким содержанием кальция и высоким рН будет способствовать осаждению реагента.	Предназначен для регулирования вязкости в водных буровых растворах. Эффективен как в пресной и в морской воде. Реагент способен к гелеобразованию и может реагировать с ионами хрома.	
	КЕМ X	Высококачественный ксантановый биополимер	Полностью биоразлагаем, растворим в кислотках.	Состав биополимерного раствора плотностью 1080-1100 кг/м ³ : NaCl 13-15 %, КМЦ (Tylose EC7) 1,2-1,4 %, КЕМ X 0,15-0,2 %, СРЖН 0,25-0,3%, вода остальное.	Обеспечивает требуемые реологические свойства раствора, улучшает удерживающие и выносящие свойства, снижает зону вторжения раствора и фильтрата в пласт.	
	ИКЛПГ-2	Высокомолекулярный поликонденсированный лигносульфонат	Порошок коричневого цвета Насыпная пл., кг/м ³ - 650 – 700 рН (10%-ный р.р) 7 – 8 Растворимость в воде, % > 90	Применяют в сухом или жидком (10 – 20 % водный раствор) виде. Оптимальная добавка при первичной обработке БР составляет 2 - 4% (в пересчете на сухое вещество) и 0,2 - 0,5% при последующих обработках. Совместим с большинством реагентов.	Предназначен для снижения водоотдачи и вязкости известковых, хлоркальциевых, калиевых и минерализованных БР (морская вода). В присутствии ИКЛПГ-2 нефть легко эмульгируется без введения специальных эмульгаторов. Обладает высокой пенообразующей способностью, поэтому вместе с этим реагентом необходимо использовать пеногаситель.	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	ИКТУМ	Натровые соли гуминовых кислот и коллоидные блоки этих соединений.	Зернистый порошок черного цвета Насыпная пл., кг/м ³ - 700 – 800 Содержание активного вещества, % 50 – 70 Растворимость, % - 40 – 50 рН водного р.р 10 – 11 Термостойкость от 100 до 180°С.	Применяется в сухом и жидком виде (2 – 10% - ный водный раствор). Оптимальная добавка колеблется от 0,5 до 4% в расчете на сухое вещество.	Предназначен для снижения водоотдачи и вязкости пресных БР на водной основе. Активен и в минерализованных системах (до 10% KCl или NaCl).	
	ИК-ТЕМП-1	Сульфированный бурый уголь.	тонкозернистый порошок черного цвета Удельный вес, г/см ³ - 1,2 – 1,3 Объемная плотность кг/м ³ - 800 Растворим во всех БР на водной основе Термостойкость, °С - 200	Может применяться как в сухом виде, так и в виде 5-10 %-ного водного раствора. Особенно эффективен в утяжеленных БР при темп (150 – 200°С).	Является высокоэффективным регулятором водоотдачи и вязкости во всех БР на водной основе и нечувствителен к загрязнению цементом, анциритом и солями.	Нетоксичен
	ИКПАН	Гидролизированный полиакрилонитрил с мол. массой 5 • 10 ⁵ .	Порошок белого цвета Объемная пл кг/м ³ - 800 – 900 Растворим в пресной и соленой воде, не содержащей поливалентных катионов	Применяется в сухом виде и в виде водных растворов 1-3%-ной концентрации. Совместим с большинством известных реагентов.	Термостойкий понизитель водоотдачи пресных и высокоминерализованных систем БР. Высаливается в присутствии ионов Ca и Mg, которые необходимо связывать кальцинированной содой.	
	Полицелл КМЦ-9В и Полицелл КМЦ-9С	Высоко- и средневязкая натриевые соли карбоксиметицеллозы, технические.	Волокнистый или порошкообразный материал от белого до кремового цвета; - насыпная пл. 400-500 кг/м ³ ; - вязкость 2% водного раствора при температуре 25 °С: не более 100 мПа·с (вискозиметр Фанн, 600 об./мин = 1022 с ²); - растворяется в воде при любой температуре.	Обеспечивает стабильность при температуре до 150 °С в диапазоне рН 6-14. Эффективны при содержании NaCl и KCl до насыщения.	Используются для регулирования фильтрационных и реологических свойств любых типов БПЖ на водной основе, улучшения выносной способности БПЖ. Подвергаются биологическому разложению без образования вредных веществ	Экологически безвредны.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	Полицелл КМЦ-9Н	Низковязкая натриевая соль карбоксиметицеллюлозы, техническая. Имеет анионную природу.	Волокнистый или порошкообразный материал от белого до кремового цвета; - насыпная пл.: 300-500 кг/м ³ ; - растворяется в воде при любой температуре.	Обеспечивает стабильность при повышенных температурах (до 150 °С) в диапазоне рН 6-14. Сохраняет эффективность применения при содержании NaCl и KCl до насыщения.	Служит для понижения водоотдачи БПЖ на водной основе. Используется для регулирования фильтрационных и реологических свойств любых типов БПЖ на водной основе. Биоразложим.	Экологически безвреден.
	Полицелл КМЦ-9УН	Ультранизковязкая натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы, техническая. Имеет анионную природу.	Свойства продукта: - волокнистый или порошкообразный материал от белого до кремового цвета; - насыпная пл.: 300-500 кг/м ³ ; - рН 1% водного р-ра: 8-12; - растворяется в воде при любой температуре.	Сохраняет стабильность при повышенных температурах в диапазоне рН 6-14. Обеспечивает эффективность при содержании NaCl и KCl до насыщения.	Служит для понижения водоотдачи БПЖ на водной основе. Используется для регулирования фильтрационных и реологических свойств любых типов буровых промывочных жидкостей на водной основе. Биоразложим.	Экологически безвреден.
	КМЦ-М	Модифицированная лигносульфонатами карбоксиметицеллюлоза. Имеет анионную природу.	Волокнистый или порошкообразный материал от белого до кремового цвета; - насыпная пл.: 200-500 кг/м ³ ; - рН 1% водного р-ра: 8-12; - растворяется в воде при любой температуре.	Сохраняет стабильность и эффективность применения при содержании CaCl ₂ до 1 % в диапазоне рН 6-14.	Служит для понижения водоотдачи БПЖ на водной основе. Используется для регулирования фильтрационных и реологических свойств. Отличается повышенной термостойкостью. Эффективен для утяжеленных буровых растворов. Биоразложим.	Экологически безвреден.
	Карбоксиметицеллюлоза КМЦ-250, КМЦ-350, КМЦ-700, КМЦ-600, КМЦ-500	Химический состав КМЦ описывается общей формулой	Хлопьевидный материал или тонкозернистый порошок белого или кремового цвета с влажностью до 10%. Хорошо растворяется в воде	Целесообразно вводить в глинистый раствор в твердом состоянии, а хлопьевидный реагент - предварительно растворить в воде и применять в виде раствора с концентрацией 50-100 кг/м ³ .	Загущает пресные глинистые растворы. Минерализованные растворы под влиянием КМЦ разжижаются.	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	Полицелл ПАЦ-В	Высоковязкая полианионная целлюлоза. Имеет анионную природу.	Волокнистый или порошкообразный материал от белого до кремового цвета; - насыпная пл.: 500-600 кг/м ³ ; - рН 1% водного р-ра: 8-12; - растворяется в воде при любой температуре.	Сохраняет эффективность при содержании NaCl и KCl до насыщения и стабильность в присутствии солей кальция и магния в диапазоне рН 6-14.	Обеспечивает оптимальные структурно-реологические свойства и высокую выносающую способность безлинейных БПЖ, эффективное регулирование водоотдачи промывочных жидкостей и повышение их термостойкости. Биоразложим.	Экологически безвреден.
	Полицелл ПАЦ-Н	Низковязкая полианионная целлюлоза. Имеет анионную природу.	Порошкообразный или мелкозернистый материал от белого до кремового цвета; - насыпная пл.: 500-600 кг/м ³ ; - рН 1% водного р-ра: 8-12; - растворяется в воде при любой температуре.	Эффективен при содержании NaCl и KCl до насыщения, обеспечивает повышенную стойкость в присутствии солей кальция и магния в диапазоне рН 6-14.	Обеспечивает снижение фильтрационных свойств при одновременной стабилизации реологических показателей БПЖ. Стабилизирует уровень фильтрации без ухудшения показателей текучести. Биоразложим.	Экологически безвреден.
	Полицелл ПАЦ-УН	Ультранизковязкая полианионная целлюлоза. Имеет анионную природу.	Порошкообразный или мелкозернистый материал от белого до кремового цвета; - насыпная пл.: 500-600 кг/м ³ ; - рН 1% водного р-ра: 8-12;	Эффективен при содержании NaCl и KCl до насыщения, отличается повышенной стойкостью в присутствии солей кальция и магния в диапазоне рН 6-14.	Обеспечивает снижение фильтрационных свойств при одновременной стабилизации реологических показателей БПЖ. Устойчив к бактериальному разложению.	Экологически безопасен.
	Полипак R	Высококачественная модификация полианионной целлюлозы. Имеет анионную природу.	Белый сыпучий порошок; - молекулярная масса: не менее 15000; - содержание активного вещества: 70-100 %; - плотность: 1500-1600 кг/м ³ ; - рН 1% раствора: 6,5-8,0; - возможные примеси: хлорид натрия.	Рекомендуемая концентрация реагента от 0,7 до 3,0 кг/м ³ для большинства ПЖ. Для жидкостей на морской воде и соленых насыщенных БПЖ, насыщенных 2,5-8,5 кг/м ³ . Эффективность при температуре выше 150 °С и при жесткости выше 1000 мг/л по кальцию.	Обладает слабовыраженными ингибирующими свойствами. Используется для снижения водоотдачи пресных, соленых, хлоркалевых и соленасыщенных БПЖ, жидкостей на основе морской воды. Устойчив к бактериальной агрессии, не требует использования бактерицидов.	Экологически чист. Неопасен. Нетоксичен.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	Сульфацилл (гидроксиэтилцеллюлоза)	Простой эфир целлюлозы, содержащий неионогенные гидроксильные (-С ₂ H ₄ ОН) группы	Волокнистая масса, порошок или гранулы белого, бледно-желтого или сероватого цвета Растворимость в воде, % не менее 98	Устойчив к полиминеральным агрессивным средам. Сохраняет стабильность при температуре до 120 °С в широком диапазоне рН.	Используется в качестве реагента для повышения нефтеотдачи пластов и ограничения водопритоков, а также как стабилизатор глинистых суспензий и как реагент для снижения фильтрации и регулирования реологических свойств буровых промывочных жидкостей и тампонажных цементных смесей.	
	Сульфацилл-1 (Марки 10, 30, 70)		Массовая доля основного вещества в техническом продукте, % не менее - 40			
	Сульфацилл-1 (Марки 50, 100)		Массовая доля основного вещества в техническом продукте, % не менее - 65			
	Сульфацилл В	Высоковязкая гидроксильная целлюлоза	Волокнистый продукт белого или бледно-желтого цвета, - содержание основного вещества: не менее 65 %, - растворимость в воде: не менее 98 %.	Устойчив к полиминеральным агрессивным средам. Не подвержен термодеструкции при температуре до 120 °С в широком диапазоне рН.	Стабилизатор и понизитель фильтрации высокоминерализованных глинистых суспензий, загуститель и регулятор реологических свойств технологических.	Экологически безопасен. Нетоксичен.
	Полицилл ГРП	Модифицированный крахмал	Растворяется в воде без добавления щелочных агентов. Порошкообразный продукт бледно-желтого цвета, - показатель водоотдачи, 1% раствора в 6% глинистом растворе, насыщенном NaCl: не более 10 см ³ /30 мин.	Сохраняет устойчивость к полиминеральным агрессивным средам. Обеспечивает стабильность при температуре до 100 °С.	Применяется для снижения водоотдачи пресных и минерализованных БГДЖ, поддержания стабильных реологических параметров в процессе бурения.	Продукт нетоксичен, биологически безвреден.
	Полицилл ЭКР	Разновидность экстракционного крахмала	Порошкообразный материал от белого до кремового цвета, - насыпная плотность: 400-500 кг/м ³ ; - влажность продукта в упаковке: не более 12 %.	Эффективен при содержании NaCl и KCl до насыщения. Стабилен при повышенных температурах (до 120 °С) в диапазоне рН 6-14.	Применяется для регулирования фильтрационных и реологических свойств любых типов буровых промывочных жидкостей на водной основе, от пресных до соленосыщенных Биоразложим.	Экологически безвредной.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	FLO-TROL	Разновидность модифицированного крахмала	Белый порошок, - насыпная плотность: 1500 кг/м ³ , - растворимость: 100 %, - термостабильность: до 120 °С.	Рекомендуемая концентрация в промывочной жидкости от 3 до 12 кг/м ³ . Ограничение в применении: - подвержен термодеструкции при температуре выше 120 °С.	Используется для снижения водоотдачи в любых промышленных жидкостях на водной основе. В отличие от ПАЦ, КМЦ и других реагентов крахмальной группы не влияет на величину скорости сдвига буровой Биоразложим.	Допущен к применению на территории РФ. Неопасен. Нетоксичен.
	Полиакриламид (ПАА) (Импортные разновидности DK-Drill, Сурап, Су-Drill, IDBOND, Polykem D, Smectex, Ez-Mud DP, New Drill HP и др.)	Продукт полимеризации акриламида, высокомолекулярные вещества с молекулярной массой от 30000 до 6000000	Технический ПАА выпускается в виде гранул или гелеобразного продукта, хорошо растворимого в воде. Водный раствор ПАА представляет собой гель светлого желтого цвета обычно 8%-ной концентрации плотностью 1160...1180 кг/м ³ . рН не более 8,5		Эффективный понизитель водоотдачи буровых растворов	
	PRAESTOL	На основе полиакриламида (ПАА),	Буровая промывочная жидкость, обработанная реагентом PRAESTOL, характеризуется низкими значениями показателя фильтрации ($B = 2,0-8,0$ см ³ по API), регулируемые (в широком диапазоне) $\eta_{\text{дл}} = 10-40$ МПа·с, $\tau_0 = 15-80$ дПа, $K_{\text{тр}} = 0,07-0,1$ по API.	Наиболее часто используемый и рекомендуемый диапазон технологических свойств буровой промывочной жидкости: плотность — 1060—1160 кг/м ³ , УВ — 20-25 с, Φ — 2-6 см ³ /30 мин, $\eta_{\text{дл}}$ — 2-12 МПа·с, ПДНС — до 1 Па	Используется для снижения водоотдачи, ингибитора глин. Использование композиций на основе этого реагента PRAESTOL позволяет также успешно проходить бурением интервалы разреза скважины, представленные высокопроницаемыми, не изолированными к моменту первичного вскрытия водоносными пластами.	Экологически безопасен.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
	SP-101	<u>Полиакрилат</u> натрия средней молекулярной массой	Белый, желтоватый, кремевый порошок или чешуйки; - плотность: 1050 кг/м ³ , - насыпная плотность: 393 кг/м ³ , - рН 1 % водного раствора: < 7, - растворимость в воде: 100 %, - термостабилен до 205 °С.	Рекомендуемая концентрация — от 1,5 до 3 кг/м ³ . Рекомендуемый диапазон рН — 7-10 (высокая щелочность может вызвать гидролиз полимера). В качестве <u>дефлокулянта</u> не менее 3 кг/м ³ максимально допустимое содержание ионов Са- 320 мг/л. Не рекомендуется для ПЖ с высоким содержанием твердой фазы.	<u>Предназначен</u> для снижения водоотдачи пресных и минерализованных малоглинистых и <u>диспергированных</u> утяжеленных БПЖ. Адсорбируется на поверхности глинистых пород, инкапсулирует выбуренный глинистый шлам и стабилизирует стенки скважины. Не <u>подвержен</u> бактериальному разложению.	Нетоксичен (4 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76).
	KEM-PAS	<u>Среднемолекулярный</u> , с высоким анионным зарядом акриловый сополимер натрия.	Порошок от белого до светло-желтого цвета; - растворимость: хорошая; - <u>термостабильность</u> : до 200 °С.	Обычная дозировка для регулирования фильтрации от 1,42 до 2,85 кг/м ³ . Ограничения в применении: - не предназначен для гипсовых и <u>гипсово-известковых</u> БПЖ с высоким рН, - для обеспечения максимальной эффективности реагента уровень растворенного кальция в фильтрате постоянно должен поддерживаться ниже 200 мг/л	Регулирует уровень фильтрации БПЖ на пресной и минерализованной воде, но лучшие результаты дает в <u>сисемах</u> на основе пресной воды. Взаимодействие полимера с глиной способствует возникновению прочной эластичной глинистой корки на стенках скважины. Эффективно воздействует на реологические свойства систем с низким содержанием твердой фазы.	Не токсичен (4 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76).
	ИКЦИН-О	<u>Органический диспергатор</u>	Жидкость бледно-соломенного цвета со слабым запахом. Плотность, г/см ³ - 1,25. Смешивается с водой в любых пропорциях.	Эффективен в пределах 0,5 - 2 кг/м ³ товарного продукт	Эффективный <u>разжижитель</u> в водных буровых растворах на пресной основе. В водных растворах на глинистой основе способствует снижению показателя фильтрации.	4 класс опасности. Продукт соответствует ТУ 6-09-20-174-90

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
<u>Разжижители</u>						
	ИКЦИН-Л	<u>Полимерный диспергатор</u>	Жидкость бледно-соломенного цвета со слабым, нетоксичным запахом. Плотность, кг/м ³ - 1,09. Смешивается в воде в любых пропорциях.	Эффективен при дозировках в пределах 0,7 - 2,9 кг/м ³ .	Используется в качестве <u>первичного диспергатора</u> в глинистых растворах на водной основе. Предотвращает высокотемпературное гелеобразование. Способен снижать реологические характеристики в малоизвестковом буровом растворе (содержание извести до 8 кг/м ³).	Не токсичен и <u>пожаробезопасен</u> . Не вызывает коррозии.
	ДЕСКО	Соединение <u>сульфометирированного</u> танина, при отсутствии хромосодержащих веществ.	Мелкий красновато-коричневый порошок с незначительными белыми вкраплениями. Плотность по отношению к воде, г/см ³ 1,5 - 1,7. Максимальная рабочая температура применения, °С - 176. Диапазон прим. рН 6 - 14.	Применяется в диапазоне 0,7 - 8,5 кг/м ³ . В БР с низким рН - 2,8 - 17 кг/м ³ . В диапазоне 0,3 - 0,7 кг/м ³ действует как <u>анти-вспениватель</u> в соленых БР.	Многоцелевой <u>дисперсант (дефлокулянт)</u> в БР на водной основе, совместим со всеми реагентами. <u>Эффективен</u> для регулирования СНС. Обладает ингибирующими свойствами - снижает коррозию, вызываемую многими буровыми растворами.	
	ИКЛИГ	Сульфированный лигнин.	Мучнистый порошок от светло- до темно-коричневого цвета. рН 6,0 - 7,0.		Является <u>диспергатором, разжижителем</u> буровых растворов на водной основе.	ТУ 0281036-15-90.
	<u>Сульфит-спиртовая барда</u> (ССБ)	Отход производства целлюлозы при сульфитном способе варки.	Густая темно-бурая жидкость. В зависимости от степени выпаривания ССБ может быть жидкой или твердой.		Добавка ССБ, помимо снижения водоотдачи, уменьшает вязкость и статическое напряжение сдвига. Основной недостаток этого реагента — способность вспенивать буровые растворы.	

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7	
	ИКСТАБ Л	Частично гидролизованный высокомолекулярный полиакриламид	Эмульсия в углеводородной жидкости. Устойчив при высоких температурах и солевой агрессии.	Обычно концентрация в фильтрате поддерживается в пределах 0,3-1,4 кг/м ³ .	Флокулянты	Применяется в сочетании с КС1 для обеспечения высокого уровня стабилизации глинистых сланцев.	
	ГРИНДРИЛ ФЛ	Модифицированный сополимер на основе высокомолекулярного полиакриламида, диспергированный в органическом растворителе.	Эмульсия светло-серого цвета. Плотность, кг/м ³ -1030 – 1040. Полностью растворим в пресной воде. Термостойкость -до 175 ⁰ С	Используется в качестве водного раствора с концентрацией по товарному продукту 2% масс.		Создает между частицами твердой фазы мостиковые связи, образуя при этом относительно прочные флокулы. В паре с катионным коагулянтом КФ-91 М эффективно отделяет твердую фазу бурового раствора от дисперсионной среды – воды, прозрачность которой регулируется рецептурой.	
	КФ-91 М	Сложный катионный сополимер с молекулярной массой 2-4,5 • 10 ⁶ .	Светло-коричневая вязкая жидкость. Удельный вес, г/см ³ - 1,24 - 1,26. Растворим в пресной воде и растворах. Морозостойкость 0 ⁰ С -- 20. Термостойкость, 0 ⁰ С -> 200	В буровых растворах реагент применяется в виде 1-2% водного раствора. Расход - 1-4 кг на 1м ³ бурового раствора.		В буровых растворах на водной основе реагент используется в качестве катионного коагулянта твердой фазы. Одновременно, КФ-91 М осаждает анионно-активные полимеры (дино-сульфонаты, гипан, КМЦ и др.). Для полного проведения процесса флокуляции твердой фазы реагент применяется совместно с флокулянтотом ГРИНДРИЛ ФЛ. Реагент используется также в процессах очистки воды для хозяйственно-питьевого водоснабжения.	ТУ - 6-00-00204168-252-92; Гигиенический сертификат № 23-5/97 от 18.04.1997 г.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7	
	POLY-KEM D, POLY-KEM L	высокомолекулярный анионный сополимер долинакриламида с акрилатом	POLY-KEM D представляет собой полимерный порошок, а POLY-KEM L — жидкую полимерную эмульсию	POLY-KEM — 0,1-0,15 %; POLY-KEM D —0,001-0,05%.		Обладают высокой ингибирующей способностью и могут применяться для приготовления БПЖ на пресной, морской, минерализованной воде или рассоле КС1. Реагент обладает смазочной и выносной способностью. Способен к селективной флокуляции при контакте с твердой фазой ПЖ и стабилизации сланцев.	
Смазывающие добавки							
	Глитал		Свойства продукта: - вязкая жидкость темно-коричневого цвета, сохраняющая текучесть при отрицательных температурах, - условная вязкость при 25, 0 ⁰ С: не менее 50 с.	Расход реагента от 3 до 15 кг/м ³		Добавка реагента обеспечивает промывочной жидкости не только высокий смазочный эффект, но также положительно сказывается на его фильтрационных, реологических и ингибирующих свойствах. В отличие от существующих смазочных добавок не способствует вспениваемости обработанной им буровой промывочной жидкости.	Экологически безопасная композиция (4 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76).
	ЛЮБ-167	Смесь пропиленгликоля, производных эфиров пропиленгликоля и соевого масла	Светло-коричневая жидкость; - содержание активного вещества: 70-90 %; - удельный вес: 0,96-1,04; - рН 1% водного раствора: 8,8-9,2; - рН концентрированного водного раствора: 6,9; - температура вспышки: 116 0 ⁰ С.	Рекомендуемые концентрации реагента для достижения желаемого эффекта от 8,6 до 30 кг/м ³ .		Высокоэффективный многоцелевой продукт, диспергируемая в воде смазочная добавка, разработанная для понижения коэффициентов трения и крутящего момента во всех типах БПЖ на водной основе. Она содержит в своем составе углеводородов и совместим со всеми типами БПЖ на водной основе. Может использоваться при любых забойных температурах. Полностью диспергируется в воде, легко замешивается в буровой промывочной жидкости любого типа. Не вспенивает ПЖ.	Допущен к применению на территории РФ в качестве компонента буровых промывочных жидкостей. Неопасен. Нетоксичен.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
				ПАВ		
	Drill-Kleen	концентрированная смесь поверхностно-активных веществ	Прозрачная жидкость; плотность: 1100 кг/м ³ ; - рН 1 % водного р-ра: 9,3-9,5; - растворимость в воде: 100 %;	Рекомендуемая концентрация реагента для большинства случаев — от 0,5 до 1,5 кг/м ³ . При интенсивном <u>сальникообразовании</u> следует увеличить ее до 1,4-2,8 кг/м ³ . Совместим с большинством ПЖ на водной основе, включая пресные, <u>соленосыщенные</u> (до общей жесткости не более 250 мг/л) и утяжеленные, на основе морской воды и т. п.	Для снижения <u>сальникообразования</u> и <u>зашламования</u> долота при бурении мягких активных глин. Даже в небольших концентрациях помогает предотвратить залипание секток вибросты, улучшить эффективность работы оборудования очистки раствора, увеличить скорость проходки.	Неопасен и нетоксичен.
	УФЭ8	Продукт конденсации технических угольных фенолов с окисью этилена — <u>неионогенное ПАВ</u>	Густая жидкость темно-коричневого цвета плотностью 1120 кг/м ³ , хорошо растворяющаяся в воде.	При добавке 0,5—0,8 % ее снижается поверхностное натяжение на границе вода — нефть до 2—3 Н/м. Для поддержания низкого поверхностного натяжения фильтра раствора расход УФЭ8 составляет 1—1,5% от объема раствора. При этом также улучшаются и смазочные свойства раствора.	Для снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть — вода — порода с целью сохранения <u>нефтепроницаемости призабойной</u> зоны пласта при вскрытии продуктивных коллекторов растворами на водной основе	
	ОП-10	неионогенное ПАВ — продукт конденсации моно- и диалкилфенолов, алкилированных полибутиленом, с окисью этилена.	Маслообразная вязкая жидкость от светлого до темно-коричневого цвета, плотностью при 20°C от 1,02 до 1,05 г/см ³ , хорошо растворяющаяся в воде.	Обладает слабощелочной или слабокислой реакцией, 0,1%-ный водный раствор имеет рН=6-8, сохраняет поверхностно-активные свойства и не образует осадка в минерализованных водах 0С.	Добавка, улучшающая эмульгирование нефти в буровых растворах, особенно в утяжеленных. В отличие от некоторых <u>ионогенных ПАВ</u> , например <u>сульфонола</u> , ОП-10 предупреждает <u>флокуляцию</u> флотационных баритовых утяжелителей в <u>нефтеэмульсионных</u> растворах	Показатели качества ОП-10 регламентируются ГОСТ 8433—81.

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7
				Пеногасители		
	DEFOUM-A		Полупрозрачная жидкость; - растворимость в воде: 100 %; - точка вспышки: 120 °С; - точка заустевания: -57 °С; - точка кипения: 244 °С.	Эффективен даже в небольших концентрациях — 0,1-0,3 кг/м ³ .	Универсальный жидкий <u>пеногаситель</u> на спиртовой основе для любых типов буровых промышленных жидкостей на водной основе, включая утяжеленные, солевые и <u>соленосыщенные</u> промышленные жидкости, в том числе на основе морской воды и жидкости <u>заканчивания</u> .	Экологически <u>безопасен</u> и допущен к применению на территории РФ
	Пента-461, Пента-463А, Пента-465	Многокомпонентный силиконовый	Устойчив при хранении, морозостоек (до -30 °С), работоспособен в интервале рН 2+12.	Эффективен в пресных и <u>минерализованных БТЖ</u> , в том числе в <u>утяжеленных баритом, обработанных лигносульфонатами, карбоксиметицеллюлозой</u> , а также в <u>бесглинистых полимерах эмульсиях</u> . Рекомендуемая концентрация — 0,05-0,2 % от объема обрабатываемой жидкости.	Реагент используется для <u>пеногашения</u> в буровых промышленных жидкостях и <u>тампонажных</u> смесях	Экологически <u>безопасен</u> .
				Бактерициды		
	Бакбан III	2-метил-3(2Н)-изотиазолин + 5-хлор-2-метил-3(2Н)-изотиазолин	Светлые зеленовато-желтые гранулы; - плотность: 1000 кг/м ³ ; - растворимость <u>диспергируется</u> в воде; - не <u>подвержен</u> старению и влиянию температуры	Рекомендуемый диапазон концентраций для большинства систем — от 0,08 до 0,26 кг/м ³ . Максимально возможная концентрация — около 0,5 кг/м ³ . Минимальная концентрация в <u>пакерных</u> жидкостях — 0,34 кг/м ³ .	<u>Предназначен</u> для предотвращения бактериального разложения органических компонентов БТЖ на водной основе, таких как полисахариды и биополимеры.	<u>Допущен</u> к применению на территории РФ. Неопасен. Нетоксичен.

8 Приготовление и очистка промывочных жидкостей

8.1 Понятие о циркуляционной системе

8.2 Приготовление буровых промывочных жидкостей

8.2.1 Дополнительное диспергирование глинистых промывочных жидкостей

- 8.2.2 [Приготовление аэрированных глинистых промывочных жидкостей](#)
- 8.2.3 [Приготовление полимерных и эмульсионных промывочных жидкостей](#)
- 8.3 [Очистка буровых растворов](#)
 - 8.3.1 [Естественные методы очистки промывочной жидкости](#)
 - 8.3.2 [Механические принудительные методы очистки ПЖ с помощью вибросит](#)
 - 8.3.3 [Гидравлические принудительные методы очистки ПЖ с помощью гидроциклонов](#)
 - 8.3.4 [Гидравлический метод очистки БПЖ с помощью центрифуги](#)
- 8.4 [Физико-химические методы очистки](#)
- 8.5 [Комбинированные методы очистки промывочной жидкости](#)
- 8.6 [Методы дегазации промывочных жидкостей](#)

8.1 Понятие о циркуляционной системе

Промывка скважины включает приготовление бурового раствора, его использование в бурении, выход на поверхность некондиционной жидкости, ее очистка и обработка и получение новой кондиционной жидкости готовой к дальнейшему использованию. На рисунке 8.1 представлена принципиальная схема промывки скважины.

Систематическое кондиционирование БПЖ в процессе проходки скважины осуществляется с помощью поверхностной циркуляционной системы. Она предназначена для удаления шлама из промывочной жидкости, ее обработки и подачи в скважину и, как правило, включает: несколько резервуаров и несколько резервных емкостей для БПЖ и для химических реактивов, систему желобов, механические средства очистки раствора от шлама, дегазаторы, один или несколько буровых насосов и трубопровод высокого давления. Основные элементы циркуляционной системы представлены на рисунке 8.2.

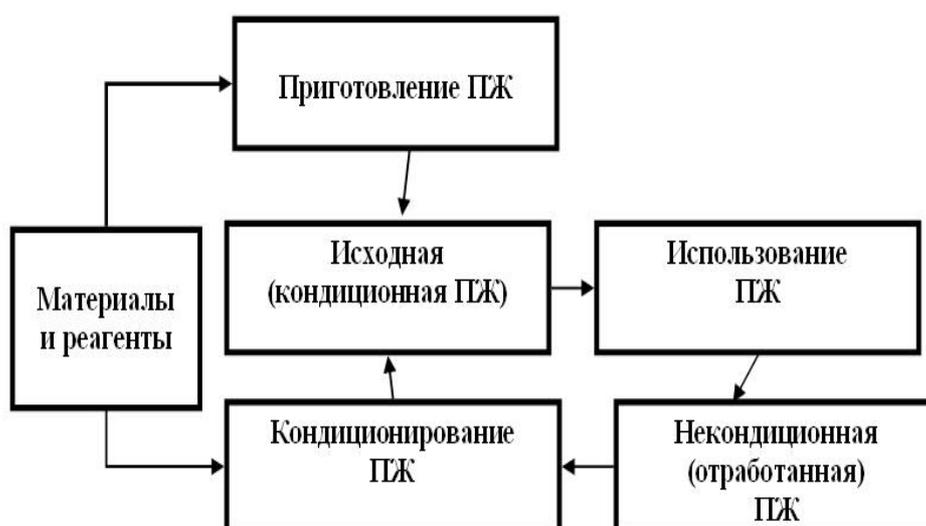


Рисунок 8.1 - Принципиальная схема процесса промывки скважины

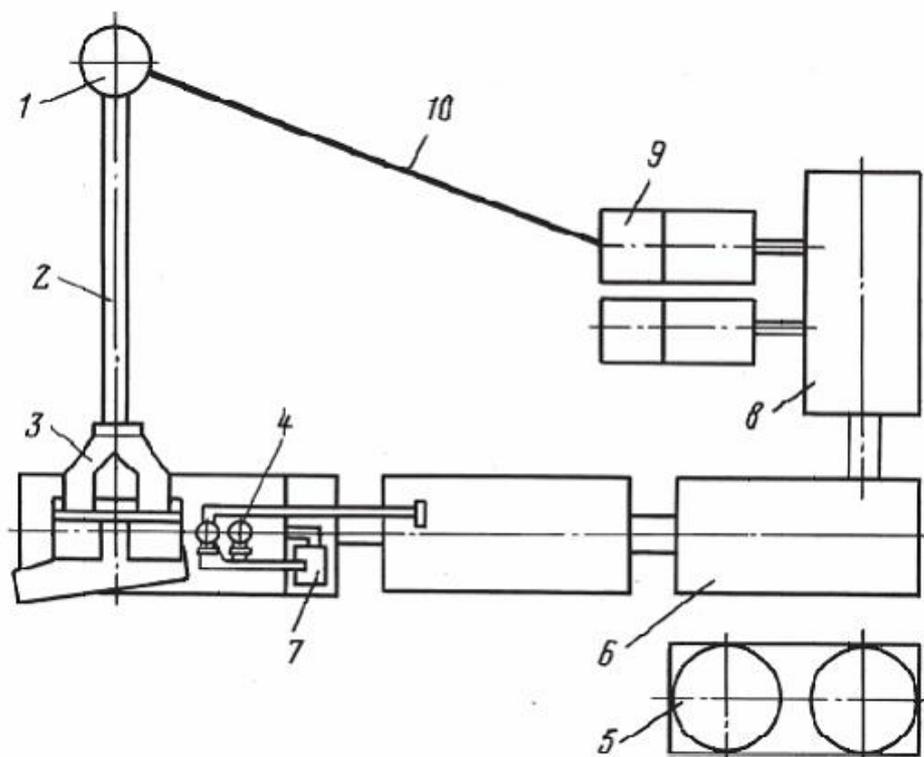


Рисунок 8.2 - Схема поверхностной циркуляционной системы
 1 - устье скважины; 2 - желоб; 3 - вибросито; 4 - гидроциклон; 5 - блок приготовления раствора; 6 - емкость; 7 - шламовый насос; 8 - приемная емкость; 9 - буровой насос; 10 - нагнетательный трубопровод

Сегодня наиболее распространена циркуляционная система, составленная из звеньев, выпускаемых промышленностью в виде блоков. Схема монтажа ЦС из готовых блоков ускоряет и удешевляет монтаж и способствует решению проблемы охраны окружающей среды при бурении скважин. Блоки заводского изготовления позволяют полностью отказаться от создания амбаров и желобных систем в грунте.

Промышленность выпускает блоки циркуляционной системы в нескольких исполнениях с унифицированным базовым резервуаром объемом 40 м³; промежуточный блок с гидравлическими перемешивателями или с комбинированием гидравлических и механических перемешивателей; угловой блок, аналогичный промежуточному, для использования в Г-образной схеме расположения блоков; приемный блок, имеющий трубопроводы для соединения с приемными патрубками буровых насосов; подпорный блок снабжен двумя вертикальными центробежными насосами для подачи промывочной жидкости к буровым насосам и созданию подпора во всасывающей линии насоса; блок химических реагентов, предназначенный для хранения химических реагентов в жидком виде; блок очистки бурового раствора от шлама, включающий отстойник, желобную систему, вибросита, гидроциклон и т.д.

Блоки оснащены коллекторами, трубопроводами, площадками с ограждениями для обслуживания. Основная тенденция в совершенствовании блоков направлена на увеличение объема резервуара

до 80 м³ и более и создание теплоизоляции и укрытий на всех блоках, предназначенных для бурения в зимних условиях.

На рисунке 8.3 представлен для примера один из вариантов циркуляционной системы, выпускаемой ООО «Компания «Техномехсервис». Она включает блок очистки, промежуточную и приемную емкости, блок приготовления буровых растворов. Блок очистки снабжен дегазатором Каскад-40, виброситом СВ1ЛМ, ситогидроциклонным сепаратором, центрифугой ОГШ-50.

Малогабаритная циркуляционная система ТУ 366121-003-10147164-02 разработанная научно-производственным объединением «Бурение» предназначена для сбора, очистки, дегазирования, хранения, приготовления, утяжеления, химической обработки буровых растворов при ремонте и бурении скважин (рисунок 8.4). Система включает: емкости, вибросито, дегазатор, центрифуга, перемешиватели, гидросмесители, диспергатор, центробежные шламовые насосы.



Рисунок 8.3 - Циркуляционная система, ООО «Компания «Техномехсервис»



Рисунок 8.4 - Малогабаритная циркуляционная система НПО «Бурение»

Рабочий объем ёмкостей, м ³	40
Производительность по буровому раствору, м ³ /ч	90
Производительность по вводу в раствор материалов, т/ч	
- утяжелитель	15
- <u>глинопорошок</u>	10
- <u>химреагенты</u>	3
Габариты транспортных мест, м, не более	9×2,6×2,5

Так же в НПО «Бурение» разработана герметичная циркуляционная система для бурения скважин на депрессии. Она предназначена для очистки, дегазации и подготовки к рециркуляции промывочной жидкости при вскрытии продуктивных пластов с избыточным давлением на устье (ТУ 3661-264-00147001-02). Она включает пробоотборник, шламоотделитель (рисунок 8.5, а), газовый сепаратор и приемную емкость (рисунок 8.5, б), накопительные емкости, подпорные и откачивающие насосы, контрольно-регулирующую аппаратуру, соединенные в работающую с избыточным давлением изолированную от атмосферы технологическую линию.

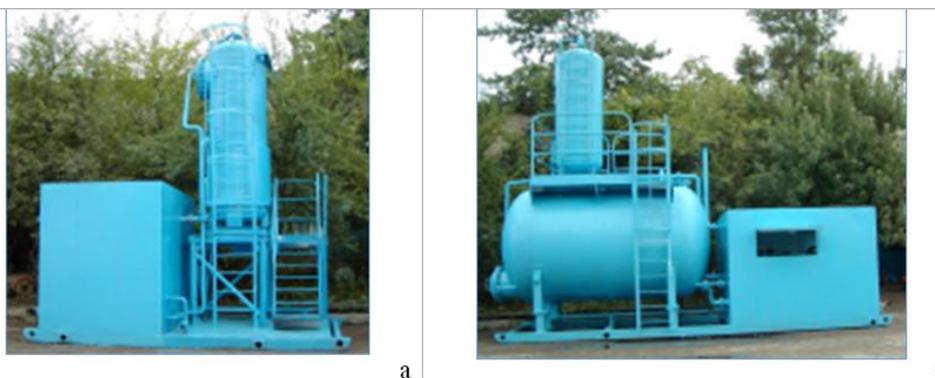


Рисунок 8.5 - Герметичная циркуляционная система для бурения скважин на депрессии:

а) пробоотборник и шламоотделитель, б) газовый сепаратор и приемная емкость.

8.2 Приготовление буровых промывочных жидкостей

Приготовление БПЖ - это технология получения промывочной жидкости с определенными свойствами в результате переработки исходных материалов и взаимодействия компонентов. Задача процесса приготовления - обеспечение необходимых начальных свойств бурового раствора, от которых зависят его стабильность и реализация технологических функций.

Основными показателями процесса приготовления буровых растворов являются: эффективность использования исходных материалов, производительность технологического процесса приготовления и качество получаемого бурового раствора, т.е. соответствие его технологических

свойств заданным параметрам.

С точки зрения эффективности использования исходных материалов нередко бывает полезно выдержать приготовленный раствор некоторое время перед применением, чтобы используемые компоненты и реагенты полностью прореагировали.

Технология приготовления бурового раствора зависит от его рецептуры, состояния исходных материалов и технического оснащения.

Буровые промывочные жидкости могут готовиться непосредственно на буровой с помощью специальных технических средств; в скважине при бурении на технической воде в отложениях глины или иных подходящих по составу породах; централизованно на глинозаводе.

Буровые промывочные жидкости готовятся в специальных устройствах - растворо- или глиномешалках механического или гидравлического действия.

Механические растворо- или глиномешалки подразделяются: по конструктивному исполнению - лопастные, роторные, шаровые; по характеру действия - на прерывного (циклического) и непрерывного действия; по расположению валов - горизонтальные и вертикальные. Лопастные растворо- или глиномешалки делятся по числу валов на одно- и двухваловные.

Механические глиномешалки используются для приготовления промывочных жидкостей из комовых и порошковых глин. Привод глиномешалок осуществляется от индивидуальных двигателей или через трансмиссию. Механическая лопастная глиномешалка с горизонтальным валом состоит из металлической емкости-корпуса, в которой вращается вал с укрепленными на нем поперечными лопастями для измельчения и перемешивания глины с водой. Лопасти расположены одна относительно другой под углом 90°. Между внутренней поверхностью корпуса и лопастями имеется просвет в 30-35 мм. Как правило, глиномешалка устанавливается на автономном основании.

Механические лопастные растворо- или глиномешалки отличаются простотой конструкции, но в то же время 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 наращивании слоя глины на внутренних стенках.

Разновидность механических глиномешалок - фрезерно-струйные мельницы (ФСМ) для приготовления и утяжеления промывочных растворов. ФСМ - машины непрерывного действия, используются для приготовления промывочных жидкостей из комовых глин и глинопорошков.

Фрезерно-струйная мельница состоит из следующих основных узлов: лопастного ротора, приемного бункера, предохранительной шарнирной плиты, диспергирующей рифленной плиты, ловушки и лотка для отвода готовой глинистой промывочной жидкости.

Принцип работы ФСМ заключается в следующем. Глина и вода, подаваемые в приемный бункер мельницы, захватываются лопастями ротора. При перемещении вдоль диспергирующей плиты происходит первичное измельчение глины. Дополнительное, более тонкое измельчение ее осуществляется при ударе струй, выбрасываемых лопастями ротора, о выходную решетку, а также при последующем перемещении суспензии

вдоль решетки и прохождении глинистой промывочной жидкости через ее отверстия. Частицы, не успевшие измельчиться в мельнице, вследствие циркуляции промывочной жидкости вновь попадают под лопасти ротора.

Непрерывная работа ФСМ может быть обеспечена только при наличии механизированной загрузки исходных материалов.

К преимуществам ФСМ относятся: высокая производительность как по комовым глинам, так и по глинопорошку; простота конструкции и небольшие габариты; высокая экономичность. Недостатком является низкое качество раствора, т. к. он содержит много нераспустившихся частиц глины.

При разведочном бурении нефтяных и газовых скважин в условиях автономного расположения буровых подчиненное значение имеет гидравлический способ приготовления глинистых промывочных жидкостей, при котором для разрушения части твердой фазы используется только кинетическая энергия струи. Устройства для гидравлического способа приготовления глинистых промывочных жидкостей получили название гидравлических смесителей или гидромешалок. Различают гидромониторные и эжекторные гидросмесители.

Разновидности гидромониторных глиномешалок (ГСТ, ГВФТ, Папиросовского, Резниченко и др.) используются при бурении глубоких скважин. Производительность таких гидромешалок 40-120 м³/ч, давление жидкости перед насадками гидромониторов 4-10 МПа. В процессе приготовления суспензия несколько раз циркулирует по замкнутому циклу буровой насос - смеситель - запасной резервуар - буровой насос до полного диспергирования твердой фазы, т. к. за один цикл нельзя получить высококачественную глинистую промывочную жидкость.

Производительность гидромониторного смесителя ГСТ - 40 м³/ч, объем резервуара 14 м³, рабочее давление при работе одного насоса - 4-5 МПа, двух насосов - 7,5-9,5 МПа, масса - 8390 кг.

Мешалки гидравлические эжекторного типа (гидроворонки) используются для приготовления промывочной жидкости из глинопорошка. Это - устройство непрерывного действия. В настоящее время наибольшее распространение имеет гидравлическая мешалка МГ.

Имея относительно небольшие массу и габариты, гидроворонки отличаются высокой производительностью. Так, производительность гидравлической мешалки эжекторного типа МГ составляет по готовой промывочной жидкости 80 м³/ч при объеме воронки 0,175 м³ и объеме бака 1 м³. Масса гидроворонки 1120 кг.

Качество глинистой промывочной жидкости, приготовленной в гидроворонках, довольно низкое. Несмотря на тонкий помол, частицы глинопорошка в процессе перемешивания с водой должны пройти дальнейшее диспергирование. Однако происходит оно недостаточно интенсивно. За счет броуновского движения происходит частичное диспергирование глины, но качество промывочной жидкости остается хуже, чем при приготовлении в лопастных глиномешалках.

Качество промывочной жидкости может быть существенно улучшено за счет ее многократного пропуска через гидроворонку без добавления твердой фазы.

Кроме описанных, выше имеются глиномешалки иного принципа действия: вихревого типа (перемешивание осуществляется по принципу действия стиральной машины); комбинированного типа (совмещены процесс предварительной пластической деформации, измельчения глины и

перемешивание ее с жидкостью) и др.

Наиболее простая технологическая схема приготовления буровых растворов представлена на рисунке 8.6.

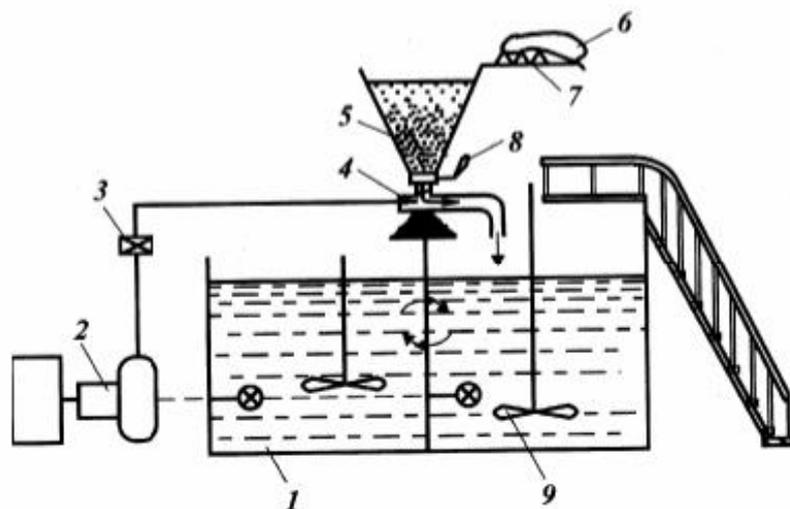


Рисунок 8.6 - Простейшая схема приготовления бурового раствора

В емкость 1 заливают расчетное количество дисперсионной среды и с помощью насоса 2 по нагнетательной линии с задвижкой 3 подают ее через гидроэжекторный смеситель 4 по замкнутому циклу. Мешок с порошкообразным материалом подают к воронке, откуда с помощью гидровакуума подается в камеру гидроэжекторного смесителя, где происходит смешивание. Суспензия сливается в емкость, где перемешивается перемешивателем. Круговая циркуляция прекращается тогда, когда смешано расчетное количество компонентов и раствор имеет требуемые параметры.

Утяжеление наполнителями и обработка порошкообразными химическими реагентами бурового раствора осуществляется по той же схеме после приготовления порции исходной коллоидной системы.

Недостаток данной технологии: слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов, слабый контроль за процессом. Максимальная скорость приготовления раствора по этой технологии $40 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В настоящее время широко используется технология приготовления бурового раствора с использованием блока приготовления бурового раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, емкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса.

Наиболее широко применяется БПР Хадыженского машзавода (рисунок 8.7). Блок включает два бункера с разгрузочными пневматическими устройствами, резинотканевыми гофрированными рукавами и воздушными фильтрами. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель, который монтируется непосредственно на емкости ЦС и соединяется с бункером при помощи гофрированного рукава. Бункера предназначены для приема, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя.

Порошкообразный материал загружается в силосы 1 пневмотранспортом

при помощи компрессора (рисунок 8.8). При этом материал отделяется от воздуха и воздух выходит в атмосферу через фильтр 2. При необходимости подачи порошка в гидроэжекторный смеситель сначала аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание на стенках при опорожнении силоса, затем открывают заслонку для обеспечения подачи материала в подводящий гафрированный шланг. Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя создает в камере смесителя разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гафрированного шланга создается перепад давления под действием которого порошок перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с жидкостью.

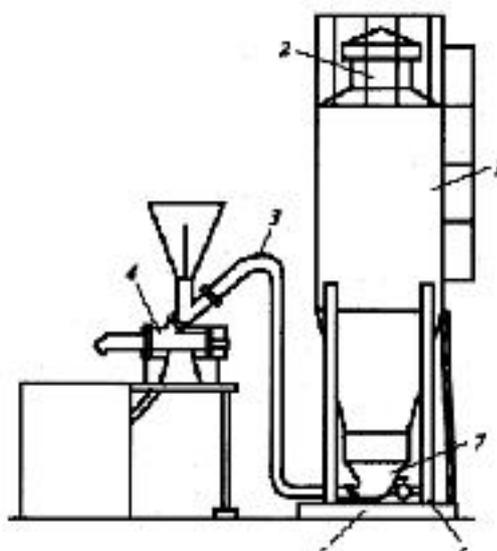


Рисунок 8.7 - Схема БПР Хадыженского машзавода:

- 1 - бункер; 2 - воздушный фильтр, 3 - резиноканевые гафрированные рукава; 4 - гидроэжекторный смеситель; 5 - рама; 6 - стойки; 7 - разгрузочное пневматическое устройство.

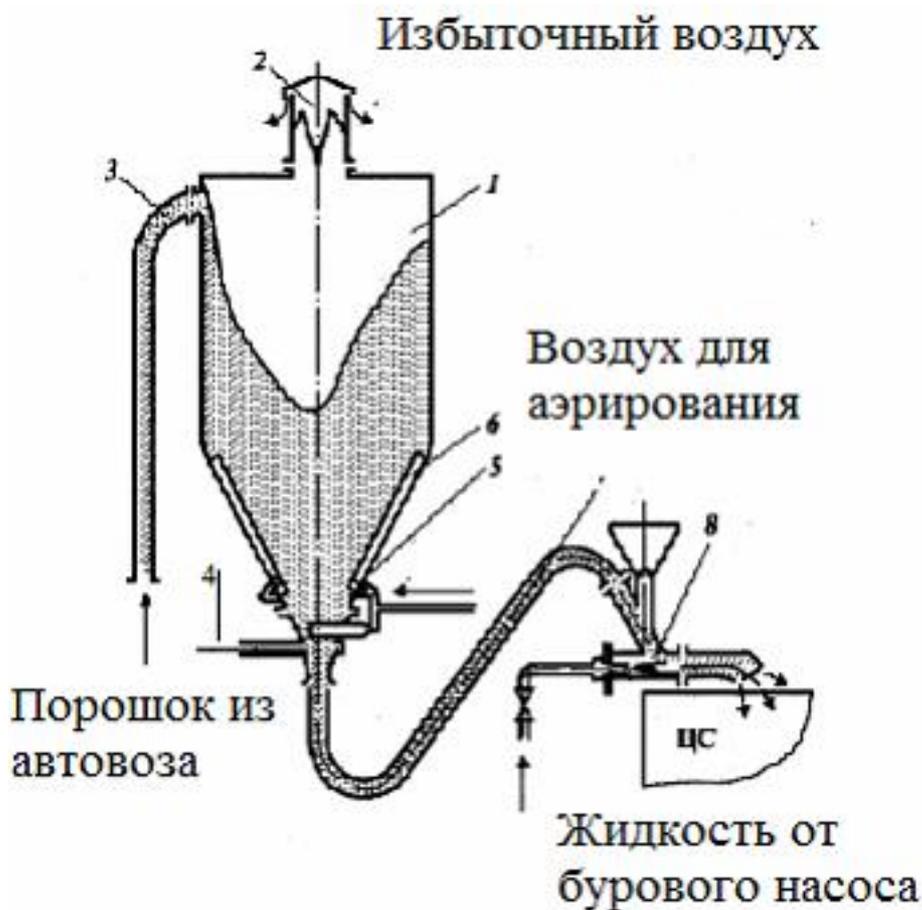


Рисунок 8.8 - Схема работы блока БПР

1 - силос; 2 - фильтр; 3 - загрузочная труба; 4 - разгрузочное устройство; 5 - система аэрирования; 6 - аэродорожка; 7 - подводящий шланг; 8 - гидросмеситель

Воронка гидросмесителя служит для подачи материала в зону смешивания вручную.

Блок БПР-70 оборудован гидравлическим измерителем массы порошкообразного материала ГИВ-М. На неподвижной части силоса смонтировано разгрузочное устройство, включающее тарельчатый питатель, пневматический эжектор и гидравлический смеситель, который может устанавливаться как на площадке блока, так и на емкости ЦС буровой установки. В последнем случае применяется шиберный затвор с аэратором в верхней его части. Подача порошкообразного материала регулируется изменением положения специального ножа, входящего в комплект питателя.

Широкое распространение в последние годы за рубежом получила технология приготовления буровых растворов с помощью автономного блока фирмы «Халибуртон» (рисунок 8.9)

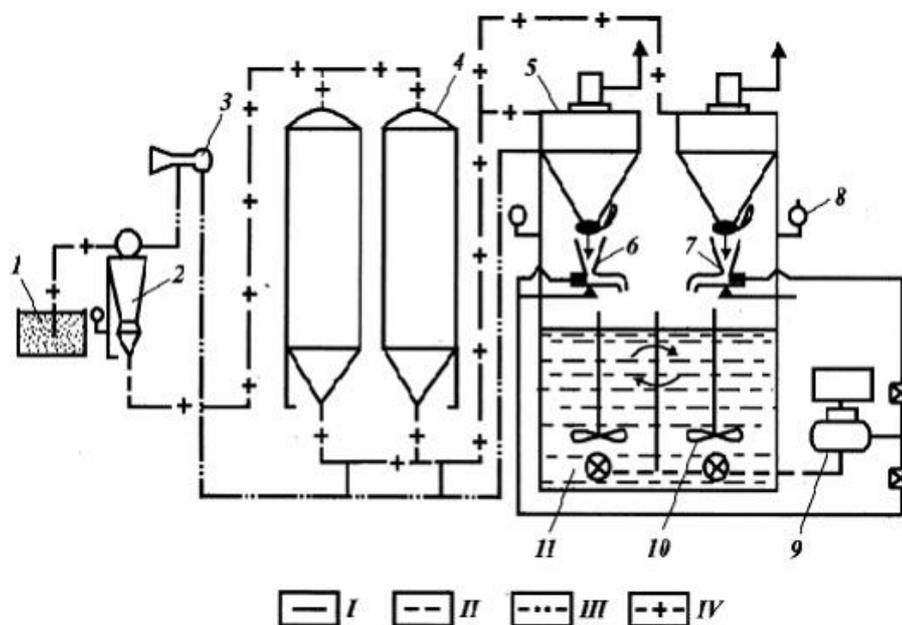


Рисунок 8.9 - Система фирмы «Халибуртон» для приготовления бурового раствора:

I - нагнетательная линия; II - всасывающая линия; III, IV - воздушная линия пневмотранспорта материала; 1 - передвижное средство; 2 - перегрузочный бункер; 3, 4 - бункер - хранилище; 5 - расходный бункер; 6, 7 - загрузочные воронки; 8 - индикатор веса; 9 - центробежный насос; 10 - перемешиватель; 11 - емкость.

Порошкообразный материал поступает на буровую остановку в мешках, контейнерах или металлических емкостях на передвижных средствах 1. С помощью пневматического перегрузчика (вакуум-компрессора и перегрузочного бункера) материал транспортируется пневмотранспортом в бункер-хранилище. Практически 4 т порошка перегружаются из бункера в бункер-хранилище за 5-6 мин при рабочем давлении пневмотранспорта 0,2 МПа. По мере необходимости приготовления раствора порошкообразный материал перемещается в расходные бункера через нижние отводы, создавая при этом избыточное давление (0,07-0,08 МПа) в верхней части бункера хранилища при помощи вакуум-компрессора.

Подведенный к расходным бункерам воздух позволяет аэрировать порошок и интенсифицировать его подачу в воронку гидроэжекторного смесителя. Допустимое давление при этом - 0,02 МПа. Расход порошка регулируется положением заслонки и давлением аэрации.

Технология приготовления раствора в системе «Халибуртон».

В один из секторов емкости 11 заливают расчетное количество дисперсионной среды и центробежным насосом прокачивают ее через гидроэжекторный смеситель с загрузочными воронками 6, 7. После стабилизации подачи насоса подают воздух к расходному бункеру 5 и устанавливают давление на воздушной линии 0,015 - 0,02 МПа. Открывают до определенного положения нижнюю заслонку расходного бункера и подают с определенной скоростью порошок в загрузочную воронку 7. За счет гидровакуума, созданного центробежным насосом, в камере

гидроэжекторного смесителя, порошкообразный материал засасывается в камеру эжектора и смешивается с потоком дисперсионной среды. Полученная таким образом гомогенная суспензия поступает снова в тот же отсек емкости.

Круговая циркуляция по схеме емкость - насос- камера эжектора - емкость продолжается до тех пор, пока расчетное количество порошкообразного материала не попадет в поток. После этого доступ материала в воронку прекращают, закрыв нижнюю заслонку расходного бункера и прекратив подачу воздуха. Аналогично осуществляют утяжеление раствора. Количество израсходованного материала определяют по индикатору веса расходного бункера.

После тщательного перемешивания раствора с помощью механических перемешивателей 10 его при необходимости подвергают химической обработке. Для обработки сухим реагентом или добавки в малых дозах бентонита в ЦС установлена дополнительная гидроворонка с аэроэжектором и или вибрационным побудителем перемещения порошка. В случае применения жидких реагентов используют вертикальную цилиндрическую емкость объемом до 1,5 м³, оборудованную механической мешалкой, подогревателем и сливным патрубком.

8.2.1 Дополнительное диспергирование глинистых промывочных жидкостей

Приготовление глинистых промывочных жидкостей в рассмотренных выше устройствах не обеспечивает полного диспергирования твердой фазы. Увеличение времени перемешивания оказывается неэффективным, т. к. при этом резко падает производительность глиномешалок. Поэтому при необходимости глинистые промывочные жидкости 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 в качестве основных можно отметить энергию пульсирующих давлений в жидкости, взаимодействие ударных волн, гидравлическое перетирание слоев промывочной жидкости с твердой фазой, соударение частичек твердой фазы. Основной фактор измельчения частиц при гидродинамическом воздействии - кавитационный эффект, возникающий в поле переменного давления потока жидкости. Гидродинамическое воздействие реализуется гидравлическим, гидроакустическим и электрогидравлическим методами.

Механико-гидравлические методы воздействия осуществляются за счет энергии движущихся элементов механических устройств. Такие элементы могут быть либо свободно движущимися телами, либо жесткозакрепленными.

В настоящее время разработаны и применяются диспергаторы частиц твердой фазы глинистых промывочных жидкостей различных конструкций. Примером гидравлического диспергатора является устройство, принцип действия которого основан на соударении двух струй жидкости, направленных навстречу друг другу, - струйный диспергатор.

Гидродинамический шаровой диспергатор представляет собой патрубок, заполненный стальными шарами, которые фиксируются с обеих сторон решетками. Диспергирование происходит за счет создания сдвиговых напряжений в результате соударения частиц твердой фазы: с шарами, а также вследствие кавитации.

Вихревой диспергатор ИГВ представляет собой ультразвуковой излучатель. Устройство состоит из корпуса, в который с помощью фасонного стакана вмонтирована улитка с многоходовой винтовой канавкой и осевым соплом. Промывочная жидкость под давлением поступает одновременно через осевое сопло и по канавкам улитки, попадая в вихревую камеру. Закручиваясь в ней, струи жидкости образуют вихревой слой, в котором генерируется мощное акустическое поле, усиливаемое диафрагмой. При встрече осевого потока и вихревого слоя за счет кинетической энергии встречных затопленных струй создается кавитационный эффект.

Механизм электрогидравлического диспергирования основан на разрушающем действии первичных и вторичных ударных волн, взаимодействии высокоскоростных потоков (несущих частицы), кавитации, при всхлопывании послезарядной полости.

Процесс высоковольтного разряда в промывочной жидкости сопровождается формированием канала сквозной проводимости с образованием парогазовой полости высокого давления и ударной волны. Внутренняя энергия полости и кинетическая энергия жидкости обуславливают радиальные колебания пузырька с нарушением сплошности жидкости и развитием кавитационных явлений.

Устройства, реализующие механико-гидравлические методы воздействия, представляют собой в основном аппараты с жесткозакрепленными 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 жесткозакрепленными рабочими органами - дисковые машины, измельчитель которых, имеет значительно меньшие габариты, чем электродвигатель.

Для каждого диспергатора существует определенная длительность процесса, увеличение которой уже не приводит к дальнейшему диспергированию твердых частиц. Наоборот, увеличение времени воздействия на глинистые промывочные жидкости, особенно при ультразвуковой обработке, вызывает обратный процесс, т. е. агрегирование 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. Они могут входить в качестве узла в состав комбинированных установок для приготовления глинистых промывочных жидкостей, в том числе совместно с гидромониторным смесителем.

8.2.2 Приготовление аэрированных глинистых промывочных

жидкостей

В буровой практике применяются три способа аэрации глинистых промывочных жидкостей: механический (компрессорный); бескомпрессорный с использованием ПАВ и устройств эжекторного типа; комбинированный.

Компрессорный способ аэрации характерен тем, что в нагнетательную линию вводят сжатый воздух от компрессора через специальные устройства (тройники, смесители, азраторы), как правило, снабженные обратным клапаном (шаровым, пластинчатым). Эти устройства, с одной стороны, способствуют барботированию воздуха в промывочную жидкость, а с другой - предотвращают попадание промывочной жидкости в ресивер компрессора при резком повышении гидравлических сопротивлений в колонне бурильных труб.

В практике бурения для получения азрированных растворов используются передвижные компрессоры, развивающие, как правило, давление до 18-30 МПа (КПУ-180 и др.). Однако применение компрессорного способа аэрации ограничивается глубиной скважин, на которой потери напора при циркуляции промывочной жидкости не превышают давления, развиваемого компрессором.

Основные недостатки компрессорного способа аэрации: необходимость в создании компрессорного хозяйства; высокая стоимость приготовления 1 м³ промывочной жидкости; повышенная коррозия бурильных труб и оборудования.

Бескомпрессорный способ аэрации характеризуется тем, что при бескомпрессорном приготовлении азрированные глинистые промывочные жидкости получают или непосредственно в нагнетательной линии в процессе бурения или промывки скважины, или путем предварительной аэрации. Предварительная аэрация глинистой промывочной жидкости осуществляется посредством перемешивающих устройств горизонтального типа или с помощью бурового насоса. В первом случае емкость заполняют глинистой промывочной жидкостью с таким расчетом, чтобы лопасти мешалки выступали над ней не менее чем на 0,20-0,25 м, затем добавляют пенообразователь (при необходимости и структурообразователь), и смесь в течение 10-15 мин перемешивается. Глинистая промывочная жидкость азрируется за счет захвата воздуха лопастями глиномешалки.

Азрированную промывочную жидкость с помощью бурового насоса готовят следующим образом. В отстойник, заполненный, на 3/4 глинистой промывочной жидкостью, заливают пено- и структурообразователь и вручную перемешивают. Затем включают буровой насос, и через отводной шланг промывочная жидкость сбрасывается в этот же отстойник.

При предварительном приготовлении азрированных жидкостей время перемешивания и их стабильная плотность зависят от вида и количества пенообразователя. Предварительная аэрация проста в исполнении, не требует специальных технических средств, однако при этом не совсем надежно регулируется плотность глинистой промывочной жидкости (воздухосодержание). Бескомпрессорная аэрация глинистой промывочной жидкости непосредственно в нагнетательной линии осуществляется с помощью специального смесителя эжекторного типа.

При бескомпрессорном способе невозможно получить высокую степень аэрации. При предварительной аэрации это обусловлено конструктивными особенностями буровых насосов, при использовании смесителей - ограниченными техническими возможностями их принципиальной схемы. При компрессорном способе аэрации промывочной жидкости с высокими структурно-механическими свойствами ухудшение работы насосов также может быть фактором, ограничивающим степень аэрации.

Ухудшение работы насосов обусловлено наличием в них пространства, примыкающего к рабочему объему цилиндров. В цикле нагнетания происходит сначала сжатие воздушной фазы и лишь затем промывочной жидкости; в цикле всасывания сначала расширяется воздушная фаза в объеме, примыкающем к цилиндру, и лишь при падении давления ниже атмосферного начнется процесс всасывания. При определенном содержании воздуха подача насоса может вообще прекратиться.

Из всех рассмотренных выше способов наиболее эффективным является компрессорный способ аэрации при использовании воды и других ньютоновских промывочных жидкостей.

Комбинированный способ приготовления аэрированных глинистых промывочных жидкостей является разновидностью компрессорного. При этом используются смесители эжекторного типа. Сжатый воздух от компрессора подается в камеру смешения, что позволяет повысить степень аэрации и использовать компрессоры при больших глубинах скважин. Известен также способ аэрации буровой промывочной жидкости путем последовательного соединения буровых насосов с промежуточным вводом воздуха от компрессора с невысоким рабочим давлением.

8.2.3 Приготовление полимерных и эмульсионных промывочных жидкостей

Некоторые полимеры трудно растворяются в воде, поэтому приготовление промывочной жидкости сводится к постепенному уменьшению их концентрации. Так, при использовании ПАА сначала исходный 8 % реагент разбавляют до 1 % концентрации, а затем вновь добавляют до заданной концентрации. Такая же последовательность используется при приготовлении промывочных жидкостей из порошкообразных полимерных материалов (KEM-PAS, POLY-KEM D, Полицелл ПАЦ-Н и др.). Для механизации процесса приготовления применяют различного рода устройства, объединяющие в себе перемешивающие и нагревательные конструктивные элементы.

На буровых установках полимерная промывочная жидкость может быть приготовлена в процессе циркуляции промывочной жидкости. Для этого в горячей воде растворяют расчетное количество полимера и тонкой струйкой выливают полученный раствор полимера в желобную систему на выходе промывочной жидкости из скважины или через специальное дозировочное устройство (капельницу). Концентрированный водный раствор полимера вводится непосредственно во всасывающее устройство бурового насоса. Полностью полимер перемешивается в процессе многократной циркуляции в системе манифольд - буровой инструмент - долото - скважина - желобная система - буровой насос-манифольд.

Эмульсионная промывочная жидкость может быть приготовлена

посредством омыления концентратов эмульсий (эмульсолов) каустической NaOH или кальцинированной Na_2CO_3 содой, синтетическими моющими средствами (разновидности ПАВ) или механическим способом при помощи ультразвуковой установки. Принцип работы используемого в установке ультразвукового генератора заключается в следующем. Смесь исходной промывочной жидкости с эмульгируемым составом нагнетается насосом под давлением 0,6-0,8 МПа и поступает в зазор между насадкой и отражателем. Выходя из зазора веерообразной струей, жидкость ударяется о пластины, закрепленные в дисках, и претерпевает мощные сдвиговые напряжения. Упругие колебания, образующиеся в результате завихрений жидкости, усиливаются резонансными колебаниями пластин и передаются в окружающую среду.

Изменяя величину зазора между насадкой и отражателем, можно получить разную толщину выходящей струи гомогенизированной смеси - эмульсии и настроить излучатель на оптимальный режим работы.

8.3 Очистка буровых растворов

Очистке буровых растворов уделяют особое внимание, так как поступающая в буровой раствор выбуренная порода, оказывает вредное влияние на его основные технологические свойства, а, следовательно, и на технико-экономические показатели бурения скважин - на стоимость скважины через скорость проходки, гидравлику, объемы разбавления для поддержания плотности, коэффициент трения бурильного инструмента, дифференциальные прихваты, потерю циркуляции, сальники на КНБК, износ бурового оборудования и инструмента и т.д. Кроме того, при накоплении шлама в буровой промывочной жидкости существенно снижается ее глинизирующая способность, что приводит к образованию толстой рыхлой корки на стенках скважины в зонах фильтрации и создает опасность обвалов.

За счет повышения плотности промывочной жидкости значительно возрастает вероятность поглощения и гидроразрыва пластов. Частицы пород, обладающие коагулирующими свойствами, например ангидрит, могут вызвать необратимую коагуляцию промывочной жидкости. Даже в естественных промывочных жидкостях крупные частицы - нежелательный компонент. Затраты на очистку бурового раствора, а также решение проблем, связанных с повышенным содержанием твердой фазы, составляют значительную часть общих расходов на бурение скважин.

Промывочные жидкости, не имеющие структуры и обладающие небольшой вязкостью, легко очищаются от шлама. Вязкие структурированные жидкости значительно труднее очищаются, так как ячеистая структура промывочной жидкости препятствует выпадению частиц. Для преодоления частицами породы сил трения при оседании требуются значительно большие усилия. Самыми прочными структурами обладают глинистые промывочные жидкости, поэтому они наиболее трудно очищаются от выбуренной породы. Обязательным условием хорошей очистки структурированной промывочной жидкости является возможность разрушения ее структуры.

Для обеспечения нормальных условий бурения необходимо, чтобы в очистной системе от промывочной жидкости отбиралось такое же количество горной породы, которое в нее поступает в процессе циркуляции

в скважине. У неглинистых и естественных промывочных жидкостей в процессе очистки должны отделяться частицы, которые не могут служить полезной составляющей твердой фазы. Качество очистки характеризуется степенью очистки - количеством извлеченного шлама в процентах от общей массы, подлежащей удалению.

Методы очистки промывочной жидкости от шлама можно классифицировать следующим образом: естественные (желобная система и отстойники); принудительные - механические (сита); принудительные - гидравлические (центрифугирование в гидроциклонах и центрифугах); физико-химические (введение флокулянтов и разбавителей); комбинированные (сочетание приведенных выше методов).

Твердые частицы в буровой промывочной жидкости делятся на коллоиды (менее 2 мкм), илы (2-80 мкм) и пески (более 80 мкм). Чем меньше размеры частиц, тем сложнее они выводятся из промывочной жидкости. Особую сложность представляет удаление излишней твердой фазы, представленной глинистыми разностями. Такие частицы в процессе бурения обычно быстро диспергируются до размеров исходной дисперсной фазы.

8.3.1 Естественные методы очистки промывочной жидкости

Естественные методы очистки промывочной жидкости заключаются в осаждении частиц разбуренной породы под действием силы тяжести в циркуляционной системе скважины на поверхности земли. Циркуляционная система при этом способе очистки состоит из желобов, отстойников и приемных емкостей. Длина и размеры желобов, число и объем отстойников и приемных емкостей (амбаров) зависят от глубины и диаметра скважины и условий бурения. При необходимости в обработке промывочной жидкости реагентами непосредственно при бурении в циркуляционную систему включают металлические емкости. Число емкостей, их объем и конфигурация определяются также производственной необходимостью и материально-техническими возможностями предприятий. Емкости могут делиться на несколько отсеков.

Желоба очистной системы делают либо в открытом грунте без крепления стенок или изготавливают из досок или листового железа. При глубоком разведочном и эксплуатационном бурении на нефть и газ ширина желобов составляет 600-700 мм, глубина - 400-600 мм. По назначению желоба делят на очистительные и соединительные. Длина желобов зависит от глубины скважины, геологического разреза и может достигать 35 м и более.

Очистная способность желобной системы зависит от степени разрушения структуры, которая, в свою очередь, зависит от скорости движения промывочной жидкости по желобам. Наиболее полно шлам из глинистой промывочной жидкости удаляется в желобной системе при некоторой оптимальной скорости течения, когда максимально разрушается структура промывочной жидкости и отсутствует турбулентный режим течения.

Для нормальных глинистых промывочных жидкостей скорость течения должна быть в пределах 0,15-0,18 м/с, что достигается установкой желобов с уклоном 1/100-1/125. Для лучшего разрушения структуры промывочной жидкости в желобах устанавливают перегородки. Обычно чередуют

перегородки: не доходящие на несколько сантиметров до верхней кромки желоба и образующие щель над его дном. Изменяя направление потока промывочной жидкости, перегородки способствуют более полному выпадению из нее шлама. Устанавливают их через 1-2 м.

Для эффективной работы желобной системы необходимо непрерывно удалять из нее буровой шлам, но, т. к. практически это невозможно, уже через 2-3 ч работы очистная способность желобной системы заметно снижается. Обычно желобную систему очищают от шлама при прекращении циркуляции промывочной жидкости, потому что в противном случае взмученная часть разбуренной породы переносится в отстойник и вновь попадает в промывочную жидкость. Поэтому при бурении пород, быстро загрязняющих промывочную жидкость (например, песков), рекомендуется устанавливать двухрядную желобную систему, которая позволяет перекрывать для чистки нужную секцию без прекращения циркуляции. Такая желобная система впервые была предложена А.А. Линевским для бурения нефтяных и газовых скважин.

Наиболее эффективно использование зигзагообразной желобной системы. Такая система компактна, что позволяет сократить площадь при бурении скважин в сельскохозяйственных районах, а в зимних условиях - располагать ее под полом буровой установки. В зимнее время желобная система дополнительно утепляется.

Отстойники и приемные емкости (амбары), как правило, делают в открытом грунте, иногда с последующим креплением стенок досками. Для повышения устойчивости стенки должны быть наклонными (уклон до 1/10). При уходе промывочной жидкости из отстойников и приемных емкостей стенки и дно их дополнительно глинизируют вязкопластичной глиной, а при неэффективности этих мер в открытые котлованы устанавливают металлические емкости. Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала желобная система и отстойники должны быть перекрыты щитами, а приемные емкости ограждены.

Преимуществом данного метода очистки является простота конструкции желобной системы и ее эксплуатации. Однако работы по очистке желобной системы и отстойников от шлама выполняются вручную, сопровождаются большими (до 10-15 %) потерями промывочной жидкости, загрязняют территорию, отведенную под буровую установку. Желоба и отстойники не очищают тиксотропную промывочную жидкость от мелкого песка, поэтому качество жидкости, несмотря на предпринимаемые меры, со временем ухудшается и ее приходится или заменять, или применять другие методы очистки.

8.3.2 Механические принудительные методы очистки ПЖ с помощью вибросит

Механические методы очистки заключаются в отсеживании буровых растворов на сетках вибросит. Их устройства используют для грубой очистки промывочной жидкости. Размеры ячеек сит составляют 0,7×2,3; 1,0×2,3; 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 1,0×0,5; 0,4×0,4; 0,9×0,9; 1,6×1,6; 2×2; и 4×4 мм. До конца 1990-х гг. на нефтегазодобывающих объектах РФ (бывшего СССР) наиболее часто применялись вибросита отечественного производства типа: СВ-2, СВ-2Б, ВС-1.

В настоящее время все большее применение находят вибросита и очистные системы импортного («Swaco» и др.) или совместного (российско-американское - «Усом») производства. Они отличаются высокими качеством изготовления и глубиной очистки.

Основные элементы вибросита это: основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, 3 - вибратор, 4 - сетка, 5 - вибрирующая сетка, 6 - амортизаторы (рисунок 8.10). Вибрирующие рамы располагаются в горизонтальной или наклонной плоскости.

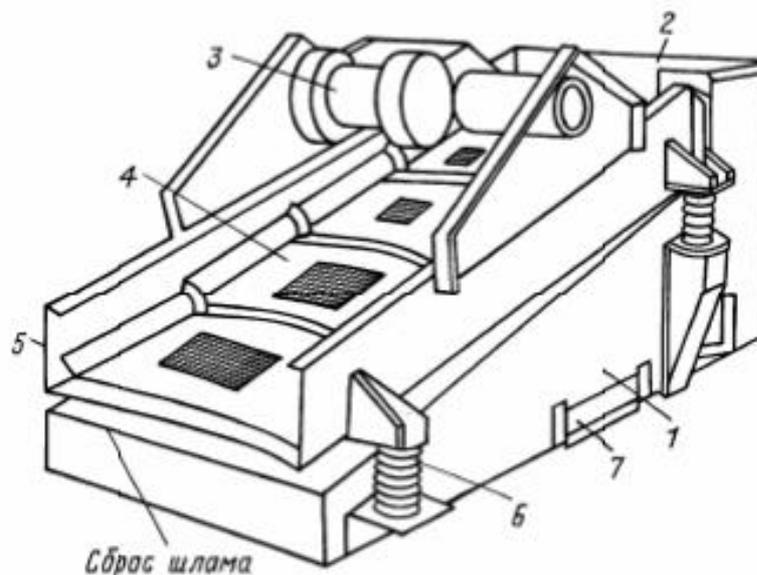


Рисунок 8.10 - Схема вибросита

Вибросита делятся по типу вибрации (траектории описываемой каждой точкой вибросита при движении) на:

- круговое, дизайн первых вибросит с минимальными развиваемыми гравитационными силами

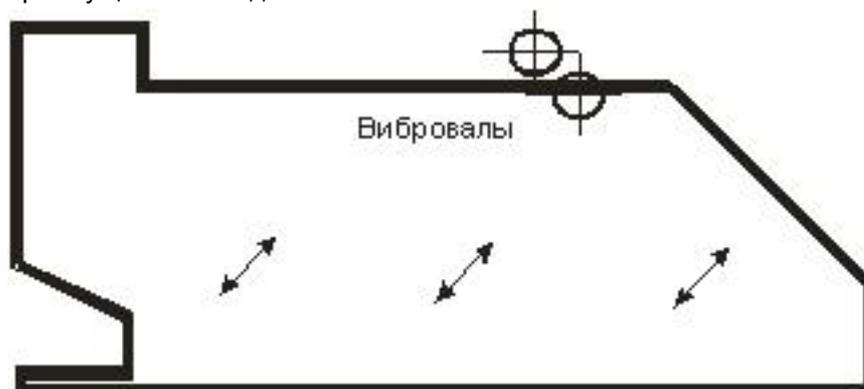


- эллиптическое, модификация первого типа, где центр вибрации поднят над рамой и противовесы на вибраторе используются для создания эллиптического движения, меняющегося по интенсивности и форме по

длине вибрационной рамы



-линейное, использующее два вибратора вращающихся в противоположном направлении, создающие силу, направленную вверх или вниз в момент, когда противовесы находятся в вертикальном положении, и в горизонтальном положении. Каждый из перечисленных типов имеет свои преимущества и недостатки.



Вибросита с круговым движением развивают низкие гравитационные силы и обладают наибольшей транспортирующей способностью, что способствует лучшему удалению глинистых пород на верхних интервалах, уменьшая их воздействие на поверхность сетки, в то же время они обладают низкой осушающей способностью. Данный тип вибросит иногда используется для предварительной очистки раствора от крупных глинистых пород, но большее распространение для этой цели приобрели транспортеры с вращающейся крупноячеистой сеткой. Вибросита с эллиптическим движением развивают повышенные гравитационные силы по сравнению с 1 типом и обладают меньшей транспортирующей способностью по сравнению с 1 и 3 типами. Они нашли применение при работе с утяжеленными растворами и в качестве осушающих сит для пульпы из под гидроциклонов. Нужно заметить, что чем медленнее шлам удаляется с вибросита, тем интенсивнее происходит износ сеток. Вибросита с линейным движением наиболее универсальные, они демонстрируют повышенные гравитационные силы, и относительно быструю транспортирующую способность, зависящую от угла наклона рамы и положения вибраторов.

Рекомендации по выбору размера сеток для вибросит включают следующие пункты:

- необходимо устанавливать сетки на одном вибросите одного размера, допускается ставить сетку крупнее на размер в конце вибросита (чтобы основная масса раствора проходила через более мелкие сетки) при условии, что конструкция предусматривает три и более сеток;
- сетки подбираются таким образом, чтобы раствор закрывал 2/4 - 3/4 последней сетки вибросита;
- иногда частицы выбуренной породы имеют тот же размер, что и ячейки сеток и закупоривают их, что приводит к уходу раствора через вибросита. В данном случае необходимо поставить сетки на размер меньше, чтобы предотвратить закупоривание.

Твердая фаза в буровых растворах может быть разделена на 2 категории по плотности: с плотностью от 2300 до 2800 кг/м³ и плотностью выше 4200 кг/м³. Выбуренная порода, бентонит, карбонат кальция и т.д. попадают в первую категорию. Утяжелители, такие как барит, гематит относятся ко второй категории и используются в основном для достижения плотностей растворов более 1200 кг/м³. Размеры выбуренной породы варьируются в огромных пределах от 1 мкм до нескольких сантиметров. В таблице 8.1 и на рисунке 8.11 представлена классификация частиц по размеру

Таблица 8.1
Классификация твердых частиц по размеру

Категория	Размеры	Примеры
Коллоиды	2 мкм и меньше	Бентонит, глины
Ил	2 – 74 мкм	Барит, ил, глинистые сланцы, алевролиты (< 200 mesh)
Песок	74 – 2,000 мкм	Песок (200 – 10 mesh)
Гравий	> 2,000 мкм	(>10 mesh)

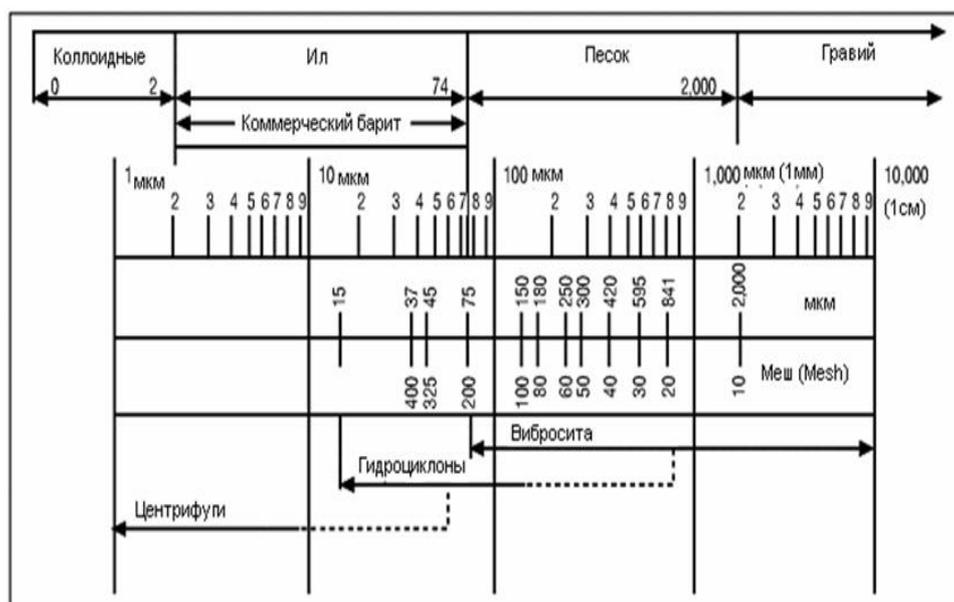


Рисунок 8.11 - Классификация твердых частиц по размеру

Данная классификация не принимает в расчет физический состав твердых частиц, хотя используются термины «ил» и «песок». Сетки по стандарту Американского Нефтяного Института (АНИ) классифицируются в Меш - количестве ячеек на один дюйм (2,5 см). Сетка 200 меш используется для стандартного теста при определении содержания песка в растворе. 95 % частиц качественного барита проходят через сетку 325 меш (<44 мкм). Чем ближе размер частиц к коллоидному, тем больший эффект они оказывают на реологические свойства раствора.

Вибросито хорошо на столько, на сколько качественные сетки установлены на нем. На сегодняшний день на рынке предлагаются сетки от различных производителей, с различными характеристиками. Для примера, сетка 100 меш с «квадратной» ячейкой отделяет 100 % частиц крупнее, чем 140 мкм, в то время как многослойная сетка 100 меш с повышенной пропускной способностью отделяет 95 % частиц крупнее, чем 208 мкм. Эффективность такой сетки приблизительно равна сетке с квадратными ячейками размером 70 меш. В зависимости от производителя, диаметра проволоки и метода плетения одинаковым сеткам могут присваиваться различные размеры. По этому, нельзя пользоваться только этим параметром для сравнения сеток (рисунок 8.12).

Эффективность работы сеток оценивается следующими параметрами.

**У всех этих проволочных сеток одинаковое число меш,
но разный размер ячейки.**

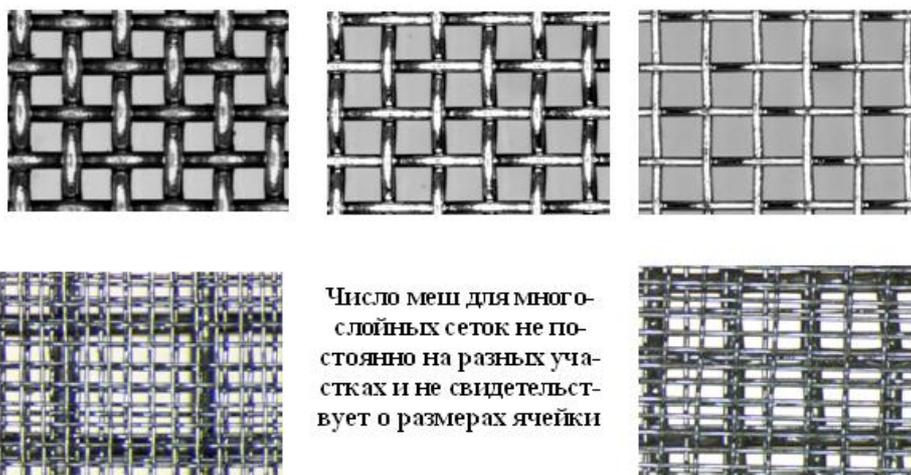


Рисунок 8.12 - Типоразмер сеток в мешах

Эффективность сепарации «точка разделения фракций по размеру» - для характеристики сеток используются следующие пределы D50 и отношение D84/D16. Данная комбинация показывает как четко отслеживаются данные пределы, где все частицы до определенного размера удалены и оставлены частицы меньшего размера. Так для «квадратной» сетки отношение D84/D16 будет равно 1 (рисунок 8.13). Для сеток с прямоугольным плетением значение будет выше, не желательно использовать сетки с отношением >1,5.

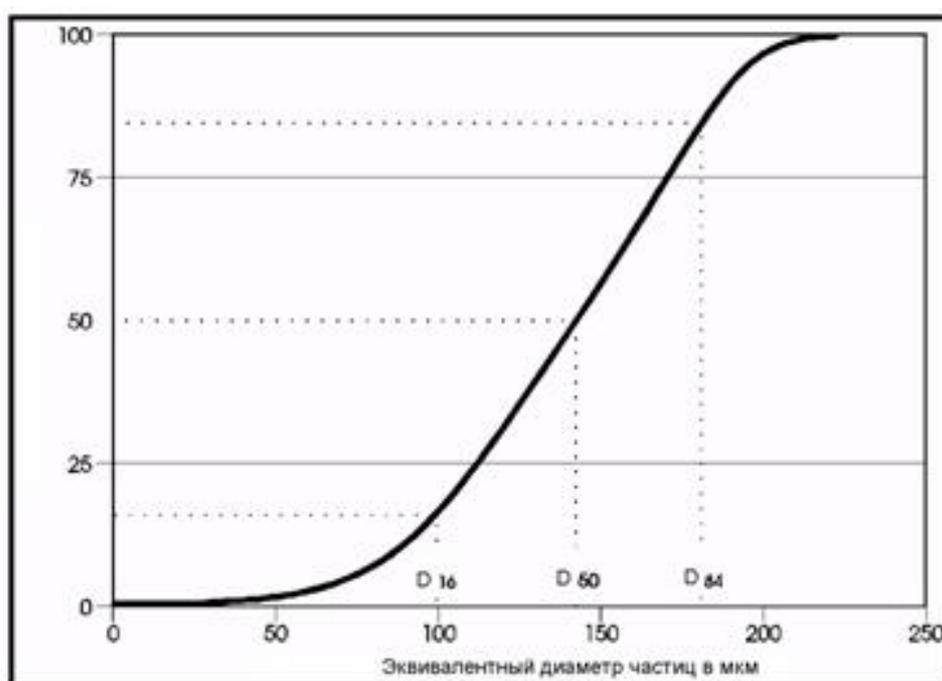


Рисунок 8.13 - Кривая потенциала сепарации

Открытая площадь (ОП) - площадь не занятая нитями и каркасом измеряемая в %. Так сетки одного размера с ОП 46% и 33% будут пропускать различные объемы раствора. При сравнении данного параметра нужно принимать во внимание, является ли сетка плоской или трехмерной (синусоидальной). В реальности, трехмерные сетки редко закрываются целиком раствором и значительная их часть находится выше уровня раствора и не участвует в работе.

Пропускная способность - «проницаемость» сетки, т.е. способность пропускать определенное количество раствора через единицу поверхности.

Долговечность - продолжительность работы сетки в часах до потери своей функциональной способности.

Mongoose - вибросито двойного действия [PDF]

Конструкция вибросита позволяет использовать линейное движение при разбурировании верхних интервалов разреза скважины, в которых часто встречаются активные гидрофильные глины. В этих интервалах режим работы вибросита характеризуется повышенными перегрузками, необходимыми для эффективной очистки буровой промывочной жидкости от выбуренной породы.

По мере изменения условий вибросито Mongoose простым переключением меняет движение с линейного на эллиптическое без отключения электропитания. Работа в режиме эллиптического движения позволяет снизить перегрузки и увеличить срок использования сита, обеспечить выход более сухого шлама, улучшить технологические свойства буровой промывочной жидкости и снизить производственные затраты.

ВЕМ-3 - сбалансированное эллиптическое вибросито

Сбалансированное эллиптическое вибросито (ВЕМ-3) представляет собой конструкцию открытого типа с одним уровнем и тремя сетками общей полезной площадью 3,13 м². Обеспечивает улучшенное удаление твердых частиц, максимизирует возврат буровой промывочной жидкости и имеет

лучшую производительность по сравнению с другими идентичными по размерам моделями. ВЕМ-3 «Swaco» при расходе насоса 35 л/с, размере сеток 180 меш позволяет обрабатывать значительно большие объемы в отличие от линейного вибросита. Это достигается за счет равномерного распределения эллиптического движения на виброрамах, соответственно, при меньшей разрушительной силе, направленной на частицы породы при максимальном ускорении силы тяжести (G-фактор).

Натяжение сеток производится с помощью быстросъемных натяжных болтов, расположенных по обеим сторонам. Угол наклона виброрама может регулироваться в пределах от 0 до +5°.

Вибрационный узел вибросита состоит из двух взрывобезопасных вибраторов (виброэлектродвигателей) и пускателя. Эффективное ускорение силы тяжести (G-фактор) устанавливается относительным перемещением противовесов вибраторов от 0 до 100%.

Конструкция вибросита включает жалюзи для равномерного распределения потока бурового раствора по всей ширине сетки. Приемная емкость имеет приемный патрубок диаметром 254 мм, соединяемый с выкидной линией.

ВЕМ-600 - сбалансированное эллиптическое вибросито

Вибросито сбалансированного эллиптического действия второго поколения. Имеет пневматическую систему крепления сеток. За счет установки пневмогидравлического домкрата имеется возможность дистанционного регулирования угла наклона рамы. Механизм крепления сеток и регулировки угла рамы запитывается от пневматической системы буровой установки. Используется новая технология сеток «Магнум» (рисунки 8.14 и 8.15). Имеет встроенное сито предварительной очистки. Оборудован съемной приемной емкостью, распределителем потока и высококачественными вибраторами, поддоном между верхним и нижним уровнями сеток. Соответствует стандартам CE и NORSOK.

Конструктивные особенности:

конструкция состоит полностью из нержавеющей стали;
увеличена полезная площадь рабочего полотна;
наличие индикатора положения угла рамы.

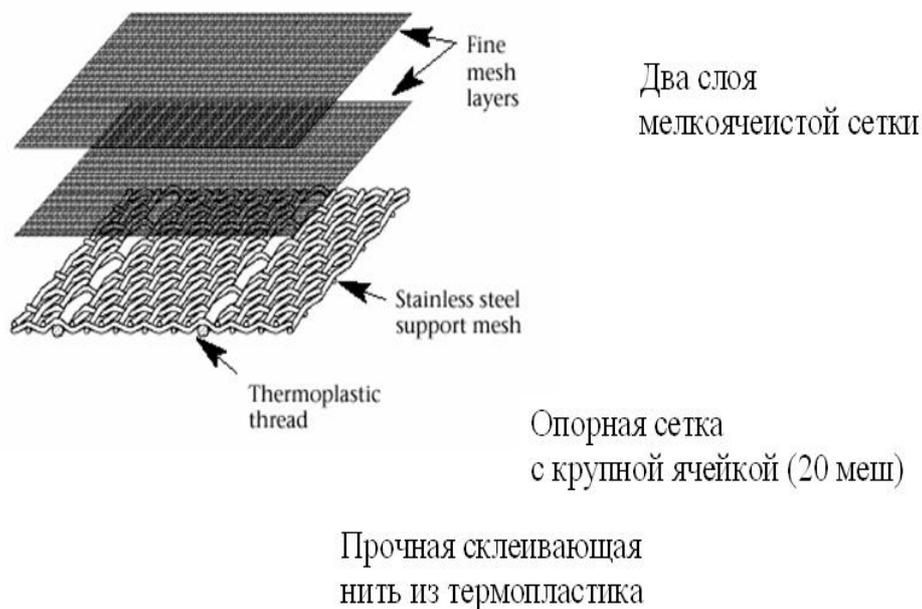


Рисунок 8.14 - Технология изготовления сеток Magnum

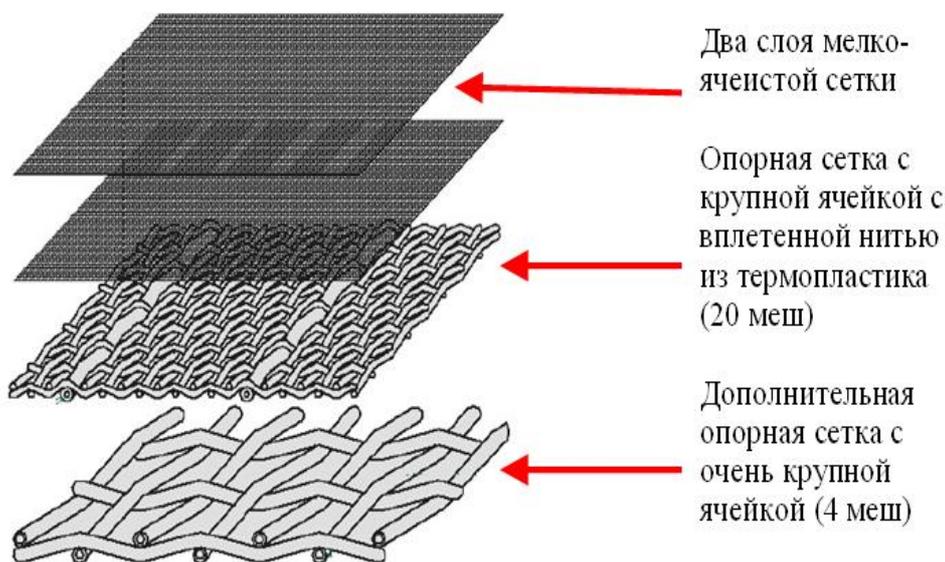


Рисунок 8.15 - Четырехслойные сетки Magnum

ALS-II - регулируемое линейное вибросито [PDF]

Регулируемое линейное вибросито (РЛВ-П) представляет собой конструкцию открытого типа с одним уровнем и двумя рабочими сетками. Эффективное ускорение силы тяжести (G-фактор) устанавливается относительным перемещением противовесов вибраторов от 0 до 100%. Регулировка с помощью противовесов позволяет увеличивать амплитуду до 9,5 мм и ускорение силы тяжести до 6,25 g.

Регулируемая каскадная система очистки буровых промывочных

жидкостей [PDF] обеспечивает эффективное удаление шлама за счет обеспечения возможности движения рабочего полотна вибросита по линейной и эллиптической траекториям. Конструкция системы компактна и в то же время позволяет максимально удалять мельчайшую твердую фазу, что делает ее особенно удобной для морского бурения. Конструкция вибросита включает в себя систему гидроциклонов и вибросито для удаления мелких частиц выбуренной породы из буровой промывочной жидкости, в том числе утяжеленной.

Рабочие сетки имеют пластмассовый прослой, что обеспечивает более эффективное перемещение шлама и увеличение срока службы сетки.

В вибросите ALS-II используются только две сетки размером 1219x 1219 мм в отличие от других вибросит с подобными характеристиками, в которых используются три сетки.

8.3.3 Гидравлические принудительные методы очистки ПЖ с помощью гидроциклонов

Очистка промывочных жидкостей от выбуренных частиц горной породы (шлама) гидравлическим способом осуществляется в гидроциклонах и центрифугах. В основу гидроциклонного разделения твердых частиц и жидкости заложен принцип использования центробежных сил, возникающих в аппарате при прокачивании через него жидкости.

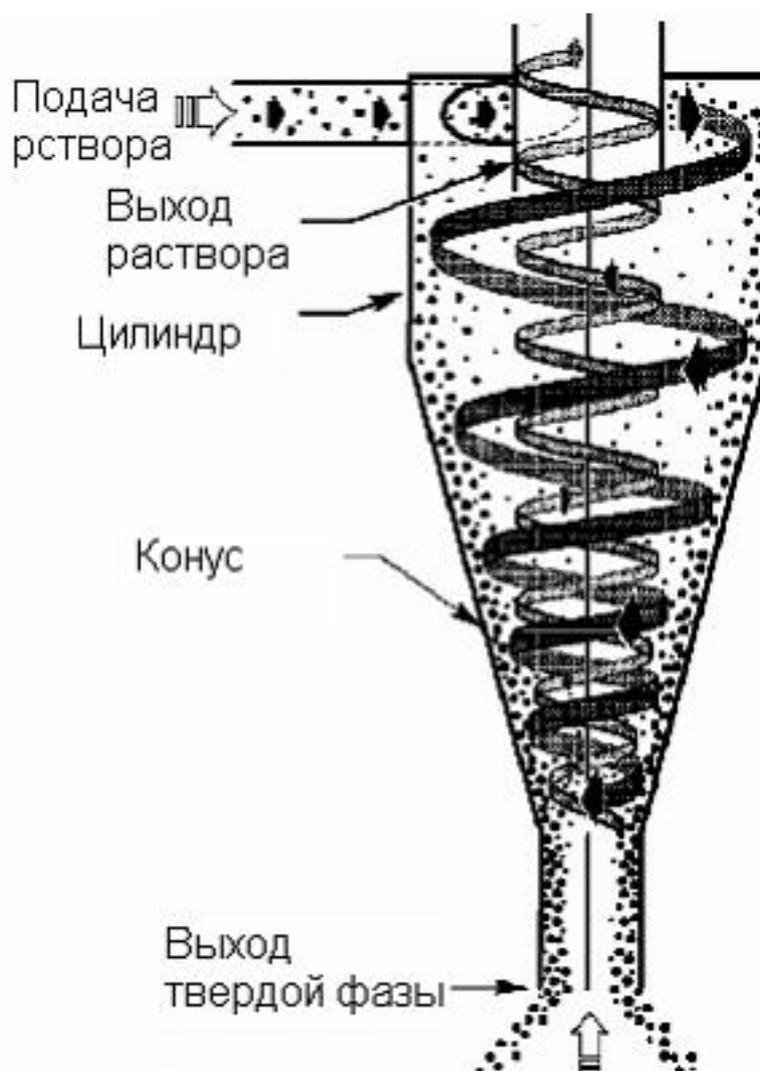


Рисунок 8.16 - Принципиальная схема работы гидроциклона

Гидроциклоны являются экономически эффективным средством борьбы с выбуренной породой, прошедшей через вибросита в неутяжеленных буровых растворах. Так как они не имеют движущихся частей, то они достаточно надежны при правильном использовании оборудованием. Гидроциклон - это общее название данного типа оборудования, по размеру отбираемой твердой фазы они делятся на пескоотделители, илоотделители и микроклоны.

На рисунке 8.16 показан принцип работы гидроциклона. Раствор попадает под давлением во входной патрубок по касательной к стенкам цилиндра, создавая, таким образом, спиральное движение жидкости. По мере продвижения раствора по спирали вниз по конической секции центробежные силы оттесняют твердую фазу к стенкам. По мере сужения конуса все большие слои жидкости вовлекаются в поток по направлению вверх из-за создающегося вакуума внутри гидроциклона по принципу Торнадо. Твердая фаза определенной массы, достигая низа конуса, не может подняться вверх из-за действующих на нее сил инерции и отделяется от основной массы раствора. Максимальный износ, как правило,

образуется в нижней части конуса, где скорость частиц максимальна. «Сбалансированные» гидроциклоны имеют небольшой выброс раствора через нижнюю насадку, если частицы слишком малы, чтобы быть удалены из раствора, то и раствор не должен выходить из насадок, т.е. при работе на воде не должно быть утечек через насадки. «Не сбалансированные» гидроциклоны будут выбрасывать раствор без признаков присутствия твердой фазы в растворе.

Степень (глубина) очистки промывочной жидкости и производительность (пропускная способность) гидроциклона зависят от размеров устройства, угла конусности, диаметра входного патрубка и давления жидкости на входе в гидроциклон, площади полезного сечения выходного патрубка и размеров сменных насадок.

Компания «Амоко» провела обширные исследования в области влияния различных факторов на производительность гидроциклонов, результаты сведены в таблицу 8.2.

Таблица 8.2
Факторы, влияющие на эффективность работы гидроциклона

Значительный эффект	Незначительный эффект
Диаметр конуса	Динамическое напряжение сдвига
Фракционный состав твердой фазы	Концентрация твердой фазы (при
Пластическая вязкость	Тип входного канала
Напор	Длина цилиндра
Угол конуса	Длина выходного патрубка
Диаметр насадки	

Диаметр конуса является основным фактором, определяющим пропускную способность гидроциклона. Более крупные гидроциклоны имеют большую пропускную способность и, как правило, меньшую эффективность отделения твердой фазы. Производительность гидроциклонов различных размеров компании «Амоко» приведена в таблице 8.3.

Ускорение жидкости в гидроциклоне достигает больших величин. Так, для гидроциклона диаметром 75 мм при давлении на входе 0,2 МПа ускорение достигает 1400 м/с², что более чем в 140 раз превышает ускорение свободного падения.

Таблица 8.3
Производительность гидроциклонов Амоко, л/мин

Д конуса, см	Произв. при напоре 23м	Д конуса, см	Произв. при напоре 23м
5	75	15	380
8	190	20	475
13	285	30	1890

Для подачи раствора на гидроциклоны используются центробежные насосы, т.к. они обеспечивают постоянный напор при заданной подаче.

Чем меньше диаметр используемых насадок, тем меньшее количество твердых частиц достаточной массы будет отделено от раствора - отделяемая пульпа будет суше в ущерб эффективности работы. Форма пульпы дает хорошее представление об эффективности работы гидроциклона.

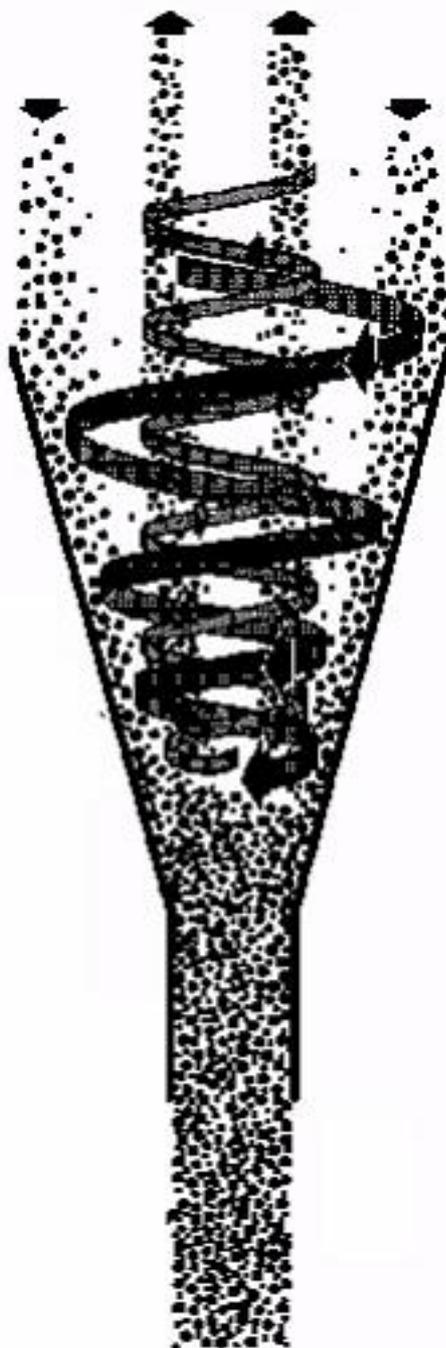


Рисунок 8.17 схематичное изображение выхода

Выход пульпы зонтиком - характерен для нормально работающего гидроциклона, при этом присутствует небольшой вакуумный эффект в центре насадки.

На рисунке 8.17 изображен сплошной выход пульпы из насадки гидроциклона. Это может произойти в случае большой концентрации крупной твердой фазы (например при бурении кондуктора). Она перекрывает доступ воздуха в центр насадки и неочищенный раствор устремляется в выходное отверстие. Если гидроциклон начинает работать сплошным выходом пульпы и это не является результатом большого объема твердой фазы, то это может означать, что давление на входе не достаточно в результате износа насоса, падения уровня раствора в емкости, аэрированности раствора, износа конуса, забито входное отверстие.

К преимуществам гидроциклонов относятся их простота и отсутствие подвижных частей. Недостатками являются узкий диапазон оптимальных режимов работы для каждого типоразмера гидроциклона и невозможность надежной сепарации частиц размером менее 40 мкм. Кроме того, при очистке высоковязких промывочных жидкостей нередко приходится разбавлять раствор водой или очищенным раствором перед вводом его в гидроциклон. Соотношение воды и раствора может достигать до 0,5:1. Степень очистки повышается, но в целом качество раствора ухудшается и требуются дополнительные меры по его восстановлению.

В общем случае количество пескоотделителей и илоотделителей должно обеспечивать производительность в пределах 120 - 150 % от производительности буровых насосов. Для более эффективной работы гидроциклонов, сброс очищенного раствора должен производиться в следующую емкость или хотя бы в другой конец емкости.

При сетках 200 меш, установленных на виброситах, необходимость использования пескоотделителя отпадает, если имеется возможность перетока в емкость илоотделителя. Чем меньше используются центробежные насосы, тем медленнее происходит диспергирование частиц.

В практике бурения скважин применяют одновременно по несколько гидроциклонов, объединенных в батарее. Известны пескоотделители типа ИГ отечественной конструкции. Для сепарации тонких частиц шлама (илов) используются илоотделители, отличающиеся, как правило, меньшими размерами и режимами работы.

Из конструкций зарубежного производства наибольшую известность в России приобрели гидроциклоны песко- и илоотделители фирмы «Swaco» и российско-американского совместного предприятия ИСОТ, изготавливающего и производящего сборку очистного оборудования по нормам и частично из комплектующих фирмы «Swaco» на предприятиях ВПК России и являющегося сервисным центром этой компании.

Пескоотделители фирмы «Swaco» используются для удаления из буровых промывочных жидкостей песка и абразивных частиц выбуренной породы размером до 50 мкм. Пескоотделители выпускаются блоками из сдвоенных 12-дюймовых циклонов. Производительность блока составляет 3185 дм³/мин. Сменные насадки различных диаметров позволяют варьировать степень (глубину) очистки в широком диапазоне. В конструкции пескоотделителя традиционно для фирмы «Swaco» используется угол конусности 20°, что позволяет значительно снизить потери промывочной жидкости, увлекаемой твердой фазой. Кроме спаренных фирмой выпускаются блоки пескоотделителей, состоящие из одного и трех циклонов с диапазоном производительности от 1900 до 5700 дм³/мин. Наиболее эффективными признаны пескоотделители «Swaco» модели 212.

Илоотделители [PDF] фирмой «Swaco» поставляются смонтированными на раме в различном исполнении с производительностью по исходному продукту (буровой промывочной жидкости) от 140 до 340 м³/ч. Используются для удаления в основном частиц ила размером 20 мкм и более.

Уникальная конструкция сдвоенного циклона илоотделителя «Swaco» состоит из двух 4-дюймовых (101,6 мм) полиуретановых циклонов, устанавливаемых как единый блок.

Конструкция полиуретановых циклонов илоотделителя имеет угол конусности 20° по сравнению с типичным углом 15° на большинстве аналогичных установок, что обеспечивает существенное снижение потерь буровой промывочной жидкости, увлекаемой твердой фазой. Компоновка илоотделителей осуществляется попарно - по два 4-дюймовых полиуретановых циклона на каждый выход. В результате этого производительность на 40-50 % выше, а потери жидкости меньше, чем у других сопоставимых одиночных 4-дюймовых циклонов. Используется несколько модификаций илоотделителей, отличающихся количеством пар циклонов, что обуславливает различие их производительности (таблица 8.4).

Таблица 8.4

Технические параметры различных модификаций илоотделителя «Swaco»

Модель	Количество циклонов	Размер рамы илоотделителя, мм		Высота, м	Вес, кг (без фланцев)	Мощность, м ³ /ч
		Длина	Ширина			
4Т4	8	1320	760	1,42	308	140
6Т4	12	1680			314	210
8Т4	16	2030			387	270
10Т4	20	2400	810	1,53	521	340

8.3.4 Гидравлический метод очистки БПЖ с помощью центрифуги

Центрифуги появились в нефтяной промышленности в 50х годах прошлого века и на сегодняшний день являются наиболее дорогим механическим устройством, позволяющим удалять твердую фазу почти коллоидного размера. В комбинации с блоком флокуляции они способны отбить практически всю твердую фазу из бурового раствора. В утяжеленных растворах они используются для возвращения барита в систему. Устройство центрифуги показано на рис. 8.18, 8.19.

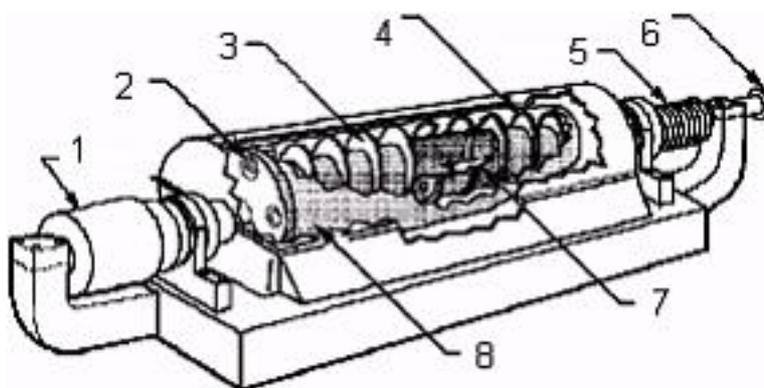


Рисунок 8.18 - Схема устройства центрифуги

- 1 - редуктор;
- 2 - регулировочные окошки;
- 3 - шнек;
- 4 - твердосплавные вставки;
- 5 - шкив основного привода;
- 6 - питающая труба;
- 7 - ускорительный отсек;
- 8 - барабан.

Центрифуги отделяют твердую фазу из раствора за счет создания центробежных сил в жидкости, подаваемой через питающую трубу в ускорительный отсек, устроенный в шнеке, затем в барабан, вращающийся с большой скоростью. Центробежные силы, действующие на твердые частицы, прижимают их к стенкам барабана. Через планетарный редуктор (не регулируемая скорость вращения шнека) либо через ротодиф (на центрифугах с гидравлическим приводом, позволяет регулировать скорость вращения шнека), установленный на барабане, шнек вращается с меньшей скоростью, но в том же направлении, что и барабан. Истинная скорость вращения шнека на центрифугах с гидравлическим приводом устанавливается не зависимо от барабана и называется его угловой скоростью. А разница между угловой скоростью барабана и шнека есть дифференциальная скорость. Чем больше скорость шнека, тем меньше разница (численное значение) между его угловой скоростью и барабана, тем меньше дифференциальная скорость. Чем больше дифференциальная скорость между шнеком и барабаном, тем быстрее лезвия шнека будут двигаться относительно барабана. Шнек продвигает твердую фазу в сторону конической секции из «растворного бассейна» и далее к выкидным отверстиям. Очищенный раствор выходит из отверстий в барабане с другой стороны.

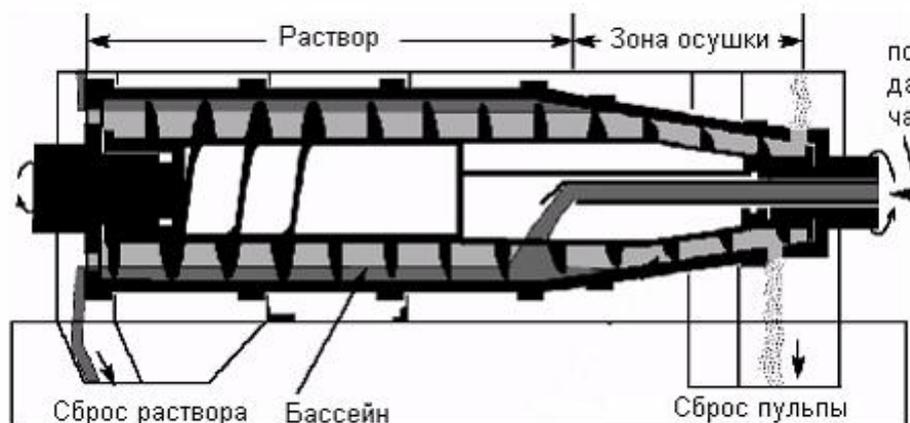


Рисунок 8.19 Принцип работы центрифуги

При бурении скважин для очистки промывочной жидкости применяется гидротурбоциклон ГТН-200. Он состоит из двух агрегатов: центрифуги и гидроциклона. Центрифуга включает в себя корпус, который в верхней части имеет загрузочную воронку, и вертикальный вал, опирающийся на два подшипника качения, из которых один - упорный (воспринимает массу ротора). Ротор состоит из ступицы, которая плотно насажена на вал. К ступице приварена перфорированная обечайка с днищем и винтовой лентой на внутренней поверхности обечайки. В днище имеются отверстия и горловина. В нижней части корпуса расположены воронка и сливной патрубков. На верхний конец вала насажен шкив клиноременной передачи, при помощи которой центрифуга соединяется с электродвигателем. Технические параметры гидротурбоциклона представлены в таблице 8.5.

Таблица 8.5
Технические параметры гидротурбоциклона ГТЦ-200

Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг	Мощность дви- гателя, кВт
1500	840	1166	500	20

Промывочная жидкость самотеком подается в загрузочную воронку, а оттуда - в рабочую полость центрифуги. Под действием центробежной силы твердые частицы разделяются по гранулометрическому составу и плотности. Тонкодисперсная часть промывочной жидкости, состоящая в основном из глины и воды, удаляется через отверстия, сливную воронку и патрубков в дренаж. Более крупные частицы выбрасываются через отверстия в перфорированной обечайке в полость корпуса, откуда по трубкам поступают в гидроциклон.

В гидроциклоне происходит дополнительное сгущение поступившей из центрифуги пульпы, которая затем удаляется через песковую насадку. Остаток тонкодисперсной глинистой суспензии через сливную насадку гидроциклона возвращается в центрифугу.

Турбоциклоны также используются для регенерации утяжелителя. Они позволяют извлекать не только мелкий шлам, но и при необходимости до

70% глины и регулировать тем самым реологические свойства глинистых растворов.

Из зарубежных аналогов центробежного очистного оборудования на отечественных предприятиях используются центрифуги различных модификаций фирмы «Swaco».

Центрифуга «Swaco» 518 стандартная [PDF] отличается высокой точностью балансировки, что обеспечивает плавность работы в течение продолжительных периодов времени на частотах вращения от 1900 до 3250 об./мин и при центробежных нагрузках, достигающих 2100 g. Использование центрифуги в комбинации с другим оборудованием для очистки буровой промывочной жидкости позволяет в зависимости от технологических требований избирательно регулировать содержание частиц твердой фазы и максимально увеличить эффективность контроля ее содержания.

При заданных режимах работы - частоте вращения 1900 об./мин и производительности 946 л/мин - использование центрифуги «Swaco» 518 позволяет увеличивать выход твердых частиц из неутяжеленных буровых промывочных жидкостей с глубиной очистки до 6-9 мкм. Удаление более мелких частиц размерами 2-3 мкм достигается настройкой центрифуги на режимы работы с частотой вращения 3250 об./мин и центробежной нагрузкой, достигающей 2100 g.

Центрифуга 518 VSB [PDF]. Данная модификация центрифуги 518 является высокоскоростным и высокопроизводительным декантором. Устройство главного привода позволяет изменять частоту вращения ротора (1900, 2500, 3200 об./мин) с помощью ступенчатых шкивов. Задний привод обеспечивает плавную регулировку оборотов вращения шнека. Диапазон частот вращения валов главного и вспомогательного приводов контролируется двумя гидравлическими преобразователями крутящего момента, что позволяет производить запуск центрифуги без дополнительных перегрузок, а также плавную регулировку скорости вращения барабана и шнека. Технические параметры центрифуги приведены в таблице 8.6

В автоматическом режиме достигается наибольшая эффективность работы центрифуги 518 FV.

Таблица 8.6
Производительность центрифуги 518 FVS

Режим работы	Частота вращения барабана, об./мин	Производительность, м ³ /ч
Высокоскоростной режим	3600	22,6
Средняя скорость	2500	36,0
Высокопроизводительный режим	1900	56,0

Центрифуга «Swaco» 414 [PDF]. Декантирующая центрифуга улавливает 95 % барита, возвращая его в систему циркуляции и удаляя из буровой промывочной жидкости тонкодисперсные легковесные твердые частицы. При рабочей частоте вращения барабана 1600 об./мин производительность

центрифуги достигает 0,640 м /мин при центробежной нагрузке около 500 g. Это обеспечивает постоянную сепарацию частиц размерами 6-10 мкм при обработке утяжеленных буровых промывочных жидкостей и частиц размерами 5-7 мкм при обработке неутяжеленных.

Рабочим органом декантирующей центрифуги «Swaco» (любой модификации) является высокоскоростная, точно сбалансированная, вращающаяся корзина из нержавеющей стали. Внутри корзины находится винтовой конвейер с переменным шагом, который через редуктор «Swaco» вращается в том же направлении, что и корзина, но с несколько меньшей частотой вращения.

Сравнение результатов испытаний в полевых условиях показывает, что центрифуга сокращает объем отходов по сравнению с альтернативой разбавления/замещения на 30-60%, в зависимости от плотности буровой промывочной жидкости. При обработке утяжеленных буровых растворов она сокращает объем отходов на 45%.

8.4 Физико-химические методы очистки

Эти методы очистки представлены флокуляцией, разбавлением и коагуляцией (применяется и комбинирование этих методов). Они используются также при полном выведении глинистой твердой фазы из промывочной жидкости.

Флокуляция заключается во введении реагента-флокулянта (обычно полимерного), который обеспечивает флокуляцию частиц выбуренной породы с последующим осаждением в отстойниках. Примером такого флокулянта могут служить реагенты: Суперфлок, Карбофлок, Унифлок, Прае-стол, «Комета-Метеор-17», ПАА и др.

Часть реагентов флокулирует твердую фазу избирательно, т. е. обладает селективным действием. Так, частично гидролизованный полиакриламид интенсифицирует или стабилизирует процесс диспергирования монтмориллонита и флокулирует каолиновые, гидрослюдистые и другие дисперсные частицы горных пород. Наиболее активны в качестве флокулянтов акриловые полимеры. Концентрация их колеблется от 0,01 до 0,15%.

Коагуляция используется для частичного или полного вывода твердой фазы из раствора. При частичном выводе твердой фазы коагулятор вводится совместно с флокулянтами. При полном выводе твердой фазы необходимо создать условия для гидрофобной коагуляции, увеличивая концентрацию коагулянта. В качестве коагулянтов при очистке используются галогенсодержащие соединения Al, Fe, Ni, Co, Na, Ca, $AlSO_4$, а также полиакрилаты, полиакриламины, полиамины в количестве от 0,01 до 5%.

В «ИКФ» разработан высокомолекулярный флокулянт ГРИНДРИЛ-ФЛ специально для утилизации буровых растворов на водной основе с различной степенью минерализации. Его применение вместе с катионным коагулянтом КФ-91 М позволяет вести флокуляцию до полного осветления воды при малой степени разбавления (от 1:0,2 до 1:0,4). Оба реагента работоспособны в широком диапазоне pH = от 4 до 10. Активность флокулянта ГРИНДРИЛ-ФЛ мало зависит от структуры и распределения зарядов на поверхности частиц твердой фазы и поэтому менее чувствителен к изменению типа выбуренной породы в процессе углубления

скважины.

Оба реагента поставляются в жидком виде, что делает их технологичными в применении. КФ-91М - в виде 40% водного раствора, ГРИНДРИЛ-ФЛ - в виде концентрированной эмульсии полимера в органическом растворителе. Они применяются в форме разбавленных водных растворов (2-2,5% на товарный продукт). Рабочие растворы коагулянта и флокулянта дозируются в основной поток специальными насосами с тонко регулируемой подачей.

При бурении скважин на месторождениях, которые находятся в заповедных зонах или в местах с ужесточенными экологическими ограничениями по землепользованию, где бурение скважин с применением сточных амбаров запрещено, разработан и уже применяется в мировой практике (в т.ч. в России), так называемый безамбарный способ бурения, который осуществляется с помощью Флокуляционно-коагуляционной установки (ФКУ, FCU).

Установка ФКУ включает в себя блок химической обработки, помещенный в контейнер, а также смонтированную на металлической раме, деконтирующую центрифугу, укомплектованную питающим винтовым насосом с изменяющейся скоростью подачи. Установка комплектуется также электрической системой управления, сведенной на пульт управления, а также всеми обязательными материалами: трубами, шлангами с быстросъемными соединениями и вентилями.

Разбавление применяется при резком увеличении реологических параметров промывочной жидкости, когда даже крупные частицы не сепарируются и очистных системах. Разбавление ведется водой или очищенной промывочной жидкостью с низкими реологическими параметрами. Разбавляющий компонент вводят в приустьевую часть циркуляционной системы скважины и обеспечивают условия, благоприятствующие перемешиванию.

Снижение влияния выбуренных частиц породы на реологические свойства промывочных жидкостей достигается кроме флокуляции использованием превентивных мер - введением ингибирующих промывочных жидкостей, позволяющих снизить диспергирование глинистых пород и тем самым существенно сократить наработку естественных промывочных жидкостей. К ингибирующим добавкам к промывочным жидкостям относится группа неорганических (CaCl_2 , KCl , NaCl и др.) и широкий спектр органических реагентов.

8.5 Комбинированные методы очистки промывочной жидкости

Наибольший эффект очистки достигается при комбинации перечисленных выше методов. При этом используются различные варианты очистки промывочной жидкости от выбуренной породы: одноступенчатая - желобная система или гидроциклон в том или ином режиме; двухступенчатая очистка: желобная система - пескоотделитель, пескоотделитель - илоотделитель, илоотделитель - турбогидроциклон, илоотделитель - химическая очистка и т. д.; трехступенчатая: пескоотделитель - илоотделитель - турбоциклон, илоотделитель - турбоциклон - химическая очистка; четырехступенчатая: вибросито - пескоотделитель - илоотделитель - центрифуга и т. д. (рисунок 8.20).

При бурении нефтяных и газовых скважин используется типовая

трехступенчатая система очистки, включающая вибросито ВС-1 для грубой очистки, пескоотделитель (ПГ-45, ПГ-90) и илоотделитель.

Содержание активной твердой фазы регулируется комбинацией гидроциклонной очистки и флокуляции с последующей сепарацией флоккул в илоотделителе или турбоциклоне. Возможен вариант параллельного использования химической очистки. Для этого часть циркулирующего раствора отводится в отдельный отстойник, где он обрабатывается флокулянтам или коагулянтам и гидрофобно коагулируется. Вода, получающаяся в отстойнике, направляется в основной поток бурового раствора в качестве разбавителя, а образующийся осадок утилизируется.

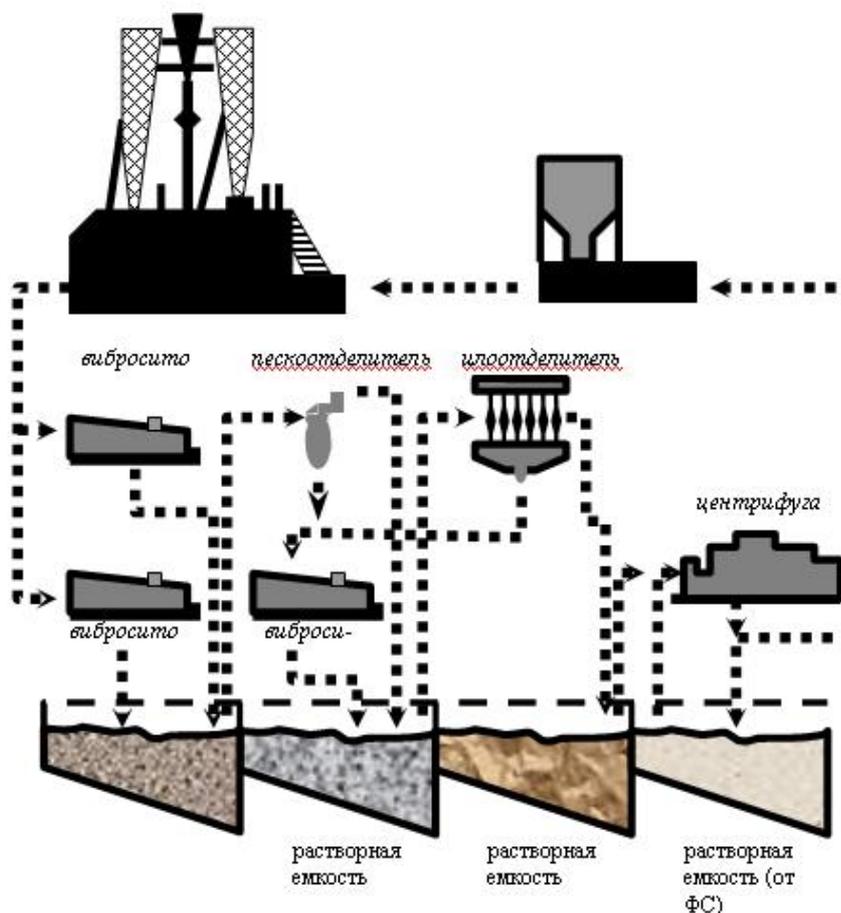


Рисунок 8.20 - Типовая схема четырехступенчатой очистки БПЖ

Рядом компаний, в том числе «Swaco» (США) и ИСОТ (Россия-США), также используется комбинация способов очистки промывочных жидкостей в комплексной системе обработки FPS, включающей комплект стандартного оборудования с учетом конкретных геолого-технических условий месторождения.

8.6 Методы дегазации промывочных жидкостей

Бурение скважин сопровождается обогащением промывочной жидкости воздухом или газом, что приводит к резкому изменению ее плотности, реологических и структурно-механических свойств. При этом ухудшается

работа насосов и уменьшается их подача, поэтому своевременная и эффективная дегазация промывочных жидкостей является важным условием обеспечения нормального процесса бурения. Кроме этого, необходимость в дегазации возникает и в случае искусственно приготовленных азрированных жидкостей, когда они выполнили свою задачу или значительно понизилась их плотность.

Основным препятствием для выделения газа из промывочной жидкости являются силы внутреннего взаимодействия. В структурированной вязкой промывочной жидкости пузырьки газа или воздуха не могут преодолеть напряжение сдвига системы и остаются в ней. Образование из поверхностно-активных веществ прочных структурированных пленок на поверхности пузырьков воздуха может вызвать устойчивость газонасыщенной системы даже в сравнительно слабоструктурированных жидкостях.

Существующие методы дегазации можно разделить на четыре группы: естественный; динамический; физико-химический; комбинированный.

Естественный способ дегазации промывочной жидкости в циркуляционной системе применяется для жидкостей с невысокими вязкостью и СНС. При движении жидкости в желобах структура ее разрушается, что сопровождается выделением газовой фазы в виде пены. Накопившаяся у перегородок пена постепенно разрушается. Этот способ малоэффективен.

Динамические методы дегазации буровых промывочных жидкостей применяются при бурении скважин на нефть и газ, если в жидкости отсутствует ПАВ. Частичная дегазация происходит при очистке глинистых жидкостей от шлама на вибрационном сите, сите-конвейере. Специальные устройства для дегазации построены на принципе разрушения структуры буровой промывочной жидкости и создания вакуума. Сюда относятся центробежные дегазаторы буровой промывочной жидкости, вакуумные дегазаторы, из которых применяются ДВС-2, ДКС-2К, ДВМ-2 и др.

Типовая схема дегазации промывочной жидкости при интенсивном поступлении газа представлена на рисунке 8.21. Газожидкостной поток из скважины, дойдя до вращающегося превентора, через регулируемый штуцер и герметичные манифольды поступают в газовый сепаратор, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито и собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется с помощью специального аппарата - дегазатора. Окончательная дегазация происходит в промежуточных емкостях циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

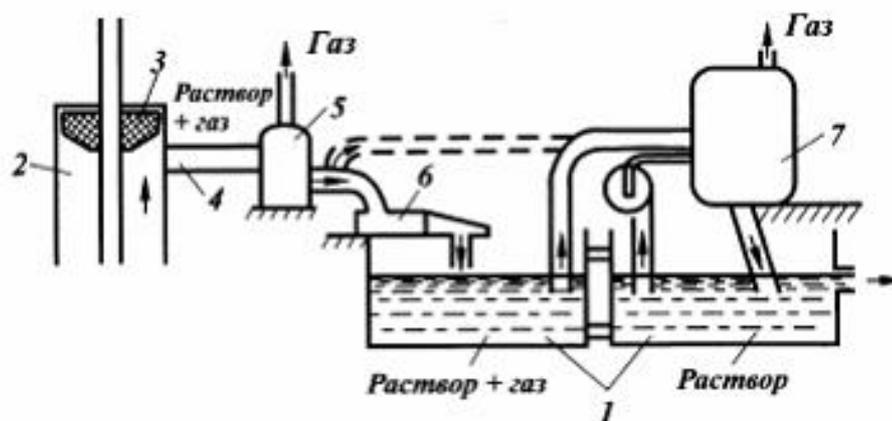


Рисунок 8.21 - Типовая схема дегазации промывочной жидкости:
 1 - промежуточные емкости; 2 - скважина; 3 - вращающийся превентор; 4 - регулируемый штуцер и манифольды; 5 - газовый сепаратор (ГС); 6 - вибросито; 7 - специальный дегазатор.

Газовый сепаратор (ГС), используемый в качестве первой ступени очистки, представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объема, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов (рисунок 8.22). Буровой раствор из скважины через вращающийся превентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по тангенциальному вводу в полость газового сепаратора, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу на факел.

Буровой раствор, очищенный от свободного газа, скапливается в нижней части газосепаратора и по линии подается на вибросито для очистки от шлама.

Вместимость современных газовых сепараторов 1-4 м³. Они рассчитаны на давление до 1,6 МПа. ГС устанавливаются над первой емкостью циркуляционной системы и оборудуются предохранительным клапаном, регулятором уровня бурового раствора поплавкового типа и эжекторным устройством для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама.

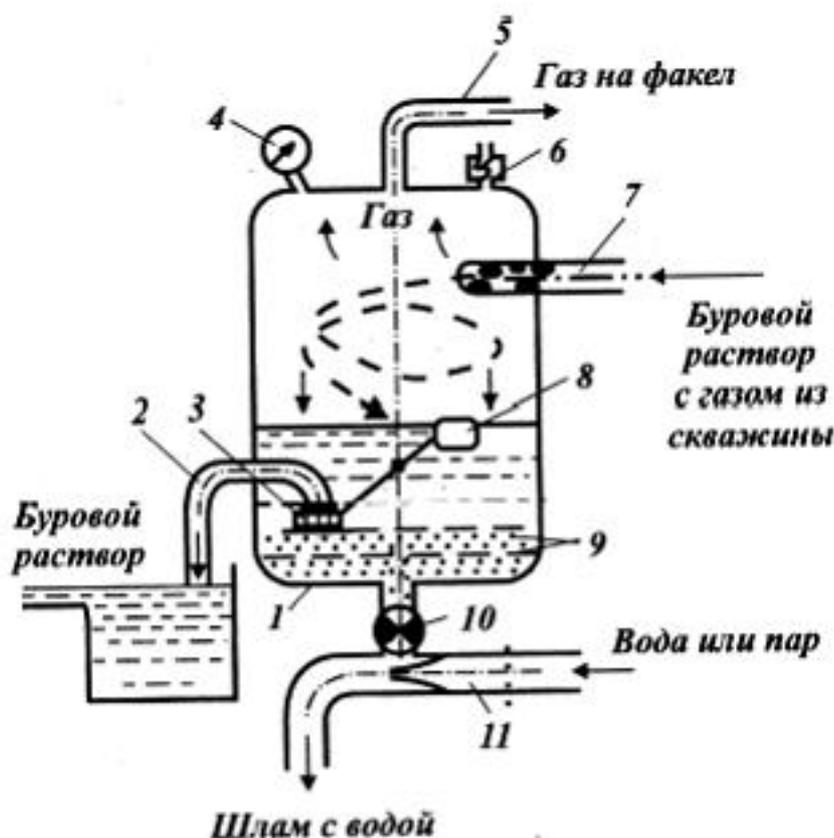


Рисунок 8.22 - Схема устройства газового сепаратора:

1 - полость ГС; 2 - линия подачи раствора на вибросито; 3 - регулятор уровня раствора; 4 - манометр; 5 - трубопровод для отвода газа; 6 - предохранительный клапан; 7 - линия подачи бурового раствора из скважины; 8 - поплавок; 9 - шлам; 10 - задвижка; 11 - эжекторное устройство.

Эжекторное устройство работает следующим образом: воду или пар в зимнее время пропускают через штуцер эжектора, в результате в сбросовом патрубке создается разрежение и скопившийся на дне газового сепаратора шлам вместе с частью бурового раствора через открытую сбросовую задвижку устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды и выбрасывается из сепаратора наружу. Для контроля за давлением внутри сепаратора он оборудован манометром.

Регулятор уровня раствора предназначен для того, чтобы исключить попадание газа в сливной патрубков очищенного раствора, так как создаются условия для его постоянно затопленного состояния с помощью поплавка.

В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки ПЖ от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по величине давления в камере (вакуумные и атмосферные), по способу подачи газированного бурового раствора в камеру (эжекторные, гравитационные, центробежные). При центробежной подаче бурового раствора используют самопродуваемые центробежные насосы, а в вакуумных - самозаполняющиеся центробежные насосы.

В процессе газового выброса или интенсивных газопроявлений, в случае если дегазатор не в состоянии обеспечить разделение газожидкостной

поток, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Такие ситуации очень редки и считаются аварийными.

Физико-химический способ дегазации буровых промывочных жидкостей заключается во введении специальных веществ - пеногасителей. Такой способ гашения пены прост, экономичен и не связан с созданием и применением специальных конструкций или устройств. В промывочную жидкость вводят поверхностно-активные вещества, не образующие структурированных пленок, но более активные, чем вещество, вызывающее пенообразование, либо добавляют вещества, связывающие гидрофобную часть молекул пенообразователя. В первом случае воздушные пузырьки разрушаются за счет вытеснения с их поверхности поверхностно-активного вещества пенообразователя вследствие локального ослабления пленки с последующим разрывом. Лишенный защиты пузырек выходит из промывочной жидкости.

Связывание гидрофобной части молекулы пенообразователя, сопровождающееся гашением пены, происходит только тогда, когда эта часть более активно адсорбируется на поверхности пеногаситель - вода, чем на поверхности воздух - вода. Это вызывает десорбцию пенообразователя с поверхности пузырьков и их разрушение.

Особенно активен, в качестве пеногасителя, полиметилсилоксан. Добавки 0,005-0,05% этого реагента способствуют полному удалению пены. Концентрации других пеногасителей должны быть в пределах 0,1-3%. Хорошо гасят пену суспензия резины или полиэтилена в дизельном топливе в соотношении 1:10.

Глоссарий

Пластическая (структурная) вязкость $\eta_{пл}$ (Па·с)

условная величина, показывающая долю эффективной вязкости, которая возникает вследствие структурообразования в потоке бурового раствора.

Эффективная (кажущаяся) вязкость $\eta_{эф}$ (Па·с)

величина, косвенно характеризующая вязкостное сопротивление бурового раствора при определенной скорости сдвига.

Динамическое напряжение сдвига τ_0 (дПа)

величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению.

Краевой угол смачивания θ

краевой угол смачивания между поверхностью раздела воздух-вода и стеклом.

pH раствора

отрицательный десятичный логарифм от концентрации ионов водорода в моль/л. Для чистой воды данный показатель $pH = -\lg\{10^{-7}\} = 7$

Агрегативная устойчивость

дисперсной системы определяет способность частиц не слипаться и не образовывать агрегаты.

Агрегатное состояние вещества

обусловливается взаимодействием составляющих его частиц, которое определяет характер их возможного движения и взаимного расположения. Каждое вещество в зависимости от условий может существовать в трех различных агрегатных состояниях: газообразном, жидком и твердом.

Агрегация

(связь грань к грани) приводит к образованию более толстых пластин и пачек, это уменьшает число частиц и соответственно пластическую вязкость.

Адгезия

жидкость будет прилипать к твердому телу, если притяжение ее молекул к поверхности этого тела больше, чем притяжение между молекулами жидкости.

Аддитивность

характеризуется независимым действием реагентов. Эффект аддитивного действия двух или более реагентов является арифметической суммой эффектов каждого.

Адсорбция

это явление самопроизвольного повышения концентрации газообразного или растворенного вещества на поверхности твердого тела или жидкости в гетерогенных (неоднородных) системах. Различают физическую, или ван-дер-ваальсову, адсорбцию и химическую, или хемосорбцию.

Активность раствора

мера давления пара или «относительной влажности» и связана с соленостью раствора. Вода имеет активность равную 1,0; повышенная соленость раствора снижает активность глинистых пород склонных к набуханию. В идеале, активность водной фазы бурового раствора была равна активности пластовой жидкости.

Анион

отрицательно заряженный ион.

Анионоактивные ПАВ

диссоциирующие на крупные органические анионы и простые неорганические катионы.

Атом

мельчайшая частица элемента, которая может существовать, сохраняя постоянные химические свойства элемента. Атомы являются мельчайшими частицами, способными претерпевать химические изменения.

Атомное число

это число протонов в ядре, которое определяет индивидуальность атома.

Аэрация

процесс насыщения жидкости газом (воздухом).

Базальное расстояние

в кристаллической решетке - расстояние между некоторой плоскостью в одном пакете и аналогичной плоскостью в другом пакете.

Валентность

это то, количество электронов, которые атом должен присоединить, отдать или поделить, чтобы получить стабильную внешнюю оболочку. Валентность элемента показывает, в каких соотношениях он может образовывать соединения с другими элементами.

Водородная связь

Некоторые ковалентные соединения имеют неполное разделение



электронов в связи, что приводит к частично положительным и отрицательным зарядам в атомах. Силы водородной связи в 10-30 раз слабее сил ковалентной связи.

Геостатическое (горное) давление

на глубине H равно давлению вышележащих пород $P_g = \rho_p g H$, где ρ_p - плотность горных пород, кг/м³.

Гетерогенная система

это физико-химическая система, состоящая из двух и более числа фаз.

Гидрофильные твердые тела

тела лучше смачиваемые водой, чем углеводородами.

Гидрофобные твердые тела

тела лучше смачиваемые углеводородами, чем водой.

Гомогенная система

система, внутри которой отсутствует поверхность раздела, отделяющая одну от другой ее части, различные по свойствам.

Гранула

часть мицеллы, включающая в себя ядро с двумя слоями неподвижных ионов.

Дефлокуляция

это разрушение связей флокулированных частиц.

Дизельное топливо

смесь неполярных органических молекул.

Дисперсия

процесс, обратный агрегации, приводящий к увеличению пластической вязкости из-за увеличения количества частиц. Пластинки глины диспергируются во время гидратации.

Дисперсная система

раздробленная система, в которой одно вещество раздроблено (диспергировано) и распределено в другом веществе.

Дисперсная фаза

это вещество, мелко раздробленное в другом, которое является непрерывной дисперсной средой.

Диффузный слой

слой подвижных ионов мицеллы.

Емкость поглощения

показатель обменной способности глин, который характеризуется количеством обменных катионов в молях, содержащихся в 100 г сухой глины.

Изотопы

это различные формы одного элемента, они обозначаются записью атомной массы сверху названия.

Индикаторы

соединениями, меняющими цвет при изменении pH, либо химической концентрации.

Ионная связь

подразумевает передачу одного или более электронов от одного атома к другому.

Ионы

атомы, потерявшие или присоединившие электрон.

Катион

положительно заряженный ион.

Катионоактивные ПАВ

это ПАВ диссоциирующие на крупные органические катионы и простые неорганические анионы.

Кинетическая или седиментационная устойчивость

дисперсной системы характеризует способность дисперсных частиц удерживаться во взвешенном состоянии.

Кислота

это соединение, содержащее в один или более атомов водорода, которые могут замещаться металлами и формировать соли. Когда кислоты растворяются в воде, происходит увеличение количества ионов водорода в растворе.

Коагулянт

вызывает дестабилизацию частиц твердой фазы за счет уменьшения или нейтрализации электрического заряда на их поверхностях, которые держат частицы на расстоянии друг от друга.

Коагуляция

нарушение агрегативной устойчивости дисперсной системы вследствие слипания частиц ее дисперсной фазы под действием молекулярных сил притяжения.

Ковалентная связь

связь в которой электроны делятся между атомами.

Концентрированные растворы

это растворы с высоким содержанием растворенного вещества.

Мгновенная фильтрация

внедрение в пласт суспензии мелких частиц при образовании фильтрационной корки.

Мицелла

это наименьшее количество глинистого вещества, способного самостоятельному существованию.

Молекула

мельчайшая частица соединения, которая может существовать, сохраняя постоянные химические свойства соединения. Молекулы состоят из атомов химически связанных в определенных пропорциях.

Молекулярная масса соединения

это сумма атомных масс атомов слагающих данное соединение.

Моль

это количество вещества, содержащее столько же структурных единиц данного вещества (молекул, атомов, ионов), сколько атомов в 12 г углерода ($6,022 \cdot 10^{23}$ атомов).

Молярность (М)

используется для лабораторного анализа. Раствор 1М содержит один моль вещества (молекулярный вес в граммах) в одном литре раствора.

Монодисперсная система

система в которой частицы дисперсной фазы имеют одинаковый размер.

Неионогенные ПАВ

представляют собой полимеры с длинными цепями, которые не диссоциируют.

Нейтроны

частицы, которые не имеют заряда и имеют массу одной атомной единицы массы (1 а.е.м). Их реальный вес составляет 1.6724×10^{-24} г.

Неравновесная система

система в которой ее состояние изменяется со временем и протекают необратимые процессы.



Нормальность (N)

раствор 1N содержит один моль вещества (молекулярный вес в граммах) деленный на его валентность в одном литре раствора.

Обменная способностью глин

способность глинистых минералов поглощать ионы из окружающей среды и выделять эквивалентное количество других ионов, находящихся в данном минерале в обменном состоянии.

Органическая химия

наука, изучающая соединения углерода, и базируется на возможности углерода формировать цепочки атомов, связанных ковалентной связью.

Осмоз

это процесс имеющий место, когда два раствора с различной концентрацией солей разделены полупроницаемой мембраной. При этом происходит движение воды через мембраны из раствора с более низкой концентрацией солей в раствор с более высокой концентрацией.

Основание

это соединение, которое реагирует с кислотой с образованием соли и воды. Основание, растворимое в воде называется щелочью. Основания являются оксидами, либо гидроксидами металлов. Fe_2O_3 или $CuOH$. Они являются основаниями, так как нерастворимы в воде. FeO и $NaOH$ - есть щелочи, так как растворяются.

Относительной плотностью называется

отношение плотности бурового раствора к плотности пресной воды.

Пасты

это концентрированные суспензии.

Пены

высококонцентрированные ячеисто-пленочные вязные дисперсные системы (когда концентрация газа велика, а дисперсионная среда представляет собой тонкие вытянутые пленки).

Пептизация

разукрупнение частиц, происходящее под влиянием химических реагентов, - процесс, обратный коагуляции.

Пластовое (поровое) давление

это давление, создаваемое пластовыми флюидами (нефтью, газом, водой) на стенки пор горной породы.

Плотность промывочной жидкости

это масса единицы ее объема. Единицей измерения плотности в системе СИ является кг/м³.

Поверхностно активное вещество (ПАВ)

это вещества способные адсорбироваться па поверхности твердых тел и на границе раздела фаз, в результате чего происходит снижение свободной поверхностной энергии.

Поверхностное натяжение на границе раздела фаз

избыточная поверхностная энергия, приходящаяся на 1 см² поверхности.

Полидисперсная система

система в которой частицы дисперсной фазы имеют разный размер.

Постоянная Авогадро

Это число - (6.02×10^{23}) показывает, сколько атомов или молекул вещества нужно, чтобы получить атомную массу вещества в граммах.

Привыкание

проявляется в постепенном снижении эффективности действия реагентов при повторных добавках.

Протоны

частицы, которые также имеют массу 1 а.е.м., но несут единичный положительный заряд.

Равновесная система

система, в которой ее состояние не изменяется самопроизвольно во времени.

Разбавленные растворы

это растворы с низким содержанием растворенного вещества

Раствор

однородная смесь различных соединений. Состоит из растворенных веществ и растворителя, т.е. среды, в которой эти вещества равномерно распределены в виде молекул или ионов.

Реологическая модель

идеализированное математическое выражение связи между скоростью деформации жидкости и действующими в ней напряжениями

Реология

наука о течении жидкостей называется.

Седиментация

процесс осаждения твердой фазы из раствора под действием силы тяжести.

Сенсибилизация

проявляется в ухудшающем действии защитных реагентов, если они добавляются в незначительных количествах. Применительно к электролитам сенсибилизация приводит к снижению порога коагуляции.

Синергизм

это взаимное усиление действия компонентов по сравнению с эффективностью каждого из них порознь. Синергизм - основа комбинированных обработок двумя, тремя и большим числом реагентов, наиболее эффективных в современной практике бурения. Здесь необходимо иметь в виду, что далеко не каждое сочетание реагентов эффективно.

Система

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

Смачивание

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

Статическое напряжение сдвига

это усилие, при котором начинается разрушение структуры, отнесенное к единице площади. Статическое напряжение сдвига принято выражать в дПа.

Структурно-механические свойства БПЖ

это механические свойства буровых растворов (пластичность, упругость, эластичность и прочность).

Суспензии

системы с твердой дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой.

Удельная поверхность $S_{уд}$

отношение общей поверхности S дисперсной фазы к ее общему объему V .

Удельная свободная поверхностная энергия

это работа, выполняемая при образовании единицы новой поверхности раздела фаз.

Фаза

это совокупность всех гомогенных частей системы, одинаковых по составу,

физическим и химическим свойствам.

Фильтрат промывочной жидкости

жидкость, которая поступает в пласт после мгновенной фильтрации.

Флокулянт

воздействует на частицы твердой фазы без изменения электрических свойств, образуя мостики из макромолекул полимера между частицами твердой фазы за счет адсорбционных сил.

Флокуляция глин

характеризуется соединением частиц торец к торцу или торец к грани, что приводит к возникновению структуры типа «карточный домик».

Электрон

отрицательно заряженная частица, следовательно, атом потерявший электрон становится положительным, и наоборот.

Элемент

это химически уникальная субстанция, которая не может быть разделена на меньшие химические элементы химическим способом. Названия элементов обычно записываются аббревиатурами для упрощения написания формул.

Эмульсии

системы, в которых дисперсная фаза и дисперсионная среда представляют собой несмешивающиеся жидкости.

Эмульсии газовые

системы с газообразной дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой (в бурении - аэрированные растворы).

Эмульсии обратные

«вода в масле» или гидрофобные.

Эмульсии прямые

«масло в воде» или гидрофильные.

Ссылки

Рекомендованная литература

книга

ПБ 08-624-03.(2003).Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности..М.: Госгортехнадзор РФ, – 206 с.

книга

Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М..(1999).Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. Пособие для вузов..М.: Недра, – 424 с.

книга

Кистер Э.Г. .(1972).Химическая обработка буровых растворов..М.: Недра, 392 с.

книга

Уляшева Н.М. .(1984).Полимерные буровые растворы / Межвуз. науч.-техн. сб. Промывка и крепление скважин...Уфа: УНИ, -С. 46-50

книга

Грим Р.Е. .(1959).Минералогия глин...М.: Мир, -452 с.

книга

Гаршина О.В. .(1999).Разработка и исследование рецептур безглинистых буровых растворов на основе полисахаридов для первичного вскрытия продуктивных пластов (на примере Пермского Прикамья). Тюмень., Автореф. дис. ... канд. техн. наук.

книга

Ахмадеев Р.Г. .(1977).Особенности бурения в глинистых отложениях / Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники..М.: ВИНТИ, -№9

книга

Пат. 2019552 РФ, С 09 К 7/02.(1994).Безглинистый буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов.., М.С. Окунев, Л.П. Сергиенко, А.У. Шарипов и др.- №5051781/03; Заявлено 10.07.92; Оpubл. 15.09.94, Бюл.№17.

книга

Пат. 2012584 РФ, С 09 К 7/02 .(1994).Буровой раствор ..., А.Я. Третьяк.-№4933201/03; Заявлено 11.03.91; Оpubл. 15.05.94., Бюл.№9.

книга

Пат. 2038362 РФ, С 09 К 7/02.(1995).Буровой раствор ..., А.Я.Третьяк. № 93014619/03; Заявлено 22.03.93; Оpubл. 27.06.95, Бюл.№18.

книга

А.с. 1321740 СССР, МКИ С09 К 7/02..(1987).Состав для вскрытия продуктивного пласта.., И.Ю.Хариев. - № 3913442/23-03; Заявлено 14.06.85; Оpubл. 07.07.87, Бюл.№25.

книга

А.с. 969710 СССР, МКИ С 09 К 7/00 .(1982).Промывочная жидкость для вскрытия пласта.., А.А. Мартаков, О.П. Дианова, Г.П.Бранд и др. -№3266985/23-03; Заявлено 31.03.81; Оpubл. 30.10.82, Бюл.№40.

книга

А.с. 642352 СССР, МКИ С 09 К 7/00. 00 .(1979).Промывочная жидкость для вскрытия пласта ..., В.М.Беляков, Е.К. Коптелова, В.К. Роговой и др. - №2165709/22-03; Заявлено 22.07.75; Оpubл. 15.01.79, Бюл.№2.

книга

Peinado M. France pot., № 1415646.(1965)....,

книга

Borrou A. US pot., № 3104704.(1959)....,

книга

Steiberg J. US pot., № 3332791.(1967)....,

книга

Palumbo S., Giacco D., Ferrari M., Pirovano P. .(1989).The development of pottasium cellulosic polimers and their contribution to the inhibition of hydratable clays..., SPE JADC Drilling conference. - 1989. III. - № 18477. – P. 149-152.

книга

Рабинович В.А. .(1978).Краткий химический справочник..., 2-е изд. / В.А. Рабинович, З.Я. Хавин // Л.: Химия, 1978. 392 с

книга

Хонимен Д., Д. Персонс .(1962).Молекулярное строение целлюлозы и крахмала. Успехи химии целлюлозы и крахмала.Москва.Изд-во. иностр. лит-ры,

книга

Дудкин М.С. .(1976).Введение в химию углеводов.Киев.Вища школа, – 176 с.

книга

Мухин Л.К., В.Н.Соловьев, В.Н.Табученко .(1969).Кольматирующая способность растворов на углеводородной основе.Москва.ВНИИОЭНГ, -С. 69-71.

книга

Н.Г.Середа, Е.М.Соловьев..(1974).Бурение нефтяных и газовых скважин .Москва.Недра, -454 с.

книга

Н.И.Рылов, Р.А.Хабибуллин. Захарова Г.И..(1985).Технология заканчивания скважин с применением жидкостей на углеводородной основе ..., Республик. науч.-практ. конф. «Совершенствование технологических процессов на стадии заканчивания скважин» : Тез.докл. – Гомель-Киев, 1985. -С. 38-39.

книга

В.Н. Кошелев, О.А. Лушпеева, Г.Б. Проводников

.(1998).Экспериментальные исследования ПАВ комплексного действия СНПХ ПКД 515 ..., Сб.науч. тр. Вопросы промывки скважин с горизонтальным участком ствола. – Краснодар : НПО Бурение. –С.114-120.

Оглавление

Инфо	1
Темы	2
Введение	2
1. Общее представление о буровых промывочных жидкостях их функциях и требования к ним	2
1.1 Эволюция буровых промывочных жидкостей	3
1.2 Общие сведения о технологии промывки скважин	6
1.3 Назначение буровых промывочных жидкостей (БПЖ) при бурении скважин	7
1.3.1 Разрушение забоя скважины	7
1.3.2 Очистка забоя скважины	8
1.3.3 Вынос выбуренной породы из скважины	9
1.3.4 Охлаждение и смазка долот, бурильных труб	9
1.3.5 Передача гидравлической энергии забойному двигателю	10
1.3.6 Предупреждение нефтегазоводопроявлений	11
1.3.7 Формирование на стенках скважины малопроницаемой фильтрационной корки	11
1.3.8 Удержание во взвешенном состоянии твердой фазы при временном прекращении циркуляции	12
1.3.9 Предупреждение осыпей и обвалов	12
1.3.10 Обеспечение качества вскрытия продуктивных пластов	13
1.3.11 Уменьшение веса колонны бурильных и обсадных труб	13
1.3.12 Предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа	13
1.3.13 Обеспечение получения информации	14
1.3.14 Сокращение затрат на крепление	14
1.3.15 Экологическая безопасность буровых растворов	14
1.4 Требования к буровым промывочным жидкостям	15
1.5 Выбор и проблема оптимизации качества бурового раствора	15
2. Буровые промывочные жидкости как полидисперсные системы	17
2.1 Основные понятия физикохимии дисперсных систем	18
2.2. Устойчивость дисперсных систем	20
2.3 Химия поверхностного слоя буровых растворов	21
2.3.1 Измерение поверхностного натяжения	22
2.3.2 Смачиваемость	24
2.3.3 Капиллярность	26
2.3.4 Свободная поверхностная энергия	26
2.3.5 Адгезия	27
2.3.6 Поверхностно активные вещества (ПАВ)	28
2.3.7 Эмульсии	29
2.3.8 Гидрофобизирующие агенты	32
2.4 Коагуляция и стабилизация	35
3. Глинистые минералы как дисперсная фаза буровых растворов	35

3.1	Химический состав глин	36
3.1.1	Монтмориллонит	40
3.1.2	Гидролюда	42
3.1.3	Каолинит	43
3.1.4	Палыгорскит	44
3.1.5	Глина	44
3.1.6	Глинопорошки	45
3.2	Гидратация глин	47
3.3	Набухание и контракция глин	49
3.4	Ионный обмен в глинистых суспензиях	50
3.5	Процесс соединения глинистых частиц	51
4.	Функциональные свойства буровых растворов и методы их определения	53
4.1	Плотность буровых промывочных жидкостей	53
4.1.1.	Определение плотности раствора ареометром АБР-1	57
4.1.2	Определение плотности раствора рычажными весами ВРП-1	58
4.1.3	Определение плотности раствора пикнометром	60
4.2	Структурно-механические свойства	60
4.2.1	Определение статического напряжения сдвига на приборе СНС-2	64
4.2.2	Определение СНС на ротационном вискозиметре ВСН-3	65
4.2.3	Определение СНС на вискозиметре FANN	66
4.3	Реологические свойства промывочных жидкостей	67
4.3.1	Определение динамического напряжения сдвига, пластической и эффективной вязкости	77
4.3.1.1	Определение $h_{пл}$, t_0 , $h_{эф}$ на ротационном вискозиметре ВСН-3	77
4.3.1.2	Определение $h_{пл}$, t_0 , $h_{эф}$ на 8- и 12-скоростном вискозиметре FANN	78
4.3.2	Определение условной вязкости вискозиметром ВБР-1	80
4.3.3	Определение условной вязкости с помощью воронки Марша;	82
4.4	Фильтрационные и коркообразующие свойства;	83
4.4.1	Определение показателя фильтрации промывочных жидкостей на приборе ВМ-6	86
4.4.2	Определение показателя фильтрации промывочных жидкостей на приборе Фильтр-пресс ФЛР-1	88
4.4.3	Определение показателя фильтрации на фильтр - прессе API	90
4.4.4	Определение фильтрации при повышенных температурах и давлениях;	91
4.4.5	Определение толщины и проницаемости фильтрационной корки	93
4.4.6	Определение проницаемости фильтрационной корки;	94
4.5	Электрохимические свойства	95
4.5.1	Определение водородного показателя электрометрическим методом;	96
4.5.2	Определение удельного электрического сопротивления	97
4.6	Триботехнические свойства БПЖ;	98
4.6.1	Определение коэффициента трения в системе буровые трубы - промывочная жидкость - стенка ствола скважины	99
4.6.2	Измерение коэффициента трения пары « буровые трубы -	100

фильтрационная корка »	
4.6.3 Определение смазочных свойств БПЖ на приборе фирмы « Бароид »	102
4.7 Ингибирующая способность	105
4.7.1 Определение ингибирующих свойств бурового раствора по показателю увлажняющей способности;	106
4.7.2 Определение диспергирующей способности	107
4.7.3 Определение коэффициента набухания глин и глинопорошков на приборе Жигача-Ярова	108
5 Классификация буровых промывочных жидкостей и реагентов для регулирования их свойств	110
5.1 Классификация буровых промывочных жидкостей	111
5.2 Классификация реагентов для регулирования свойств буровых промывочных жидкостей	114
6 Типы буровых растворов и условия их применения	118
6.1 Гомогенные буровые растворы на водной основе	118
6.1.1 Техническая вода	119
6.1.2 Полимерные буровые растворы	120
6.1.2.1 Полимерные буровые растворы на основе синтетических полимеров	122
6.1.2.2 Полимерные буровые растворы на основе полисахаридов	123
6.1.3 Водные растворы ПАВ	126
6.1.4 Солевые буровые растворы	127
6.2 Гомогенные углеводородные растворы	128
6.3 Гомогенные газообразные очистные агенты	128
6.4 Гетерогенные водные растворы с твердой дисперсной фазой	130
6.4.1 Нестабилизированные глинистые суспензии и суспензии из выбуренных пород	130
6.4.2 Гуматные растворы	131
6.4.3 Лигносульфонатные растворы	131
6.4.4 Хромлигносульфонатные растворы	132
6.4.5 Полимерные недиспергирующие буровые растворы	133
6.4.6 Гетерогенные ингибирующие буровые растворы на водной основе	133
6.4.6.1 Аллюминатные растворы	135
6.4.6.2 Известковые растворы	136
6.4.6.3 Безглинистые соленостойкие растворы (БСК)[2]	138
6.4.6.4 Кальциевые растворы	138
6.4.6.5 Гипсоизвестковый раствор	138
6.4.6.6 Хлоркальциевые растворы	139
6.4.6.7 Калиевые буровые растворы	139
6.4.6.8 Растворы, обработанные солями трехвалентных металлов	143
6.4.6.9 Силикатные растворы	144
6.4.6.10 Гидрофобизирующие растворы	145
6.5 Соленасыщенные буровые растворы	146
6.5.1 Необработанный глинистый соленасыщенный раствор	146
6.5.2 Стабилизированный соленасыщенный раствор	146
6.5.3 Раствор на основе гидрогеля магния [2]	147
6.6 Растворы на нефтяной основе	147
6.6.1 Известково-битумный раствор	148

6.6.2 Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)	148
6.6.3 Буровой раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ	149
6.6.4 Термостойкий раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ-Т	150
6.6.5 Высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор	150
6.6.6 Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР)	150
6.6.7 Термостойкая инвертная эмульсия на основе ЭК-1	151
7 Материалы и Реагенты для регулирования свойств буровых растворов	151
8 Приготовление и очистка промывочных жидкостей	164
8.1 Понятие о циркуляционной системе	165
8.2 Приготовление буровых промывочных жидкостей	168
8.2.1 Дополнительное диспергирование глинистых промывочных жидкостей	175
8.2.2 Приготовление азрированных глинистых промывочных жидкостей	176
8.2.3 Приготовление полимерных и эмульсионных промывочных жидкостей	178
8.3 Очистка буровых растворов	179
8.3.1 Естественные методы очистки промывочной жидкости	180
8.3.2 Механические принудительные методы очистки ПЖ с помощью вибросит	181
8.3.3 Гидравлические принудительные методы очистки ПЖ с помощью гидроцклонов	189
8.3.4 Гидравлический метод очистки БПЖ с помощью центрифуги	194
8.4 Физико-химические методы очистки	198
8.5 Комбинированные методы очистки промывочной жидкости	199
8.6 Методы дегазации промывочных жидкостей	200
Глоссарий	205
Ссылки	214
Рекомендованная литература.....	214