



Интернешнл Касп Флюидз

А.Н. Ананьев

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ДЛЯ

**ИНЖЕНЕРОВ
ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ**

Под редакцией профессора А.И. Пенькова

Издание первое

Волгоград, 2000 г.

Краткое содержание

	Стр.
Глава I. Введение	
Глава II. Назначение буровых растворов	
Глава III. Некоторые физико-химические представления	
Глава IV. Материалы и химические реагенты для буровых растворов 4.1. Материалы и щелочные реагенты 4.2. Реагенты коагулянты, флокулянты, ингибиторы глин 4.3. Реагенты – регуляторы водоотдачи 4.4. Реагенты – разжижители. 4.5. Вспомогательные и дополнительные реагенты 4.6. Реагенты для растворов на углеводородной основе	
Глава V. Системы буровых растворов § 1. Ингибирующие буровые растворы § 2. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов § 3. Буровые растворы на углеводородной основе § 4. Сероводородостойкие буровые растворы § 5. Термостойкие буровые растворы § 6. Известкование буровых растворов § 7. Обработка буровых растворов хромпиком § 8. Требования к составу и свойствам буровых растворов для бурения наклонно-направленных и горизонтальных стволов § 9. Технология обработки буровых растворов § 10. Очистка буровых растворов § 11. Флокуляционно-коагуляционная установка (ФСУ) § 12. Инертизация шлама § 13. Гидравлические расчеты в бурении	
Глава VI. Методы контроля состава и свойств буровых растворов § 1. Физические свойства буровых растворов § 2. Химические свойства буровых растворов	
Заключение	
Приложение	

ГЛАВА I

Введение

Буровые растворы появились как важный элемент в процессе строительства скважин еще в XIX-м веке. Для заполнения и промывки скважин использовалась вода и получающийся естественным путем глинистый раствор. В последующем раствор стали специально готовить из глины, добываемой на поверхности.

В 30-е годы произошло бурное развитие буровой техники, однако в области буровых растворов прогресс был настолько незначительным, что такие параметры раствора, как удельный вес и вязкость часто были синонимами, а эффективность бурения зависела от индивидуальных способностей исполнителя.

Роторный способ бурения начали применять в 1890 г., а первая книга по промывочным жидкостям вышла в свет в 1936 г.

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.

В течение последних десятилетий в области буровых растворов произошли значительные изменения. Были созданы специализированные компании, которые выполняют 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.

Одной из таких компаний является первая российская компания, работающая в области буровых растворов, ОАО «Интернешнл Касп Флюидз», находящаяся в г. Волгограде. ОАО «ИКФ» зарегистрировано 25 июня 1992 года и внесено в Государственный Реестр предприятий за № 250.16.

ОАО «ИКФ» имеет российскую лицензию на строительство скважин всех назначений и лицензию на обучение специалистов по буровым растворам.

Основные виды деятельности компании «ИКФ»:

- Разработка и внедрение новых технологий в области буровых растворов;
- Подготовка программ по буровым растворам;
- Производство химических реагентов;
- Поставка реагентов и материалов на буровые предприятия со склада «ИКФ»;
- Поставка средств очистки и регенерации буровых растворов;

- Инженерный сервис с использованием лабораторного оборудования для контроля состава и свойств буровых растворов по международному стандарту АНИ;
- Центральная лаборатория «ИКФ» оснащена импортным и отечественным оборудованием для проведения исследований, входного контроля качества реагентов и обучения специалистов.

В центральной лаборатории постоянно осуществляется обучение свободных от вахты инженеров новым технологиям и методическим приемам работы, по причине чего специалисты «ИКФ» отличаются высоким уровнем квалификации.

Данное учебное пособие предназначено для специалистов в области технологии бурения, в особенности для работников службы буровых растворов.

Руководство подготовлено для работников производственной сферы и особой научной ценности не представляет.

Автор выражает глубокую благодарность Генеральному директору ОАО «ИКФ» С.А. Федосееву за организацию и активное участие в подготовке данного учебного пособия.

Главы IV и VI подготовлены с помощью инженера по буровым растворам ОАО «ИКФ» А.М. Сиваченко, им подготовлен § 11.

Автор благодарен А.Е. Долгих – старшему научному сотруднику лаборатории буровых растворов ОАО «ВолгоградНИПИнефть» - за полезные замечания и подготовку ряда аналитических методик контроля.

Большая благодарность И.В. Лазаревой и Е.В. Шуваловой – секретарям-переводчикам ОАО «ИКФ» - за литературно-техническую редакцию и оформление пособия.

Профессором А.И. Пеньковым отредактированы все разделы учебного пособия и самостоятельно подготовлены разделы: § 8, раствор № 5.25.

ГЛАВА II

Назначение буровых растворов

Успех бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ при высокой скорости бурения и качественном вскрытии продуктивного пласта. Применение буровых растворов с регулируемыми свойствами оправданно требует значительных средств с целью экономии затрат времени на работы, связанные с авариями, осложнениями, проработками и промывками, длительностью и результатами освоения.

1. Охлаждение и смазка долот и 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 СПО. Существенно понижают коэффициент трения смазывающие добавки.

2. Очистка забоя скважины

Это одна из основных функций раствора, способствующая достижению максимальной скорости бурения за счет эффективной очистки забоя от выбуренной породы. 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 ПАВ, понижающими поверхностное натяжение. Существенное влияние оказывает величина мгновенной фильтрации раствора, чем она больше, тем выше механическая скорость.

Однако, не всегда удается поддерживать все указанные параметры для успешной работы долота, ибо существует целый ряд и других технологических требований к буровому раствору, связанных с геологическими условиями бурения.

3. Вынос выбуренной породы из скважины

Важнейшей функцией бурового раствора является удаление частиц выбуренной и обвалившейся породы из скважины на 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 необхо-

димо, 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.

4. Формирование на стенках скважины малопроницаемой фильтрационной корки

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

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.

5. Предупреждение нефте-, газо- и водопроявлений

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, т.е. значительно выше гидростатического. Поэтому в том и в другом 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. Требуемая величина плотности бурового раствора, в зависимости от пласто-

вого давления и глубины залегания пласта, четко регламентируется новыми Правилами ведения работ.

6. Предупреждение 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.

7. Качество вскрытия продуктивных пластов

Загрязнение продуктивных пластов при бурении - это реальный процесс, в результате которого частично обратимо (а частично необратимо), но существенно снижается проницаемость пластов. Иногда происходит полная закупорка пласта, и вызвать приток удается только с помощью специальных методов интенсификации. Мировой наукой и практикой установлено, что все компоненты бурового раствора (твердые и жидкие) активно взаимодействуют с продуктивным пластом.

В связи с этим ОАО «ИКФ» основное внимание уделяет разработке и внедрению специальных систем буровых растворов для качественного вскрытия продуктивных пластов. Подробно эти вопросы будут рассматриваться в главе IV.

8. 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. Экономия обсадных труб требует дополнительных затрат для поддержания состава и свойств бурового раствора на заданном уровне.

9. Получение 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 разбурываемых пород, тип и состав поступившей в раствор жидкости или газа.

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

10. Коррозионная агрессивность

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.

11. Техника безопасности и экология

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.

ГЛАВА III

Некоторые физико – химические представления

Основные свойства буровых растворов зависят от размера, формы и химического состава взвешенных в нем частиц. 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.

Коллоидная фракция раствора обладает высокой активностью благодаря очень малому размеру частиц по отношению к их массе. Такая дисперсная система отличается большой удельной поверхностью, а поведение частиц и раствора в целом определяется главным образом электростатическими зарядами на их поверхностях, которые способствуют развитию сил притяжения/отталкивания между частицами. Особо активными коллоидами являются глинистые минералы, которые отличаются как по форме (мельчайшие кристаллические пластинки и пакеты из таких пластинок), так и молекулярным строением этих частиц. Благодаря особому строению кристаллической решетки активных глинистых минералов, на базальных поверхностях частиц образуются сильные отрицательные заряды, а также положительные заряды на ребрах и гранях. Взаимодействие между этими противоположными зарядами при низких скоростях течения сильно влияет на вязкость глинистых растворов и является причиной обратимого структурообразования когда раствор находится в состоянии покоя.

В природе глины состоят из различных минералов, таких как монтмориллонит, иллит и коалинит, из которой наибольшей активностью обладает монтмориллонит.

При взаимодействии с водой глина набухает вследствие гидратации базальных плоскостей и ориентированных около них противоионов (Ca, Na, Mg). В результате такой гидратации образуется суммарная гидратная оболочка, обладающая упругими свойствами и, вследствие этого, давление набухания достигает больших величин. При механическом воздействии на смесь глины с водой происходит расслоение пакетов по базальным плоскостям и их разлом по ребрам и граням с образованием глинистого раствора. Такая первичная дезинтеграция глины в воде называется диспергированием.

Упругие гидратные оболочки на поверхности частиц глины предотвращают их слипание, таким образом происходит так называемая естествен-

ная стабилизация системы. Толщина гидратной оболочки зависит от величины отрицательного заряда базальной поверхности, которая определяется минералогической природой глины. Наиболее активным минералом является монтмориллонит, чем больше его содержание в глинистой породе (60 - 70% и более), тем выше выход раствора из единицы веса глины (15 м³ и более из 1 тонны глинопорошка).

Во многих случаях, для регулирования свойств бурового раствора глинистые коллоиды дополняются, а иногда и полностью заменяются органическими коллоидами. Так, при попадании в систему растворимых солей происходят следующие явления. С увеличением концентрации соли в растворе, вследствие динамического характера адсорбционных процессов, возрастает концентрация положительно заряженных катионов у отрицательно заряженной поверхности глинистых частиц. При определенной концентрации соли (1-1,5% NaCl, 0,25% CaCl₂) происходит полная нейтрализация заряда поверхности глины, а защитная гидратная оболочка исчезает. В результате такого воздействия солей происходит **коагуляция** системы: частички глины слипаются в крупные блоки, раствор загустевает и резко возрастает водоотдача.

Для восстановления свойств раствора в этом случае используют солеустойкие полимерные реагенты, такие как крахмал, КМЦ и др. Макромолекулы этих полимеров вместе со своими гидратными оболочками адсорбируются на поверхности глинистых частиц и создают так называемые искусственные защитные гидратные оболочки. При таком воздействии коллоидов, скоагулированные частички вновь разъединяются, и этот процесс повторного диспергирования глинистых блоков называется **пептизацией**. При определенной концентрации полимера свойства раствора полностью восстанавливаются. Кроме адсорбционной стабилизации глинистых частиц многие полимеры образуют в растворе полимерные блоки коллоидного размера. Как в пресных, так и в соленых растворах такие частички из полимеров существенно влияют на свойства растворов. В зависимости от величины молекулярного веса полимеры могут влиять или не влиять на структурно-механические свойства растворов, но всегда эффективно снижают водоотдачу.

Коллоидной фракцией одного из растворов на углеводородной основе (РУО) является олеофильный бентонит. В другом типе такого раствора (инверсной эмульсии) вязкостные и фильтрационные свойства обеспечиваются активным эмульгированием значительной части водной фазы. Для структурообразования в РУО используют специально изготовленные олеофильные глины, а для улучшения фильтрационных свойств применяют олеофильные гуматы.

ГЛАВА IV

Химические реагенты и материалы для буровых растворов

Химическая обработка имеет важнейшее значение в технологии приготовления и применения буровых растворов. От правильного выбора материалов и реагентов для приготовления бурового раствора в значительной степени зависит успех и качество строительства скважин.

По функциональному назначению все реагенты и материалы можно разделить на несколько групп: структурообразователи, регуляторы водоотдачи, разжижители, флокулянты, коагулянты.

Основным компонентом растворов на водной основе является вода, от солевого состава которой в значительной степени зависит технология приготовления и получаемые свойства бурового раствора.

Наиболее приемлема для приготовления буровых растворов пресная вода, обеспечивающая при прочих равных условиях максимальный выход раствора из 1 тонны глины, вязкость, минимальную водоотдачу и способность к структурообразованию.

Однако, на многих скважинах используется вода, содержащая соли различного типа и различной концентрации. Особенно агрессивной является вода, содержащая ионы Са и Mg. Перед использованием для технологических целей такую воду предварительно обрабатывают кальцинированной содой в количестве, обеспечивающем остаточное содержание этих катионов в воде не более 100мг/л.

При использовании для приготовления растворов и реагентов воды умеренной минерализации (например, морская вода) очень полезно использовать гидродиспергатор ДГ-1 или ДГ-2. С применением этих устройств можно получить выход раствора из 1 тонны бентонита примерно такой же, как на пресной воде. Конечно, применение кальцинированной соды необходимо и в этом случае.

Ниже приводятся основные характеристики (состав и свойства) основных материалов и реагентов, применяемых ОАО «ИКФ» для приготовления и применения буровых растворов. Эта информация дана в виде сертификатов качества, которые в обязательном порядке прилагаются к поставляемым «ИКФ» материалам и реагентам.

4.1. Материалы и щелочные реагенты

Бентонит

Барит

ИККАРБ-75

ИККАРБ-150

Каустическая сода NaOH

Кальцинированная сода Na₂CO₃

Натрий двууглекислый, сода пищевая NaHCO₃

Известь Ca(OH)₂

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

БЕНТОНИТ (Bentonite)

Бентонит широко используется в качестве регулятора вязкости и понизителя водоотдачи в буровых растворах на основе пресной и соленой воды.

Химическая природа

Бентонит представляет собой одну из форм встречающегося в природе глинистого минерала монтмориллонита.

Характеристика продукта

	По стандарту ОСМА/API	Измеренные фактически
Внешний вид	Порошок серо-зеленого цвета	
Объемная плотность, кг/м ³	800-900	800-900
Удельный вес, г/см ³	2,5	2,5
Выход раствора из 1 тн бентонита, м ³	не менее 15,5	20,0
Фильтрация по API, мл. за 30 мин	не более 15,0	14,0
Содержание влаги	не более 10	9,8
Сухой ситовой анализ 0,15 мм, Прохождение через сито	-	98,5
Мокрый ситовой анализ, Сито 0,71 мм, остаток на сите, %	не более 4	1,5
Растворимость	Нерастворим в воде, но легко диспергируется и дает светло-серый коллоидный раствор	

Назначение

Бентонит повсеместно используется в качестве экономичного регулятора вязкости и понизителя водоотдачи. Он наиболее эффективен в пресной воде, однако также может использоваться в морской воде или рассолах при условии проведения предварительной гидратации. Сильное загрязнение солями, включая ионы кальция, приводит к загустеванию раствора и росту водоотдачи.

Бентонит можно предохранить от загрязнения примесями с помощью добавления разжижителей или диспергаторов. Эти соединения значительно ослабляют тенденцию к высокотемпературному застудневанию, которую обнаруживают бентонитовые буровые растворы.

Благодаря плоской пластинчатой форме и небольшому размеру составляющих его частиц, бентонит образует растворы, обладающие высокой смазывающей способностью, что понижает моментные нагрузки на бурильную колонну.

Упаковка

Бентонит поставляется в мягких разовых контейнерах (типа Big Bag) массой 800 - 1000 кг или многослойных бумажных мешках весом 40 кг.

По желанию Заказчика может поставляться также в виде гранул.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

БАРИТ ОСМА / АРІ (Barite ОСМА/ АРІ)

Введение

Барит повсеместно используется в качестве утяжеляющего агента в буровых растворах как на водной, так и на нефтяной основе.

Химическая природа

BaSO₄. Молекулярный вес - 233,4.

Физические и химические свойства

1. Внешний вид	Тонкозернистый порошок светло-серого или бежевого цвета
2. Содержание BaSO ₄ , %	93 – 95
3. Растворимость	Нерастворим в воде и нефти
4. Удельный вес, г/м ³	4,20 - 4,25
5. Щелочноземельные металлы (жесткость по кальцию), %	0,018
6. Содержание влаги, %	0,15
5. Мелкозернистость	
200 меш, %	98
300 меш, %	93

Упаковка

Барит поставляется в 1,5 тн МКР.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИККАРБ-75 (IKCARB 75)

ИККАРБ-75 - (карбонат кальция) используется в качестве утяжеляющего агента для буровых растворов.

Химическая природа

CaCO₃, молекулярная масса = 100 у.е.

Характеристика продукта

Содержание CaCO ₃ , % масс.	> 97
Внешний вид	Тонкозернистый кристаллический белый порошок
Плотность, г/см ³	2,72
Насыпная плотность, кг/м ³	930 - 990
Влажность, % масс., не более	2
Растворимость в 15% растворе HCl, %масс.,	≥ 99,3

Продукт соответствует спецификации **13 А** Американского Нефтяного Института.

Назначение

Кислоторастворимый **карбонатный утяжелитель ИККАРБ-75** представляет собой порошкообразный карбонат кальция. Данный реагент применяется для утяжеления буровых растворов при первичном и вторичном вскрытии продуктивного пласта, заканчивании и подземном ремонте скважин.

Данный продукт производится целенаправленно для буровых растворов из мрамора, обладающего высокой стойкостью к механическому разрушению, поэтому он не диспергируется, в отличие от других форм карбоната кальция, и не приводит к увеличению вязкости буровых растворов. Осуществляя первичную кольматацию поровых каналов продуктивного пласта, карбонатный утяжелитель полностью растворяется при последующей кислотной обработке, тем самым предотвращается снижение проницаемости продуктивного пласта.

Применение

Утяжеление производят через гидроворонку до регламентируемой плотности бурового раствора. Максимальное утяжеление до $\rho = 1,4 - 1,5 \text{ г/см}^3$.

Расфасовка

ИККАРБ-75 поставляется в разовых контейнерах (типа Big Bags) или в бумажных 4-х слойных мешках по 40 кг.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИККАРБ-150 (IKCARB 150)

Карбонатный утяжелитель ИККАРБ-150 используется в качестве закупоривающего и утяжеляющего агента для буровых растворов.

Химическая природа

CaCO₃, молекулярная масса = 100 у.е.

Характеристика продукта

Внешний вид	Кристаллический белый порошок
Плотность, г/см ³	2,72
Насыпная плотность, кг/м ³	930 - 990
Влажность, % не более	2
Растворимость в 15% растворе HCl	> 99,3
Мокрый ситовой анализ, прошло через сито, % масс.:	
сито 100 мкм	77,6
сито 74 мкм	63,2
сито 44 мкм	37,2
сито 38 мкм	30,2

Продукт соответствует спецификации **13 А** Американского Нефтяного Института.

Назначение

Кислоторастворимый **ИККАРБ-150** представляет собой фракционированный порошкообразный карбонат кальция с максимальным размером частиц 150 мкм. Данный реагент применяется как закупоривающий и утяжеляющий агент при первичном и вторичном вскрытии продуктивного пласта, заканчивании и подземном ремонте скважин. Распределение по размерам частиц таково, что реагент эффективно закупоривает устья пор в большинстве продуктивных пластов, тем самым сводя к минимуму инфильтрацию жидкости.

Данный продукт производится целенаправленно для буровых растворов из мрамора, обладающего высокой стойкостью к механическому разрушению, поэтому он не диспергируется, в отличие от других форм карбоната кальция, и не приводит к увеличению вязкости буровых растворов. Осуществляя первичную кольматацию поровых каналов продуктивного пласта, карбонатный утяжелитель полностью растворяется при последующей кислотной обработке, тем самым предотвращается снижение проницаемости продуктивного пласта.

Применение

Утяжеление производят через гидроворонку до регламентируемой плотности бурового раствора. Максимальное утяжеление до $\rho = 1,4 - 1,5 \text{ г/см}^3$.

Расфасовка

ИККАРБ - 150 поставляется в разовых контейнерах (типа Big Bags) или в бумажных 4-х слойных мешках по 40 кг.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

СОДА КАУСТИЧЕСКАЯ (Caustic Soda) (NaOH)

Введение

Сода каустическая используется для контроля pH в буровых растворах на водной основе.

Химическая природа

NaOH. Молекулярный вес - 40,0. Очень сильная щелочь.

Физические и химические характеристики

1. Внешний вид	Гранулы белого цвета
2. Растворимость	Растворим в воде до 52%
3. NaOH, %	мин. 97,0
4. Fe, %	макс. 0,002
5. Na ₂ CO ₃ , %	макс. 1,5
6. SiO ₂ , %	макс. 0,02
7. Азот (N), %	макс. 0,04
8. SO ₄ , %	макс. 0,002
9. PO ₄ , %	макс. 0,1
10. Al, %	макс. 0,01
11. Ca и Mg, %	макс. 0,0005
12. K, %	макс. 0,025

Продукт соответствует Российскому ГОСТ 4328-77.

Упаковка

Сода каустическая поставляется в 50-кг полиэтиленовых мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

СОДА КАЛЬЦИНИРОВАННАЯ (Soda Ash) (Na₂CO₃)

Введение

Сода кальцинированная - продукт, используемый для связывания ионов кальция и магния.

Химическая природа

Na₂CO₃. Молекулярный вес - 106,0.

Физические и химические характеристики

1. Внешний вид	порошок белого цвета
2. Массовая доля углекислого натрия, Na ₂ CO ₃ , %	мин. 99,0
3. Потеря массы при прокаливании (при t ^o 280 - 300 C) , %	макс. 0,8
4. Массовая доля хлоридов в пересчете на NaCl	макс. 0,003
5. Массовая доля Na ₂ CO ₃ в пересчете на непрокаленный продукт	макс. 98,2

Продукт соответствует Российскому ГОСТ 5100-95.

Упаковка

Сода кальцинированная поставляется в 40-кг четырехслойных бумажных мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТ КАЧЕСТВА ИКФ

НАТРИЙ ДВУУГЛЕКИСЛЫЙ (Сода пищевая) (NaHCO_3)

Введение

Натрий двууглекислый используется главным образом для удаления ионов кальция при загрязнении раствора цементом.

Химическая природа

NaHCO_3 . Молекулярный вес - 84,0.

Физические и химические характеристики

Внешний вид	белый порошок без запаха
Плотность, г/см ³	2,16
NaHCO_3 , %	мин. 99,5
Содержание углекислого натрия, %	макс. 0,4
Содержание хлоридов в пересчете на NaCl , %	макс. 0,02
Содержание железа, %	макс. 0,001
Содержание кальция, %	макс. 0,04
Содержание сульфатов в пересчете на Na_2SO_4 , %	макс. 0,02
Содержание влаги, %	макс. 0,1
Содержание солей аммония в пересчете на NH_4 , %	макс. 0,001
Содержание тяжелых металлов, %	макс. 0,0005

Продукт соответствует Российскому ГОСТ 2156-96, сорт 1.

Упаковка

Натрий двууглекислый поставляется в 50-кг пятислойных бумажных мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИЗВЕСТЬ (LIME)

Введение

Известь представляет собой окись или гидроокись кальция. ОАО «ИКФ» применяет в основном карбидную известь, гидроокись кальция, являющуюся побочным продуктом при производстве ацетилена из карбида кальция.

Химическая природа

Ca(OH)₂

Физические и химические свойства

Внешний вид	Светло-серый порошок
Содержание Ca(OH) ₂ , %	80 – 85
Объемная плотность, кг/м ³	250 – 350
Влажность, %	6 – 10
Содержание карбида кальция, %	0,6 – 0,8
Механические примеси, %	5 – 10

Назначение

Используется для регулирования величины pH и при известковании буровых растворов на водной основе. В растворах на нефтяной основе известь является одним из основных компонентов и используется для повышения активности первичного эмульгатора за счет образования кальциевых мыл жирных кислот.

Упаковка

Известь поставляется в 20-кг многослойных бумажных мешках.

Хранить реагент следует в закрытых помещениях.

4.2. Реагенты коагулянты, флокулянты, ингибиторы глин

Калий хлористый KCl

Натрий хлористый NaCl

Кальций хлористый CaCl₂

ИКСТАБ Л

ГРИНДРИЛ ФЛ

КФ-91 М

ИКМАК

ИКГЛИК

ИКФ-20

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

КАЛИЙ ХЛОРИСТЫЙ (Potassium Chloride) (KCl)

Введение

Хлористый калий используется в качестве источника ионов калия для ингибирующих калиевых растворов.

Химическая природа

KCl. Молекулярный вес - 74,6.

Физические и химические свойства

1. Внешний вид	кристаллы серовато-белого цвета
2. Содержание KCl, %	не менее 98
в пересчете на K ₂ O, %	не более 62
3. Содержание H ₂ O, %	не более 0,5
4. Гранулометрический состав	
от 0,1 до 1,2 мм, %	90
менее 0,1 мм, %	3
5. Рассыпчатость, %	100
6. Содержание влаги, %	0,15

Продукт соответствует Российскому ТУ 2152-013-00203944-95.

Упаковка

Калий хлористый поставляется в 50-кг пятислойных мешках с полиэтиленовым покрытием или в 1тн МКР (Big Bags).

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

НАТРИЙ ХЛОРИСТЫЙ **(Sodium Chloride)** **(Соль поваренная)**

Натрий хлористый используется в качестве засолняющего и утяжеляющего агента в буровых растворах на водной основе.

Химическая природа

Формула - NaCl

Характеристика продукта

Внешний вид	бесцветные кристаллы со светло-серым оттенком
Помол	№ 2
Содержание NaCl, %	98,07
Нерастворимый остаток, %	0,19
Содержание влаги, %	2,03
Плотность, г/см ³	2,165

Продукт соответствует **ГОСТ 13830-91**.

Применение

Натрий хлористый в основном применяется в качестве засолняющего агента в буровых растворах на водной основе. Его достоинством по сравнению с другими солями является незначительное повышение концентрации насыщения при увеличении температуры до 100⁰С. Максимальная концентрация NaCl в при температуре 20⁰С равна 311,3 г/л.

При применении NaCl в качестве утяжеляющего агента плотность раствора достигается в пределах 1,15 - 1.20 г/см³ без учета наличия твердой фазы.

Вводится хлористый натрий в раствор свободно через стандартную гидроворонку.

Упаковка

Поставляется в разовых мягких контейнерах, МКР (типа Big Bag) по 1 тн или в полипропиленовых мешках по 50 кг.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

КАЛЬЦИЙ ХЛОРИСТЫЙ (Calcium Chloride)

Введение

Кальций хлористый - используется в качестве растворимого утяжеляющего агента и как источник кальция в кальциевых ингибированных буровых растворах. В инвертно-эмульсионных растворах он используется для регулирования активности водной фазы.

Химическая природа

CaCl_2 , молекулярная масса = 110.986.у.е.

Характеристика продукта

Внешний вид	Порошок белого цвета
Плотность, г/см ³	2,51
Массовая доля CaCl_2 , % не менее	96,5
Насыпная плотность, кг/м ³	900 - 950
Растворимость	Растворим в воде до 42% по массе CaCl_2 , при 20 ⁰ С - плотность раствора - 1,39 г/см ³
Содержание примесей в расчете на массовую долю:	
Магния в пересчете на MgCl_2	не более 0,5%
Прочих хлоридов в т.ч. MgCl_2 в пересчете NaCl	не более 1,5%
Нерастворимого в воде остатка	не более 0,1%
Сульфатов в пересчете на сульфат-ион	не более 0,1%

Продукт соответствует Российскому ГОСТ 450-95, сорт высший.

Применение

Кальций хлористый хорошо растворим в воде. В качестве утяжеляющего агента вводится через стандартные точки ввода (гидроворонки, ФСМ, глиномешалки) в количествах, заданных рецептурой бурового раствора.

Упаковка

Кальций хлористый поставляется в мягких разовых контейнерах (типа Big Bag) массой 600 кг.

По желанию Заказчика может поставляться также в виде гранул.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКСТАБ Л (IKSTAB L)

ИКСТАБ Л представляет собой растворимый в воде флокулянт, использующийся для стабилизации набухающих в воде и диспергирующихся глин. Для облегчения смешивания он поставляется в виде эмульсии в углеводородной жидкости.

Химическая природа

Частично гидролизованный высокомолекулярный полиакриламид.

Характеристика продукта

Внешний вид	белая маловязкая жидкость
Удельный вес, кг/м ³	0,95 - 1,00
Растворимость	Растворим в пресной воде и крепких рассолах
Термостойкость	Сохраняет устойчивость до 175 ⁰ С

Назначение

ИКСТАБ Л применяется в сочетании с хлористым калием для обеспечения высокого уровня стабилизации глинистых сланцев. Использование **ИКСТАБ Л** сводит к минимуму проблему сужения ствола скважины или вымывания стенок и предотвращает налипание разбуренной породы на стабилизатор и долото (образование «сальников»). Он также прекращает образование глинистой корки на отдельных интервалах ствола скважины, приводящее к забивке выкидных линий и вибрационных сит.

Реагент стабилизирует стенки ствола скважины и ингибирует диспергирование кусков выбуренной породы, что облегчает механическую очистку буровых растворов от твердой фазы.

ИКСТАБ Л также образует гелеобразные структуры в небольших трещинах, образующихся в стенках ствола в ходе бурения. Эти гелеобразные структуры повышают механическую прочность сланцевых пластов и тем самым усиливают стабилизирующий эффект. На характеристики **ИКСТАБ Л** не оказывает влияния загрязнение солями, цементом или ангидридом. Он устойчив при высоких температурах.

Применение

ИКСТАБ Л добавляется в качестве стабилизирующей добавки для воздействия на выбуренную породу и стенки ствола скважины, и поэтому эти добавления должны производиться регулярно в ходе пробуривания сланцевых участков. Обычно концентрация **ИКС-ТАБ Л** в фильтрате поддерживается в пределах 0,3-1,4 кг/м³.

Расфасовка

ИКСТАБ Л в жидком виде поставляется в 25-л канистрах.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ГРИНДРИЛ ФЛ (GREENDRILL FL)

Введение

ГРИНДРИЛ ФЛ является эффективным флокулянтom твердой фазы в водных системах.

Химическая природа

Модифицированный сополимер на основе высокомолекулярного полиакриламида, диспергированный в органическом растворителе.

Характеристика продукта

Внешний вид -	эмульсия светло-серого цвета
Плотность, г/см ³	1,03 – 1,04
Содержание основного вещества, % масс.	40
Растворимость в воде	полностью растворим в пресной воде
Время растворения, мин, не более	30
Морозостойкость -	не теряет свойства до -35 ⁰ С
Термостойкость -	до 175 ⁰ С

Назначение

ГРИНДРИЛ ФЛ благодаря своим уникальным свойствам 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. Окончательное отделение твердой фазы от воды происходит после центрифугирования.

Применение

Используется в качестве водного раствора с концентрацией по товарному продукту 2% масс. Готовится в специально предназначенных мерниках со стационарным перемешивателем. При приготовлении 1 куб. м раствора используется одна 20-л канистра реагента. Реагент вводится медленно под работающий перемешиватель на стадии заполнения мерника водой. Через 25-30 минут реагент готов к подаче на флокуляцию. При длительном хранении допускается незначительный отстой, который не оказывает влияние на свойства продукта. Отстой легко устраняется встряхиванием продукта в таре.

Упаковка

ГРИНДРИЛ ФЛ поставляется в 20л полиэтиленовых канистрах.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

КФ-91 М (Катионный коагулянт)

Введение

Реагент представляет собой водорастворимый катионный полимер, предназначенный для очистки оборотных сточных вод и коагуляции твердой фазы в буровых растворах на водной основе.

Химическая природа

Сложный катионный сополимер с молекулярной массой $2-4,5 \cdot 10^6$.

Характеристика продукта

Внешний вид -	светло-коричневая вязкая жидкость
Удельный вес, г/см ³ -	1,24 - 1,26
Растворимость -	растворим в пресной воде и рассолах
Морозостойкость, °С -	- 20
Термостойкость, °С -	> 200
Содержание активного Вещества, % масс., не менее	40

Назначение

Катионный коагулянт-флокулянт применяется в качестве высокоэффективного реагента для интенсификации очистки оборотных и сточных вод, содержащих отрицательно заряженные частицы.

Реагент используется также в процессах очистки воды для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В буровых растворах на водной основе реагент используется в качестве катионного коагулянта твердой фазы. Одновременно, КФ-91 М осаждает анионно-активные полимеры (лигно-сульфонаты, гипан, КМЦ и др.). Для полного проведения процесса флокуляции твердой фазы реагент применяется совместно с флокулянт ГРИНДРИЛ ФЛ.

Применение

Для очистки воды реагент применяется в виде разбавленного водного раствора концентрации 0,2 - 0,5%. Расход - 0,2 - 2 кг на 1 тн абсолютно сухого вещества (а.с.в).

В буровых растворах реагент применяется в виде 1-2% водного раствора. Расход - 1-4 кг на 1м³ бурового раствора.

ТУ - 6-00-00204168-252-92;

Гигиенический сертификат № 23-5/97 от 18.04.1997 г.

Упаковка

Поставляется в 20л полиэтиленовых канистрах массой нетто $25 \pm 0,5$ кг.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКМАК (ИКМАС)

Введение

ИКМАК - сульфированный асфальт, предназначенный для применения в буровых растворах на водной основе.

Характеристика продукта

Внешний вид	Порошок от темно-коричневого до черного цвета
Удельная плотность, г/см ³	1,06
Термоустойчивость, °С	до 200
Растворимость	растворим в воде до 70%, остальная часть хорошо
Размер частиц	диспергируется в воде и растворима в нефти Остаток на сите 100 меш максимум 5%

Назначение

ИКМАК является ингибитором глин, способствует понижению фильтрации при высоких температурах, обладает смазывающими способностями и слабым разжижающим эффектом в глинистых растворах. Эффективен при бурении в качестве стабилизатора трещиноватых глинистых сланцев.

Применение

ИКМАК применяется в растворах на водной основе. Оптимальная добавка составляет 6,0 - 17,0 кг/м³ раствора.

Упаковка

ИКМАК поставляется в 25-кг мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКГЛИК (IKGLYC)

Введение

ИКГЛИК используется в буровых растворах на водной основе в качестве ингибирующей добавки при бурении водочувствительных неустойчивых глин.

Химическая природа

Полигликоли.

Физические и химические характеристики:

Внешний вид	Жидкость темного цвета
Плотность ρ^{20} , г/см ³ 4	не менее 1,10
Температура начала кипения при 760 мм рт.ст., °С	не менее 150
Растворимость	хорошо растворим в воде

Продукт соответствует **ТУ 2422-071-05766575-98**.

Назначение

ИКГЛИК применяется для подавления процессов гидратации и набухания глинистых материалов. Особенно эффективно ингибирующее действие полигликолей в сочетании с ионами калия, когда происходит и электростатическая нейтрализация глин.

Это сочетание ингибирующих свойств реализовано в системе бурового раствора **ИКГЛИК**, применение которого позволяет предупредить осыпи и обвалы неустойчивых глин и получить ствол практически номинального диаметра.

Упаковка

ИКГЛИК поставляется в 50-л полиэтиленовых бочках с массой нетто 60 кг.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКФ-20 (ПКФ-20)

Введение

ИКФ-20 - эффективный ингибитор глин и активный ингибитор термоокислительной деградации полисахаридных полимеров (биополимер, крахмал, КМЦ, ПАК и др.)

Физические и химические свойства

Внешний вид	Белый порошок
Удельный вес, г/см ³	1,90
Температура плавления	260 ⁰ С, не горит, не взрывается
Растворимость	хорошо растворим в воде, растворах

Применение

Эффективно ингибирует глинистые породы и одновременно повышает термостойкость полисахаридных полимеров до 140-150⁰С в буровых растворах и жидкостях для заканчивания и ремонта скважин. За счет повышения термостойкости сокращается расход полимерных реагентов и повышается стабильность свойств буровых растворов во времени как при высоких, так и при умеренных температурах (70-100⁰С).

Обработка

Реагент **ИКФ-20** добавляется к буровым растворам в сухом виде и в виде водных растворов в количестве 5 - 50 кг/м³ в зависимости от величины забойной температуры.

Упаковка

ИКФ-20 поставляется в многослойных бумажных мешках с полиэтиленовым вкладышем или пластиковых мешках. Вес мешка - 25-30 кг.

4.3. Реагенты – регуляторы водоотдачи

ХВ-ПолимерI

ИКР

КМЦ-ЛВ

КМЦ-НВ

ЭКОПАК-Р

ЭКОПАК-СЛ

ИКПАК-Р

ИКПАК-СЛ

ИКЛИГ-2

ИКГУМ

ИКТЕМП-1

ИКПАН

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ХВ - ПОЛИМЕР (ХВ-POLYMER)

Введение

ХВ - Полимер представляет собой биополимерный структурообразователь, применяемый в различных системах буровых растворов, используемых в процессе бурения, капитального ремонта и заканчивания скважин.

Уникальным свойством реагента **ХВ - Полимер** является его способность к снижению вязкости с возрастанием скорости сдвига.

ХВ - Полимер - один из немногих полимеров, способствующих постепенному возрастанию СНС, что позволяет поддерживать утяжелители во взвешенном состоянии без необходимости повышения вязкости.

ХВ - Полимер особенно эффективен при использовании в жидкостях для заканчивания скважины, проведения ремонтных работ, а также в операциях по заводнении. Реагент в минимальной степени ухудшает коллекторские свойства пласта и полностью разлагается под воздействием кислотных или окисляющих реагентов.

Характеристики продукта

Внешний вид	Порошок кремового цвета
Объемная плотность, г/см ³	0,6 - 0,8
Растворимость ской во-	Легко растворим в пресной и морской воде, а также в насыщенных рассолах

Назначение

ХВ - Полимер применяется для получения высоких значений СНС и динамического напряжения сдвига при низкой пластической вязкости. **ХВ - Полимер** хорошо распускается в пресной и морской воде и в насыщенных рассолах и нечувствителен к загрязнению растворенными ионами. Он эффективен в широком диапазоне значений рН, от 3 до 12, и в определенной степени контролирует водоотдачу.

Применение

ХВ - Полимер следует медленно и равномерно добавлять через воронку со скоростью 20 - 30 минут на мешок. Нормальная доза - 1 - 3 кг/м³.

Упаковка

ХВ - Полимер поставляется в 25-кг бумажных мешках с внутренним полиэтиленовым покрытием.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКР (IKR) (Starch)

Введение

ИКР представляет собой мало повышающий вязкость первичный понизитель водоотдачи на основе крахмала, эффективный во всех системах на водной основе. Реагент используется для понижения водоотдачи при умеренных температурах и давлениях и для минимизации динамической фильтрации.

Характеристики продукта

Внешний вид	беловатый порошок
Объемная плотность, кг/м ³	592 - 704
Растворимость	легко растворим в пресной и морской воде, а также в концентрированных рассолах
Термостойкость, °С	устойчив в промышленных условиях до 100

Назначение

ИКР является чрезвычайно экономичным понизителем водоотдачи, который может использоваться во всех системах на водной основе, и особенно полезен в буровых растворах, приготовленных на основе насыщенных солевых растворов. Растворим в кислоте и, следовательно, является весьма эффективным в жидкостях для заканчивания и проведения ремонтных работ.

ИКР соответствует **Российскому ГОСТ 10163-76**.

Применение

Нормальная дозировка варьируется в пределах от 5 до 20 кг/м³. Благодаря своей высокой растворимости **ИКР** может смешиваться быстро, со скоростью от 5 до 10 минут на мешок.

Расфасовка

ИКР поставляется в 25-кг 6-ти-слойных бумажных мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

КМЦ - LV СМС LV

(Карбоксиметилцеллюлоза низкой вязкости)

Введение

КМЦ - LV - натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы.

Характеристики продукта

Внешний вид	порошок от белого до кремового цвета
Содержание активного вещества на сухой основе, % не менее	55
Содержание влаги, % не более	7
рН (2% водный раствор)	7 - 9
Степень замещения	0,85
Вязкость, мПа.сек, 2% раствора в дистиллированной воде 25 ⁰ С, (по Брукфилду). не менее	50
Насыпная плотность, кг/м ³	600 - 800
Степень полимеризации	500 - 550
Растворимость	растворима в пресной и соленой воде

Продукт соответствует спецификации **13 А АНИ** и российскому **ТУ 6-55-40-90** (натрийкарбокси-метилцеллюлоза техническая).

Назначение

КМЦ - LV является понизителем фильтрации буровых растворов на водной основе, при этом вязкость буровых растворов повышается незначительно.

Применение

КМЦ-LV вводится через гидроворонку с темпом ввода 8 -10 минут/мешок.

- Примерный расход **КМЦ-LV**, кг/м³:
 - в пресной воде- 5 - 10
 - в морской воде- 10 - 15
 - в хлоркалийевом растворе 15 - 20
 - в соленасыщенном буровом растворе 15 - 25

Упаковка

КМЦ-LV поставляется в 4-х слойных 25-кг бумажных мешках с внутренней гидроизоляцией.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

КМЦ - HV СМС HV

(Карбоксиметилцеллюлоза высокой вязкости)

Введение

КМЦ - HV - карбоксиметилцеллюлоза высокой вязкости, используемая в буровых растворах в качестве регулятора фильтрации и вязкости.

Химическая природа

Натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы

Характеристики продукта

Внешний вид	порошок от белого до кремового цвета
Насыпная плотность, кг/м ³	600 - 800
Содержание основного вещества, %	55
Содержание влаги, %	макс. 8
pH (2% водный раствор)	7 - 9
Степень замещения	мин. 0,85
Степень полимеризации	700 - 800
Вязкость, мПа.сек, в 2% водном растворе при 25 ⁰ С,(по Брукфилду)	более 1000
Насыпная плотность	600 - 800 кг/м ³
Растворимость	растворима в пресной воде, в меньшей степени - в соленой

Продукт соответствует спецификации **13 А АНИ** и российскому **ТУ 6-55-40-90** (натрий карбокси-метилцеллюлоза техническая).

Назначение

КМЦ - HV является эффективным регулятором фильтрации буровых растворов на водной основе. Применяется в основном, там, где требуется по технологическим причинам поддержание высоких реологических характеристик.

Упаковка

КМЦ-HV поставляется в 4-х слойных 25-кг бумажных мешках с внутренней гидроизоляцией.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ЭКОПАК-Р (ЕСОРАС-Р)

Введение

ЭКОПАК-Р представляет собой полимер полианионной целлюлозы, разработанный для применения в буровых растворах.

Благодаря своим уникальным свойствам ЭКОПАК-Р может применяться в различных системах буровых растворов на водной основе, включая буровые растворы на основе солевой воды, как для регулирования водоотдачи, так и для повышения вязкости.

ЭКОПАК-Р обладает высокой термостойкостью (до 130⁰С).

Физические и химические характеристики

Внешний вид	мелкодисперсный порошок
Тип полимера	разновидность полианионной целлюлозы, очищенной
Содержание активного вещества,%	минимум 70
Содержание влаги в упакованном виде,%	максимум 8
рН (в растворе)	7,0 - 8,5
Степень замещения	1 - 1,25
Вязкость, мПа.сек, 1% 25 ⁰ С, вискозиметр Брукфилда	более 1000
Расход в соленасыщенном и калиевом растворах, кг/м ³	6 - 8

Упаковка

ЭКОПАК-Р поставляется в 4-х слойных бумажных 25-кг мешках с внутренней гидроизоляцией.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ЭКОПАК-СЛ (ЕСОРАС SL)

Введение

ЭКОПАК-СЛ представляет собой полуочищенный полимер очень низкой вязкости на основе полианионной целлюлозы.

ЭКОПАК-СЛ позволяет хорошо регулировать водоотдачу, практически не повышая вязкость в любых системах на водной основе, нередко эффективно разжижает минерализованные буровые растворы.

ЭКОПАК-СЛ обладает повышенной термостойкостью до 120 - 130⁰С.

Физические и химические характеристики

Внешний вид	мелкодисперсный порошок		
Тип полимера	разновидность полианионной целлюлозы, полуочищенной		
Содержание активного вещества,%	около 70		
Содержание влаги в упакованном виде,%	максимум 7		
рН (в 1% растворе)	около 11		
Степень замещения	1,3 - 1,5		
Вязкость 2% ЭКОПАК-СЛ	Дист.вода	Морск.вода	Соленасыщ. вода
25 ⁰ С, визкозиметр Фанн (600об/мин/1022 сек ⁻¹), мПа.с (сП)	около 17	около 15	около 15
Расход в соленасыщенном и калиевом растворах, кг/м ³	8 - 12		

Упаковка

ЭКОПАК-СЛ поставляется в 25-кг мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКПАК-Р (ИКРАС R)

Введение

ИКПАК-Р представляет собой очищенный длинноцепочечный полимер полианионной целлюлозы, разработанный для применения в буровых растворах.

Благодаря своим уникальным свойствам **ИКПАК-Р** может применяться в различных системах буровых растворов на водной основе, включая буровые растворы на основе солевой воды, как для регулирования водоотдачи, так и для повышения вязкости.

ИКПАК-Р обладает высокой термостойкостью (до 120 °С).

Физические и химические характеристики

Внешний вид	мелкодисперсный порошок
Тип полимера	разновидность полианионной целлюлозы, очищенной
Содержание активного вещества, %	минимум 92
Содержание влаги в упакованном виде, %	максимум 8
рН (в растворе)	7,0 - 8,5
Степень замещения	1 - 1,25
Вязкость, мПа.сек, 1% 25°С, вискозиметр Брукфилда	более 1000
Расход в соленасыщенном и калиевом растворах, кг/м ³	2 - 5

Упаковка

ИКПАК R поставляется в 25-кг мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТ КАЧЕСТВА ИКФ

ИКПАК-СЛ (ИКРАС SL)

Введение

ИКПАК-СЛ представляет собой очищенный полимер очень низкой вязкости на основе полианионной целлюлозы.

ИКПАК-СЛ позволяет хорошо регулировать водоотдачу, практически не повышая вязкость в любых системах на водной основе.

ИКПАК-СЛ обладает высокой термостойкостью (до 120⁰С).

Физические и химические характеристики

Внешний вид	мелкодисперсный порошок
Тип полимера	разновидность полианионной целлюлозы,
Содержание активного вещества,%	минимум 92
Содержание влаги в упакованном виде,%	максимум 8
pH (в 1% растворе)	7,0 - 11,0
Степень замещения	1 - 1,5
Вязкость, мПа.сек, 1% 25 ⁰ С, визкозиметр Брукфилда	более 50
Расход в соленасыщенном и калиевом растворах, кг/м ³	6 - 8

Упаковка

ИКПАК-СЛ поставляется в 25-кг мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКЛИГ-2 (IKLIG-2)

Введение

ИКЛИГ-2 представляет собой высокомолекулярный поликонденсированный лигносульфонат.

Химическая природа

ИКЛИГ-2 получен путем поликонденсации лигносульфоната с формальдегидом и фенолом.

Характеристики продукта

Внешний вид	Порошок коричневого цвета
Насыпная плотность, кг/м ³	650 - 700
Влажность, %	До 10
Содержание, %:	
– сухого вещества	93,0 ± 2,0
– нерастворимых веществ	1
– кальция, Са	0,4
– натрия, Na	7
рН (10%-ный раствор)	7 - 8
Термостабильность буровых растворов, обработанных ИКЛИГ-2 :	
Пресных	до 130 ⁰ С
Минерализованных (8 - 10% NaCl)	до 120 ⁰ С
Растворимость в воде, %	> 90

Назначение

ИКЛИГ-2 предназначен для снижения водоотдачи и вязкости известковых, хлоркальциевых, калиевых и минерализованных буровых растворов (морская вода).

ИКЛИГ-2 совместим с большинством реагентов.

В присутствии **ИКЛИГ-2** нефть легко эмульгируется без введения специальных эмульгаторов.

ИКЛИГ-2 обладает высокой пенообразующей способностью, поэтому вместе с этим реагентом необходимо использовать пеногаситель.

Применение

ИКЛИГ-2 применяют в сухом или жидком (10 – 20 % водный раствор) виде.

Оптимальная добавка **ИКЛИГ-2** при первичной обработке бурового раствора составляет 2 - 4% (в пересчете на сухое вещество) и 0,2 - 0,5% при последующих обработках.

Упаковка

ИКЛИГ-2 поставляется в 25 кг многослойных бумажных мешках (крафт-мешки).

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКГУМ (IKGUM)

Введение

ИКГУМ представляет собой углещелочной реагент, приготовленный путем смешивания природного бурого угля с концентрированной каустической содой с последующей сушкой. Качество этого реагента, в особенности термостойкость, в значительной степени зависит от природы бурого угля и технологии приготовления реагента.

Химическая природа

Натровые соли гуминовых кислот и коллоидные блоки этих соединений.

Физические и химические характеристики:

Внешний вид	Зернистый порошок черного цвета
Насыпная плотность, кг/м ³	700 – 800
Содержание активного вещества, %	50 – 70
Влажность, %	15 – 25
Растворимость, %	40 – 50
pH водного раствора	10 – 11

Назначение

Реагент **ИКГУМ** предназначен для снижения водоотдачи и вязкости пресных буровых растворов на водной основе. **ИКГУМ** активен и в минерализованных системах (до 10% KCl или NaCl). Для этого необходимо повышать pH раствора до величины, превышающей критические значения (9,5 – 10,5, см. систему ВИКР, гл.5, р-р 5.7.)

Термостойкость растворов, обработанных реагентом **ИКГУМ**, зависит от качества реагента и колеблется от 100 до 180⁰С.

Применение

ИКГУМ применяется в сухом и жидком виде (2 – 10%-ный водный раствор). Оптимальная добавка колеблется от 0,5 до 4% в расчете на сухое вещество.

Упаковка

ИКГУМ поставляется в 30-кг многослойных бумажных мешках. Хранить реагент следует в закрытых помещениях.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКТЕМП-1 (ИКТЕМР-1)

Введение

ИКТЕМП-1 представляет собой понизитель водоотдачи и вязкости буровых растворов на водной основе при высоких температурах.

Химическая природа

Сульфированный бурый уголь.

Физические и химические характеристики:

Внешний вид	тонкозернистый порошок черного цвета
Удельный вес, г/см ³	1,2 – 1,3
Объемная плотность кг/м ³	800
Растворимость	растворим во всех буровых растворах на водной основе
Термостойкость, °С	200

Назначение

ИКТЕМП-1 является высокоэффективным регулятором водоотдачи и вязкости во всех буровых растворах на водной основе и нечувствителен к загрязнению цементом, ангидритом и солями. Являясь универсальным реагентом, **ИКТЕМП-1** особенно эффективен в утяжеленных буровых растворах при высоких температурах (150 – 200⁰С). Реагент нетоксичен и может применяться в экологически чувствительных зонах.

Применение

Реагент **ИКТЕМП-1** может применяться как в сухом виде, так и в виде 5-10%-ного водного раствора.

Упаковка

ИКТЕМП-1 поставляется в 25-кг пятислойных бумажных мешках. Хранить следует в закрытых помещениях.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКПАН (ИКРАН)

Введение

ИКПАН представляет собой анионный водорастворимый полимер.

Химическая природа

Гидролизированный полиакрилонитрил с молекулярной массой $5 \cdot 10^5$.

Физические и химические характеристики:

Внешний вид	порошок белого цвета
Объемная плотность кг/м ³	800 – 900
Растворимость	Растворим в пресной и соленой воде, не содержащей поливалентных катионов
Время растворения, мин	40 – 60
Срок хранения, месяц	24

Назначение

ИКПАН – термостойкий понизитель водоотдачи пресных и высокоминерализованных систем буровых растворов. Высаливается в присутствии ионов Са и Mg, которые при работе с ИКПАНОм необходимо связывать кальцинированной содой. ИКПАН совместим с большинством известных реагентов. Наиболее распространен недиспергирующий раствор с низким содержанием твердой фазы на основе комбинаций ИКПАН-РНРА.

Применение

ИКПАН применяется в сухом виде и в виде водных растворов 1-3%-ной концентрации.

Упаковка

ИКПАН поставляется в 25-кг многослойных бумажных мешках.

4.4. Реагенты – разжижители

ИКСИН-Л

ИКСИН-О

ДЕСКО

ИКЛИГ

ИКЛИГ-1

Хромник

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКСИН-Л (IKTHIN L)

ИКСИН-Л представляет собой полимерный диспергатор, используемый в буровых растворах на водной основе.

Химическая природа

Раствор низкомолекулярного анионного полимера.

Характеристики продукта

Внешний вид	Жидкость бледно-соломенного цвета со слабым, нетоксичным запахом
Плотность, кг/м ³	1,09
Растворимость	Смешивается в воде в любых пропорциях
Пожароопасность	не воспламеняется
Токсичность	нетоксичен, при обращении особых мер предосторожности не требуется
Коррозионноактивность	не вызывает коррозии

Назначение

ИКСИН-Л может использоваться в качестве первичного диспергатора в глинистых растворах на водной основе.

Предотвращает высокотемпературное гелеобразование. Способен снижать реологические характеристики в малоизвестковом буровом растворе (содержание извести до 8 кг/м³) - эффективную и пластическую вязкость, динамическое и статическое напряжение сдвига.

ИКСИН-Л приобретает особую ценность в тех местах, где применение хромсодержащих (ФХЛС, ХЛС) диспергаторов запрещено в экологически чувствительных зонах.

Применение

Обычно **ИКСИН-Л** эффективен при дозировках в пределах 0,7 - 2,9 кг/м³. Жидкий продукт вводится в приемную емкость или подается равномерно по циркуляции.

Расфасовка

ИКСИН-Л обычно поставляется в 25-л канистрах или в 200-л металлических бочках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКСИН-О (ИКТНІН О)

ИКСИН-О представляет собой органический диспергатор (разжижитель), используемый в буровых растворах на водной основе.

Химическая природа

Водный раствор комплексона органического происхождения.

Характеристики продукта

Внешний вид	Жидкость бледно-соломенного цвета со слабым кислотным запахом
Плотность, г/см ³	1,25
Содержание основного вещества, %, мас., не менее	50
Растворимость	смешивается с водой в любых пропорциях
ПДК в водоемах, мг/л	0,9
Токсичность	класс опасности 4

Продукт соответствует ТУ 6-09-20-174-90

Назначение

ИКСИН-О применяется как эффективный разжижитель в водных буровых растворах на пресной основе. В водных растворах на глинистой основе способствует снижению показателя фильтрации.

Применение

ИКСИН-О эффективен в пределах 0,5 - 2 кг/м³ товарного продукта. Подается в блок приготовления раствора или равномерно по циркуляции бурового раствора.

Расфасовка

ИКСИН-О поставляется в 50-л полиэтиленовых бочонках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ДЕСКО (DESCO)

Введение

ДЕСКО - многофункциональный реагент, представляющий собой эффективный дисперсант для всех типов буровых растворов на водной основе. **ДЕСКО** - один из лучших продуктов для реологического контроля недиспергированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы.

Химическая природа

Соединение сульфометилированного танина, при отсутствии хромсодержащих веществ.

Характеристики продукта

Внешний вид	Мелкий красновато-коричневый порошок с незначительными белыми вкраплениями
Плотность по отношению к воде, г/см ³	1,5 - 1,7
Содержание активного вещества, % масс.	100
Растворимость	
в пресной воде	Растворим
в морской воде	Растворим
Максимальная рабочая температура применения, °С	176
Диапазон применения рН	6 – 14
Содержание сульфата железа, % масс	≤ 10

Назначение

ДЕСКО, являясь многоцелевым дисперсантом (дефлокулянт) в буровых растворах на водной основе, совместим со всеми широко используемыми реагентами. Оптимальные добавки **ДЕСКО** значительно ниже, чем при применении лигносульфонатов. **ДЕСКО** эффективен для регулирования статического напряжения сдвига бурового раствора, не уменьшая нижнего предела текучести, что свойственно лигносульфонатам. Достоинством **ДЕСКО** является его применимость в широком диапазоне рН 6 - 14, а также то, что для активизации реагента не требуется добавления каустической соды. Эффективен в системах буровых растворов с низкими значениями рН при бурении вязких глин.

ДЕСКО обладает ингибирующими свойствами - снижает коррозию, вызываемую многими буровыми растворами. В диапазоне 0,3 - 0,7 кг/м³ действует как антивспениватель в соленых буровых растворах.

Применение

ДЕСКО в различных системах бурового раствора обычно применяется в диапазоне 0,7 - 8,5 кг/м³. В буровых растворах с низким значением рН применяется в количестве - 2,8 - 17 кг/м³. Вводится обычно через воронку без затруднений. При работе с **ДЕСКО** персоналу рекомендуется иметь защитную одежду, перчатки, защитные очки и респиратор.

Расфасовка

ДЕСКО поставляется в многослойных бумажных мешках массой 25 фунтов или 11,3 кг.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКЛИГ (IKLIG)

Введение

ИКЛИГ является диспергатором, разжижителем буровых растворов на водной основе.

Химическая природа

Сульфированный лигнин.

Физические и химические свойства

Внешний вид	мучнистый порошок от светло- до темно-коричневого цвета
Массовая доля основного вещества, %	67,03
Массовая доля влаги, %	3 - 5
РН	6,0 – 7,0
Предел прочности при расширении Высушенных образцов, мПа (кг/см ²)	0,88

Продукт соответствует Российскому ТУ 13-0281036-15-90.

Упаковка

ИКЛИГ поставляется в 20 - 25 кг многослойных бумажных мешках с внутренним полиэтиленовым покрытием.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКЛИГ-1 (IKLIG 1)

Введение

ИКЛИГ-1 представляет собой продукт взаимодействия лигносульфоната с серноокислым железом и бихроматом натрия или калия.

Химическая природа

ИКЛИГ-1 является солью железа и хрома очищенного лигносульфоната.

Характеристики продукта

Внешний вид	порошок темно-коричневого цвета
Насыпная плотность, кг/м ³	650 - 700
Влажность, %	5 - 7
Содержание, %:	
– сухого вещества	93,0 ± 2,0
– нерастворимых веществ	1
– железа, Fe	5,0 ± 0,5
– хрома, Cr	2,3 ± 0,3
– кальция, Ca	0,4
– натрия, Na	7
pH (10%-ный раствор)	3 - 4
Термостабильность буровых растворов, обработанных ИКЛИГ-1 :	
Пресных	до 175 ^o C
Минерализованных (10 - 15% NaCl)	до 150 ^o C
Растворимость в воде, %	90

Продукт соответствует Российскому **ТУ 39-01-08-348-90** и спецификации ОСМА / DFSP-8.

Назначение

ИКЛИГ-1 предназначен для снижения вязкости и статического напряжения сдвига пресных, гипсовых, известковых, хлоркалиевых, калиевых и минерализованных буровых растворов в широком диапазоне температур.

ИКЛИГ-1 снижает показатель фильтрации этих растворов. Он совместим с большинством реагентов.

В присутствии **ИКЛИГ-1** нефть легко эмульгируется без введения специальных эмульгаторов.

Пенообразующая способность **ИКЛИГ-1** выражена слабо. При необходимости в буровой раствор вводится пеногаситель.

Применение

ИКЛИГ-1 применяют в сухом или жидком (10 - 15% водный раствор) виде.

Оптимальная добавка **ИКЛИГ-1** при первичной обработке бурового раствора составляет 2 - 3% (в пересчете на сухое вещество) и 0,2 - 0,5% при последующих обработках.

В сухом виде **ИКЛИГ-1** вводится через гидроворонку.

Упаковка

ИКЛИГ-1 поставляется в 25 кг многослойных бумажных мешках (крафт-мешки).

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ХРОМПИК

Дихромат натрия, дегидрат (хромпик, натрия бихромат технический) используется в качестве ингибитора коррозии, а также как добавка, предотвращающая высокотемпературное застудневание.

Химическая природа

$\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Молекулярная масса = 298,0.

Характеристика продукта

Внешний вид	Неслеживающиеся кристаллы от ярко-оранжевого до ярко-красного цвета
Плотность, г/см ³	2,53
Массовая доля $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, % не менее	98,9
Массовая доля сульфатов в пересчете на SO_4 , % не более	0,1
Массовая доля хлоридов в пересчете на Cl , % не более	0,2
Массовая доля нерастворимого в воде остатка, % не более	0,01
pH водного раствора	не ниже 3,5

Назначение

Ион двуххромовокислого остатка действует в качестве дефлокулянта, расширяющего пределы действия органических диспергаторов (таких, как лигниты и лигносульфонаты), в результате чего уменьшается высокотемпературное застудневание в бентонитовых системах. Благодаря этому достигается понижение концентрации требующихся диспергаторов. Дихромат натрия образует инертное поверхностное покрытие оксида феррохрома на стальных поверхностях, и поэтому используется в качестве ингибитора коррозии.

Применение

Дихромат натрия используется в качестве диспергатора, добавляется из расчета 0,3 - 1,4 кг/м³. В качестве ингибитора коррозии- 2-3 кг/м³.

Упаковка

Дихромат натрия поставляется в стальных барабанах по 50 и 100 кг или в четырех-пятислойных бумажных мешках по 50кг с полиэтиленовым вкладышем.

4.5. Вспомогательные и дополнительные реагенты

ИКД

ИКЛУБ

ИККОР

ИКБАК

ИКДЕФОМ-С

ИКДЕФОМ-Л

ИКФАК

ИКФ-10

ИКФРИ

ЖС-7

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТ КАЧЕСТВА ИКФ

ИКД (IKD)

Буровой детергент

Введение

ИКД представляет собой смесь специфических биоразложимых неионогенных ПАВ, оказывающих комбинированное детергирующее/смачивающее и диспергирующее действие.

Химическая природа

Смесь ПАВ, углеводорода и производных

Физические и химические характеристики

Внешний вид	прозрачная жидкость
Запах	легкий спиртовой
Плотность	1,00 +/- 0,02
Электрозаряженность	неионогенный
Биоразложимость	Свыше 80 % по стандарту ЕЭС
Растворимость	растворим в воде при комн.температуре
РН	6,5 +/- 1

Область применения

Применение ИКД позволяет достичь следующих результатов:

- * очень низкое поверхностное натяжение для улучшения смачивающего эффекта, поверхностное натяжение до 30 д/см² при 0,1% растворении в воде;
- * хорошие эмульгирующие свойства для нефтей и жирных продуктов;

ИКД способствует снижению налипания породы на долото и стабилизаторы, т.е. эффективно предупреждает сальникообразование.

ПАВ, входящие в состав ИКД, не создают вспенивания при нормальной температуре бурения. В некоторых случаях это помогает решить проблему вспенивания на поверхности.

ИКД рекомендуется использовать в концентрациях от 0,5 до 1 л/м³ бурового раствора в зависимости от условий.

Реагент может использоваться:

- * во всех типах буровых растворов, а также в соленых и соленасыщенных системах, т.к. его воздействие усиливается наличием соли и кальция;
- * при необходимости применять экологически чистые продукты.

Упаковка

ИКД поставляется в 200-литровых бочках, 25-литровых бочонках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКЛУБ (IKLUBE)

ИКЛУБ представляет собой смазывающую добавку для буровых растворов, улучшающую их характеристики. Продукт применяется в различных системах буровых растворов на водной основе.

Химическая природа

ИКЛУБ - анионная смесь жиров и специальных добавок.

Физические и химические свойства

Внешний вид	слегка вязкая жидкость
Цвет	светло-желтый
pH	8,0 - 9,0
Плотность при 20 ^o C, г/см ³	около 1
Температура воспламенения, ^o C	> 65
Растворимость	растворим в воде, диспергируется в морской воде

Продукт нетоксичен, не загрязняет окружающую среду, биоразлагаем.

Применение

ИКЛУБ адсорбируется на металлических поверхностях, образуя прочную смазывающую пленку. Снижает изнашивание материала при трении и продлевает срок эксплуатации оборудования. Наиболее целесообразно применение **ИКЛУБ** в сильно отклоненных от вертикали скважинах для снижения моментных нагрузок на бурильную колонну и сопротивления срезывающему усилию. Значительно уменьшает вероятность дифференциального прихвата.

Конкретная рецептура подбирается на месте в зависимости от складывающейся ситуации в скважине.

Обработка

ИКЛУБ добавляется напрямую в рабочий мерник в течение одной или двух циркуляций в количестве от 4 до 15 л/м³.

Упаковка

ИКЛУБ поставляется в 200-литровых бочках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИККОР (IKCOR)

Введение

Ингибитор коррозии **ИККОР** предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от сероводородной коррозии в средах с высоким содержанием H_2S в присутствии CO_2 .

Химическая природа

Модификация первичных алифатических аминов нормального строения в смеси растворителей.

Физические и химические характеристики

1. Внешний вид	- жидкость от светло-желтого до коричневого цвета
2. Плотность, г/см ³	- 0,89
3. Кинематическая вязкость Ингибитора, мм ² /с (сантистокс) При 20 ⁰ С, не более при минус 45 ⁰ С, не более	- 50 - 500
4. Температура застывания, ⁰ С, не выше	- минус 30
5. Удельный расход ингибитора, обеспечивающий Эффект защиты не менее 90% в средах, содержащих растворенные H_2S и CO_2 , г/м ³ не более	- 15 - 20
5. Растворимость в воде в нефти	- диспергирует - растворяется

Продукт по своим техническим характеристикам соответствует ТУ 39-12966038-001-92..

Применение

Дозировка ингибитора и способ обработки им оборудования определяются по результатам пилотных испытаний на конкретном объекте.

Система подачи ингибитора в защищаемую систему должна обеспечивать равномерное распределение ингибитора в транспортируемой жидкости в рабочей среде.

Меры безопасности и способ хранения

По степени воздействия на организм в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 относится к 3-му классу опасности.

ИККОР относится к ЛВЖ (легко воспламеняющимся жидкостям) по ГОСТ 19433-88 : класс 3, подкласс 3.3.)

Температура вспышки в закрытом тигле, ⁰ С	23
Стандартная температура самовоспламенения, ⁰ С	320

Хранить **ИККОР** необходимо в закрытых складских помещениях или под навесом, чтобы на продукт не попадали прямые солнечные лучи. Площадка хранения должна иметь надпись «Огнеопасно».

Упаковка

ИККОР поставляется в 200-л стальных бочках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКБАК (ИКВАС) Бактерицид

Введение

Бактерицид ИКБАК является смесью органических веществ и катионных производных в водном растворе.

Характеристики продукта

Внешний вид	Прозрачная жидкость
Плотность при 20 ⁰ С , г/см ³	1,03
pH	3 - 5
Растворимость	растворим в воде, спиртах, нерастворим в углеводородах

Назначение

ИКБАК является синергетическим продуктом с превосходными бактерицидными, дезинфицирующими и замедляющими процесс коррозии свойствами. Рекомендуется для использования в системах закачивания воды, емкостях для хранения, при проведении гидроиспытаний трубопроводов, а также для предотвращения брожения в буровых растворах. Может также применяться для стерилизации пакерных жидкостей или нагнетаемых агентов на водной основе.

Применение

ИКБАК используется в буровых растворах на водной основе в качестве бактерицида широкого спектра действия. Начальная обработка - 0,3 - 1,0 кг/м³ . При такой обработке обеспечивается полное уничтожение микроорганизмов. Поддерживающая обработка - в количестве 10% от первоначальной.

ИКБАК также дает превосходные результаты при перекачке нефтепродуктов.

ИКБАК имеет кислотную природу. Следовательно, емкости для хранения продукта должны быть изготовлены из материалов, устойчивых к воздействию кислоты (нержавеющая сталь, полиэтилен, стекловолокно и т.д.).

Упаковка

ИКБАК поставляется в 25-л полиэтиленовых канистрах.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКДЕФОМ-С (IKDEFOAM S)

ИКДЕФОМ-С представляет собой поверхностно-активное вещество (ПАВ), используемое как высокоэффективный пеногаситель в растворах на водной основе.

Химическая природа

Стеариновокислый алюминий Al (C₁₈H₃₅O₂)₃

Физические и химические характеристики

Внешний вид	порошок белого цвета с жирным запахом
Плотность, г/см ³	1,02
Насыпной вес, кг/м ³	350
Растворимость	нерастворим в воде, растворим в нефти

Назначение

ИКДЕФОМ-С используется в качестве эффективного пеногасителя для буровых растворов на водной основе, в особенности обработанных лигносульфонатами.

Применение

Для обеспечения необходимой пенозащиты следует обрабатывать из расчета 0,2-0,4 кг/м³ раствора. Поскольку стеариновокислый алюминий нерастворим в воде, его следует предварительно растворить в дизельном топливе из расчета 1-2 кг на 10 литров.

Расфасовка

ИКДЕФОМ-С поставляется в 20-кг бумажных многослойных мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКДЕФОМ-Л (IKDEFOAM L)

ИКДЕФОМ-Л является универсальным пеногасителем, применяемым в широком диапазоне буровых операций, в т.ч. для подавления пенообразования в буровых растворах на водной основе.

Химическая природа

Смесь неионогенных ПАВ, синтетических полимеров, совместимых с другими компонентами бурового раствора.

Характеристики продукта

Внешний вид	жидкость бледно-соломенного цвета
Плотность, г/см ³	0,87 - 0,89
Растворимость	диспергируется в воде

Назначение

ИКДЕФОМ Л используется для подавления пенообразования во всех типах буровых растворов на водной основе. При применении он технологичен, легко разливается и без труда дозируется. Остается эффективным при высоких температурах, применим в широком диапазоне значений pH.

Применение

Поскольку пеногашение является сложным физико-химическим процессом, перед практическим его применением требуется проведение пилотных испытаний. Всегда следует проводить предварительные испытания в диапазоне дозировок 0,5 - 3,0 кг/м³.

Рекомендуемая дозировка и частота обработки будут зависеть от интенсивности вспенивания, тем не менее, в большинстве случаев, эффективные концентрации дозировок составляют 0,5 - 0,7 кг/м³.

Упаковка

ИКДЕФОМ-Л поставляется в 25-л канистрах или в 200-л бочках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКФАК (ИКФАС)

Введение

ИКФАК представляет собой высокоэффективную поверхностно-активную добавку, используемую во избежание закупоривания пор водой в малопроницаемых и истощенных пластах.

Химическая природа

ИКФАК представляет собой композицию, содержащую неионогенные поверхностно-активные вещества, углеводородный растворитель и фторсодержащие ПАВ.

Физические и химические характеристики

Внешний вид	однородная жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета
Плотность, г/см ³	0,9
Массовая доля активной основы, % в пределах	25 - 39
Температура застывания, °С, не выше	минус 40

Применение

ИКФАК используется в буровых растворах на водной основе для повышения качества вскрытия продуктивных пластов. Реагент также применяется в жидкостях для освоения и ремонта скважин.

ИКФАК повышает проводимость каналов продуктивного пласта по нефти за счет эффективной гидрофобизации стенок каналов пласта.

Обработка

Оптимальная добавка:

- для пресных систем - 1,5 - 2,0 кг/м³
- для минерализованных систем 3 - 5 кг/м³

Меры безопасности

ИКФАК относится к группе легковоспламеняющихся жидкостей. Температура вспышки - 22°С. Температура самовоспламенения - 410 °С.

По степени воздействия на организм относится к 3-му классу опасных веществ.

Упаковка

ИКФАК поставляется в 200л бочках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКФ-10 **(ИКФ-10)**

Введение

ИКФ-10 - эффективный ингибитор термоокислительной деструкции полисахаридных реагентов (биополимер, крахмал, КМЦ, ПАК и др.)

Физические и химические свойства

Внешний вид	Белый порошок
Удельный вес, г/см ³	1,92
Температура плавления	250 ⁰ С, не горит, не взрывается
Растворимость	хорошо растворим в воде и рассолах

Применение

Повышает термостойкость полисахаридных реагентов до 140 - 150⁰С в буровых растворах и жидкостях для заканчивания и ремонта скважин. За счет повышения термостойкости сокращается расход полимерных реагентов и повышается стабильность свойств буровых растворов во времени как при высоких, так и при умеренных (90-100⁰С) температурах.

Обработка

Оптимальная добавка **ИКФ-10** зависит от величины забойной температуры и колеблется в пределах от 5 до 50 кг/м³. Добавляется в раствор в сухом виде и в виде водных растворов.

Упаковка

ИКФ-10 поставляется в пластиковых или бумажных 25-30 кг мешках с полиэтиленовым вкладышем.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКФРИ (IKFREE)

Введение

ИКФРИ - это уникальная смесь химреагентов, предназначенная для освобождения прихваченных бурильных труб, а также для приготовления буферных и вытесняющих жидкостей.

Химическая природа

Смесь ПАВ, углеводородных и кислородсодержащих растворителей, и регулятора вязкости минерального типа. Фактически это смесь эмульгаторов для приготовления гидрофобной эмульсии любой плотности за счет утяжелителя.

Физические и химические характеристики

Внешний вид	Непрозрачная жидкость цвета хаки
Удельный вес, кг/л	1,04-1,06
Вязкость, сП	10-20
Температура вспышки (в закрытой чашке), °С	61
Температура вспышки (в открытой чашке), °С	74
Растворимость	Нерастворим в воде, легко диспергируется в минеральных маслах и растворителях.

Применение

Оптимальная добавка реагента составляет 60 – 100 л на 1 м³ гидрофобной эмульсии.

Упаковка

ИКФРИ поставляется в 200-л стальных бочках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ЖС-7

Введение

Реагент **ЖС-7** предназначен для нейтрализации сероводорода во всех типах буровых растворов.

Химическая природа

Fe_2O_3 -оксид железа (железный сурик), молекулярная масса = 159,7 у.е.

Физические и химические характеристики

1. Внешний вид - мелкодисперсный порошок кирпично-красного цвета
2. Плотность, г/см³ - 4,1 - 4,3
3. Содержание влаги, % масс. - не более 1
4. Поглощительная способность H_2S / ЖС-7 - не менее 0,2 мг/мг за 1 час реакции

Продукт соответствует ТУ 14-15-132-84

Назначение

Реагент применяется в качестве добавки к буровым растворам при содержании H_2S в попутном газе до 50% или при насыщении нефтяного флюида сероводородом до 5000 мг/л. Совместим с буровыми растворами всех типов. В буровом растворе реагент активно взаимодействует с H_2S , образуя нерастворимые соединения типа пирита FeS_2 , и предотвращает выход на дневную поверхность свободного H_2S .

Применение

Количество вводимого **ЖС-7** определяется условиями бурения и ожидаемой концентрацией сероводорода в пластовом флюиде. Величину добавки рассчитывают по номограмме. При обработке буровых растворов реагентом **ЖС-7** необходимо контролировать значение pH водной фазы, оно должно быть не менее 7. Для поддержания pH = 8-10 в растворах на водной основе необходимо на каждые 50кг **ЖС-7** добавлять 0,7 - 0,8кг извести или 0,3 - 0,4кг каустической соды. Ввод **ЖС-7** осуществляется через фрезерно-струйную мельницу или через гидроворонку. Реагент **ЖС-7** надежно показал себя при бурении на Тенгизском месторождении в Казахстане.

Упаковка

ЖС-7 поставляется в мягких контейнерах типа «Big Bag» массой нетто 650-700 кг и многослойных бумажных мешках весом 30 кг.

4.6. Реагенты для растворов на углеводородной основе

ИКМУЛ

ИКФЛЮИД

ИКСОРФ

ИКТОН

ИКЛОС

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКМУЛ (IKMUL)

ИКМУЛ представляет собой первичный эмульгатор в системе ИКИНВЕРТ.

Химическая природа

Производное жирных кислот.

Характеристики

Внешний вид	Темная красно-коричневая жидкость
Удельный вес, кг/м ³	0,90
Температура вспышки, °С	выше 68
Температура замерзания, °С	- 5

Назначение

ИКМУЛ представляет собой высококонцентрированный эмульгатор, легко диспергирующийся в нефти. Он образует чрезвычайно прочные эмульсии, с высокой устойчивостью по отношению к электрическому пробую, и является в высшей степени экономичным. Он остается устойчивым до температур 175⁰С в полевых условиях.

Применение

В системе ИКИНВЕРТ оптимальная добавка ИКМУЛ составляет 10 - 20 кг/м³.

Расфасовка

ИКМУЛ обычно поставляется в 200-л стальных бочках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКФЛЮИД (IKFLUID)

ИКФЛЮИД представляет собой стабилизатор эмульсии и понизитель водоотдачи в системе ИКИНВЕРТ.

Химическая природа

Суспензия пека в жирной кислоте и органических растворителях.

Характеристики

Внешний вид	Белая жидкость со слабым смолистым запахом
Удельный вес, кг/м ³	0,9
Температура вспышки	выше 77 ⁰ С (в открытой чашке)
Температура замерзания, ⁰ С	- 5

Назначение

ИКФЛЮИД является эффективным понизителем вязкости для инвертно-эмульсионных систем. Он также действует как вторичный эмульгатор и повышает устойчивость эмульсии к электрическому пробую.

ИКФЛЮИД проявляет великолепную термическую устойчивость и хорошо функционирует при температурах до 260⁰С.

Применение

Обычно достаточно добавки в пределах 3 - 14 л/м³.

Расфасовка

ИКФЛЮИД поставляется в 200-л бочках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКСОРФ (IKSURF)

ИКСОРФ представляет собой нефтесмачивающий агент, предохраняющий систему ИКИНВЕРТ от смачиваемых водой гидрофильных твердых частиц.

Химическая природа

Смесь жирной имидазолиновой соли с органическим сульфонатом кальция.

Характеристики

Внешний вид	Густая жидкость или паста желто-коричневого или красно-коричневого цвета с довольно сильным жирным запахом.
Удельный вес, кг/м ³	0,92
Температура вспышки, °С (в открытой чашке)	72
Температура замерзания, °С	5

Назначение

ИКСОРФ эффективно модифицирует характеристики поверхностного слоя всех смачиваемых водой твердых частиц, поступающих в инвертно-эмульсионную систему, превращая их в смачиваемые нефтью.

Применение

Добавляется в пределах 3 - 6 л/м³. Следует избегать передозировки.

Расфасовка

ИКСОРФ обычно поставляется в 25-л или 200-л бочках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКТОН (ИКТОН)

Введение

ИКТОН представляет собой распускающуюся в нефти органофильную глину, являющуюся регулятором вязкости в растворах на нефтяной основе.

Химическая природа

Органически обработанная смектитовая глина.

Характеристики продукта

Внешний вид	тонкозернистый светло-желтый порошок без заметного запаха
Плотность, г/см ³	2,5

Назначение

ИКТОН является регулятором вязкости для всех растворов на нефтяной основе. Поверхность частиц глины специально обработана органической добавкой, которая прочно связывается с глиной и обеспечивает ее равномерное диспергирование в углеводородной фазе.

ИКТОН повышает значение предельного динамического напряжения сдвига бурового раствора. Продукт содержит 1 - 2% воды, которая удерживается в кристаллической решетке глины. Это обеспечивает хорошее структурообразование, и поэтому **ИКТОН** позволяет получить довольно сильно возрастающие со временем значения статического напряжения сдвига.

ИКТОН остается устойчивым до 260⁰С.

Применение

ИКТОН добавляется в количестве 9 - 29 кг/м³. Точная дозировка будет зависеть от типа используемого углеводорода, водонефтяного фактора, а также от плотности бурового раствора и требуемого значения напряжения сдвига.

Расфасовка

ИКТОН поставляется в 25-кг многослойных бумажных мешках.

ВЫПИСКА ИЗ СЕРТИФИКАТА КАЧЕСТВА ИКФ

ИКЛОС (IKLOSS)

ИКЛОС является высокоэффективным понизителем водоотдачи и вторичным эмульгатором в системе ИКИНВЕРТ.

Химическая природа

Олеофильный гумат.

Физические и химические свойства

Внешний вид	тонкозернистый черный порошок
Плотность, г/см ³	1,75
Растворимость	нерастворим в воде, частично растворим в нефти

Назначение

ИКЛОС используется в инвертно-эмульсионной системе ИКИНВЕРТ в качестве первичного понизителя водоотдачи. Он также обладает вторичным эмульгирующим действием. Продукт является особенно эффективным при удалении следов воды из фильтрата при высоких температурах и давлении. В полевых условиях устойчив до 200^oC.

Применение

ИКЛОС следует добавлять в соотношении 5 - 17 кг/м³, или в количестве, необходимом для контроля водоотдачи.

Расфасовка

ИКЛОС поставляется в 25-кг бумажных мешках.

ГЛАВА V

Системы буровых растворов

В этом разделе приведена информация о назначении, методах приготовления и регулирования свойств основных систем буровых растворов, применяемых при бурении скважин в различных геологических условиях.

Повторно приведены (глава IV) краткие сведения о функциональном назначении каждого реагента и материала, ожидаемые виды загрязнений растворов и методы корректирования свойств раствора в этих ситуациях; дана технология приготовления растворов, включающая последовательность добавления компонентов и время перемешивания после ввода каждого.

Особое внимание уделяется специальным системам буровых растворов, от которых в значительной степени зависят конечные технико-экономические результаты строительства скважины.

Важным разделом является технология обработки раствора в промышленных условиях, включающая использование комбинированных реагентов, их состав и технологию применения в зависимости от темпа углубления скважины.

5.1. Бентонитовый раствор для забуривания скважин (Бурение под кондуктор)

Верхняя часть разреза скважины обычно представлена слабосцементированными песками, глинами и песчаниками. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Важной особенностью при выполнении этой работы является качество бентонита, применяемого для приготовления раствора. ОАО «ИКФ» поставляет высококачественный бентонит, отвечающий API стандарту, выход раствора из 1тн этого бентонита составляет 18-20м³, а время приготовления исходного раствора - 1,5-2 часа.

Состав раствора № 5.1., кг/м³

Бентонит	50 - 60
Na ₂ CO ₃	1
NaOH	1
ИКД	1

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,05
Условная вязкость, сек	40 - 50

Пластическая вязкость, сПз	8 - 10
ДНС, дПа	60 - 100
СНС _{0/10} , дПа	30 - 60/50 - 100
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	10 - 12
pH	9

Технология приготовления

В воду затворения добавляют кальцинированную и каустическую соды и через смесительную воронку вводят бентонит. После перемешивания в течение 1,5 - 2 часов раствор готов.

5.2. Бентонитовый раствор для бурения вечной мерзлоты (Бурение под кондуктор)

Отложения вечной мерзлоты представлены песками и глинами, сцементированными льдом. При промывке скважины раствором с положительной температурой происходит растепление выбуренной породы и стенок скважины с образованием больших каверн. При этом происходит сильное разбавление раствора с резким падением вязкости и СНС. Для поддержания структурно-механических свойств на заданном уровне расходуется большое количество бентонита и раствора в целом, а иногда возникают и осложнения, связанные с кавернами. Одновременно из мерзлоты в раствор попадает большое количество песка, и появляются проблемы с очисткой раствора.

В ОАО «ИКФ» разработан простой по составу специальный раствор для бурения в условиях вечной мерзлоты.

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 10сек, 1 минуту и 10 минут покоя являются достаточно высокими и мало отличаются между собой.

При таком растворе у стенок скважины, особенно в кавернах, образуются застойные зоны, за счет чего резко снижается темп растепления стенок скважины, уменьшается размер каверн и интенсивность разбавления раствора.

Опыт показывает, что с применением такого раствора при забурировании вечной мерзлоты почти не требуются дополнительные обработки раствора бентонитом, снижается расход материалов и снижаются затраты времени на осложнения, связанные с кавернообразованием.

Состав раствора № 5.2, кг/м³

Бентонит	50
Na ₂ CO ₃	1
NaOH	1

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,04
Пластическая вязкость, сПз	6
ДНС, дПа	60
СНС _{0/1/10} , дПа	70/100/180
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	14,5
pH	9,5

Состав раствора № 5.2.1

Раствор №6.2 + 3кг/м³ NaCl.

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,04
Пластическая вязкость, сПз	9
ДНС, дПа	220
СНС _{0/1/10} , дПа	200/220/260
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	14
pH	9,2

5.3 Полимер –бentonитовый раствор для массового бурения

Эта система должна отличаться простотой приготовления, низкой стоимостью, малой чувствительностью к разбуриваемым породам и совместимостью с другими дополнительными реагентами (разжижители, смазывающие добавки). К таковым относятся пресные бентонитовые растворы на основе полисахаридных полимеров и системы на основе лигносульфонатных реагентов.

Состав раствора № 5.3, кг/м³

Бентонит	30 - 40
Na ₂ CO ₃	0,5 – 1,0
NaOH	0,5
КМЦ LV (HVT)	5
ИКД	1
ИКЛУБ	3 - 5
ИКСИН - O(1)	1
ИКДЕФОМ	0,2
ИКСТАБ-L	0,2 - 0,5
ИККАРБ-75/150	50 - 100

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,04 - 1,10
Условная вязкость, сек	20 - 35
Пластическая вязкость, сПз	10 - 18
ДНС, дПа	40 - 80

СНС _{0/10} , дПа	10 - 30/20 - 60
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	6 - 10
pH	8 - 9

Назначение реагентов

Бентонит - структурообразователь, регулятор водоотдачи.

Na₂CO₃ - реагент для связывания ионов Ca Mg.

NaOH – регулятор pH.

КМЦ-LV (HVT) - регулятор водоотдачи.

ИКД - буровой детергент, ПАВ, предупреждающий сальникообразование.

ИКЛУБ - смазывающая добавка.

ИКСИН - О(1) – разжижители типа акрилатных олигомеров, НТФ, ОЭДФ, ИКЛИГ-1 и др.

ИКДЕФОМ - пеногаситель.

ИКСТАБ-L – флокулянт, частично гидролизированный полиакриламид.

ИККАРБ-75/150 – карбонатный утяжелитель из мрамора фракций 75 и 150мкм.

Технология приготовления и обработки раствора

В воду затворения добавляют в нужном количестве кальцинированную и каустическую соду, и через гидроворонку вводят бентонит. Через 1 час перемешивания вводят КМЦ с темпом 8-10 минут/мешок, а затем добавляются все остальные реагенты.

ИКСИН и ИКДЕФОМ вводятся в буровой раствор периодически, по мере необходимости. ИКСТАБ-L вводится в раствор при бурении для флокуляции выбуренной породы и, следовательно, для повышения качества механической очистки раствора. Одновременно ИКСТАБ-L обеспечивает частичное ингибирование неустойчивых глин.

5.4 Полимер – бентонитовый раствор на основе лигносульфонатов

В отличие от системы 5.3 в этом растворе два полимерных регулятора водоотдачи КМЦ и ИКЛИГ-2. Этот раствор технологически более совершенен. ИКЛИГ-2 - универсальный реагент, регулятор водоотдачи и умеренный разжижитель. Кроме того, фильтрационная корка раствора, содержащего лигносульфонатные реагенты, обладает низким напряжением сдвига, в результате чего снижается вероятность прихвата, так как уменьшается коэффициент трения бурильной колонны о стенку скважины.

Лигносульфонатные реагенты являются хорошими эмульгаторами. В присутствии реагента ИКЛИГ-2 эффективными являются разжижающие обработки известью и хромпиком. Низкомолекулярные фракции ИКГЛИК-2 положительно влияют на качество вскрытия продуктивного пласта.

К недостаткам ИКЛИГ-2 относятся высокая пенообразующая способность и большой расход при сравнительно низкой стоимости этого реагента.

Состав раствора № 5.4, кг/м³

Бентонит	30 - 40
Na ₂ CO ₃	1,0
NaOH	1,0
ИКГЛИК-2	10 - 20
КМЦ LV (HVT)	3 - 5
ИКД	1
ИКЛУБ	3 - 5
ИКЛИГ-1	1 - 2
ИКДЕФОМ	0,3
ИКСТАБ-L	0,2 - 0,5
ИККАРБ-75/150	50 - 100

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,04 - 1,10
Условная вязкость, сек	20 - 30
Пластическая вязкость, сПз	10 - 18
ДНС, дПа	40 - 80
СНС _{0/10} , дПа	10 - 20/20 - 40
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	7 - 9
pH	8 - 9

Назначение реагентов

Бентонит - структурообразователь, регулятор водоотдачи.

Na₂CO₃ - реагент для связывания ионов Ca Mg.

NaOH – регулятор pH.

КМЦ-LV (HVT) - регулятор водоотдачи.

ИКЛИГ-2 - регулятор водоотдачи, умеренный разжижитель.

ИКЛИГ-1 – разжижитель.

ИКД - буровой детергент, ПАВ, предупреждающий кальциеобразование.

ИКЛУБ - смазывающая добавка.

ИКДЕФОМ - пеногаситель.

ИКСТАБ-L – флокулянт, частично гидролизированный полиакриламид.

ИККАРБ-75/150 – карбонатный утяжелитель из мрамора фракций 75 и 150мкм.

Технология приготовления раствора

К воде затворения добавляются каустическая и кальцинированная сода, и через воронку вводится бентонит, через 1 час перемешивания вводятся КМЦ, ИКЛИГ-2, ИКДЕФОМ. Через 1 час перемешивания раствор готов.

При бурении для пополнения объема к циркулирующему раствору добавляются КР следующего состава, кг/м³:

Na ₂ CO ₃	1
NaOH	1
ИКЛИГ-2	10 - 20
КМЦ LV	3 - 5
ИКДЕФОМ	0,3

Остальные реагенты, по мере необходимости, могут быть добавлены в буровой раствор КР, который потом вводится в циркулирующий раствор при бурении или промывках.

§ 1. Ингибирующие буровые растворы

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.

В настоящее время уровень знаний и практических достижений в этой области таков, что проблема бурения в неустойчивых глинах практически не существует. Успех предупреждения осыпей и обвалов глинистых пород в различных геологических условиях полностью зависит от правильного выбора типа бурового раствора, его состава и свойств.

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.

Рассмотрим последовательно действие обоих факторов.

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. Это достигается с 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. Во-первых, он подавляет процесс набухания глин, адсорбируясь в достаточном количестве на базальных плоскостях, и полностью нейтрализует заряд поверхности. Ион калия является практически негидратируемым катионом, за счет чего достигается надежная коагуляция плоскостей глины. Во-вторых, малый размер гидратированного катиона калия позволяет ему проникать в особые места кристаллической решетки глин и необратимо нейтрализовать отрицательный заряд поверхности глины. В результате такого химического взаимодействия происходят изменения минералогической природы глин, которые превращаются в водонечувствительный минерал – довольно хорошо окристаллизованную гидрослюда. Этот процесс практически необратим. Интенсивность такого процесса насыщения глины ионами калия зависит от концентрации данных ионов, примесей других солей, температуры и величины рН. 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 разбураиваемых 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 (ИКС-ТАБ), сульфированный асфальт (ИКМАК) и гликоли различного строения и молекулярного веса (ИКГЛИК). 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 удастся избежать осыпей неустойчивых глин даже в особо сложных геологических условиях.

Для приготовления и регулирования свойств калиевых растворов используются стандартные солестойкие реагенты, наиболее эффективными из них являются полисахариды семейства ПАК.

Аналогичные явления и физико-химические процессы происходят также при взаимодействии неустойчивых глин с растворами на углеводородной основе (РУО). В полевых условиях безводных РУО не бывает, минимальное содержание воды в них составляет 5-8%. Прямого контакта проэмульгированных в РУО капелек воды нет, однако в этой среде достаточно активно может проходить процесс увлажнения глин, вплоть до и их осыпей. Перенос влаги из раствора в стенку скважины идет через пары воды, давление которых над раствором и глиной с естественной влажностью (3-5%) не одинаковы и, как правило, последнее оказывается ниже. В этих условиях для предупреждения увлажнения неустойчивых глин и их осыпей, необходимо сбалансировать давление паров воды над раствором и разбуриваемой глинистой породой. Для этого в водную фазу раствора на углеводородной основе вводят электролиты такие, как NaCl и CaCl_2 , в больших количествах, вплоть до насыщения. Это приводит к требуемому снижению давления паров воды над РУО (в 1,5-2 раза), предупреждению увлажнения с набуханием глин и их осыпей за счет физико-химического взаимодействия.

Не менее важным в проблеме устойчивости глин является и так называемый физический фактор.

Действие этого фактора проявляется при бурении в условиях АВПД 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 (1,12-1,2 г/см³) бывает достаточно для достижения физического баланса в скважине.

Вот почему, на основе имеющейся геологической информации о потенциально неустойчивых глинах в разрезе скважины необходимо правильно выбрать тип бурового раствора, ингибирующая активность которого должна

быть достаточна для данной породы. Если при бурении с промывкой таким раствором происходят осложнения из-за осыпей и обвалов глин, необходимо ступенчато повышать плотность раствора.

Далее, рассмотрим несколько составов и свойства ингибирующих калиевых растворов.

5.5. Калиевый-глинистый буровой раствор

Состав раствора, кг/м³

Бентонит	30 - 40
Na ₂ CO ₃	0,5
NaOH	1
KCl	50
ЭКОПАК R	2
ЭКОПАК SL	8
ИКЛУБ	3 - 5
ИКДЕФОМ	0,2
ИКСИН - О (1)	1
ИКД	1
ИККАРБ-75/150	50

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,06 – 1,10
Условная вязкость, сек	25 - 40
Пластическая вязкость, сПз	8 - 30
ДНС, дПа	60 - 100
СНС _{0/10} , дПа	10 - 20/20 - 50
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	6 - 8
pH	9 - 10
Содержание KCl в фильтрате не менее 4%.	

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.

Назначение реагентов

Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция, улучшает диспергирование глин.

Каустическая сода - регулятор pH

KCl - ингибитор глин.

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.

Технология приготовления раствора

В воду добавляют каустическую и кальцинированную соду. Концентрация кальцинированной соды колеблется в широком диапазоне в зависимости от содержания ионов кальция в воде затворения, которые необходимо связывать этой содой. Затем вводят бентонит и периодически перемешивают в течение часа. Вводят хлористый калий и перемешивают 5 минут. Затем добавляют ЭКОПАК R и SL и все остальные реагенты. После перемешивания в течение 1-1,5 часов раствор готов.

Во избежание образования комков в условиях скважины полимеры ЭКОПАК R и SL вводят через смесительную воронку со скоростью 7-10 минут мешок.

Загрязнение раствора

При бурении по глинам, содержание ионов калия в фильтрате раствора снижается за счет обменных реакций на глине. При этом темп снижения общего содержания хлоридов значительно ниже, то есть снижается соотношение $KCl:NaCl$ и ингибирующая активность раствора. В связи с этим требуется дополнительная обработка раствора хлористым калием, что может повлиять на свойства.

Для решения указанной задачи проводятся следующие опыты.

1. Загрязнение раствора глиной.

К раствору 5.5 добавить 30кг/м^3 порошка грубодисперсной глины, имитирующей по составу выбуренную глину, периодически перемешивать в течение часа, затем замерить свойства (раствор 5.5.1).

При такой обработке за счет высокого ингибирующего действия раствора вязкость особо не изменится, но содержание ионов калия в фильтрате понижается. Таким образом, следующим приемом по восстановлению состава раствора становится дополнительная обработка раствора № 5.5.1 хлористым калием в количестве 20кг/м^3 , который перемешивают 15-20 минут (раствор 5.5.2) и замеряют свойства, которые не должны особо измениться. Дополнительная обработка раствора № 5.5.2 ЭКОПАК-SL в количестве 2кг/м^3 после перемешивания (3-4 раза по 5 минут) в течение часа снимет все вопросы, включая выявление высокой разжижающей активности универсального реагента ЭКОПАК-SL.

Загрязнение калиевого раствора минерализованной пластовой водой не опасно, оно не вызовет особого изменения свойств, ибо сама система минерализована. Некоторый рост водоотдачи в этом случае легко восстановить дополнительной обработкой ЭКОПАК-R или SL (10-20 кг/м³). Появившиеся ионы кальция связываются кальцинированной содой в расчетном количестве.

5.6. 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 (130-140°С) 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, г/см ³	1,08
Условная вязкость, сек	30 - 40
Пластическая вязкость, сПз	8 - 12
ДНС, дПа	50 - 100
СНС _{0/10} , дПа	10 - 20/20 - 50
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	6 - 8
pH	9 - 10

Назначение реагентов

Бентонит - структурообразователь, регулятор водоотдачи.

NaOH - регулятор pH.

KCl - ингибитор глин.

ИКЛИГ-2 - регулятор водоотдачи, умеренный разжижитель.

ИКДЕФОМ - пеногаситель.

ИКЛУБ - смазывающая добавка.

ЭКОПАК-R(SL) - регулятор водоотдачи.

Технология приготовления

К воде затворения добавляют NaOH и бентонит, перемешивают 1 час, затем вводят остальные реагенты. Через 15-20 минут перемешивания раствор готов.

5.7 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 $pH_{кр}$ колеблется от 8,5 до 9,5, поэтому для поддержания свойств этого раствора на заданном уровне величину pH в системе регулируют 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. Процесс гидратации глин сопровождается поглощением каустической соды, 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 такого действия гуматов 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 $pH_{кр}$.

Методика определения $pH_{кр}$

К исходному раствору малыми порциями (по 0,2 - 0,3 см³) добавляют 10%-ную серную кислоту. После каждой добавки раствор 5 минут перемешивают и замеряют pH и любую вязкость или СНС. Когда раствор сильно загустеет построить график $AV(СНС) = f(pH)$ (рисунок 5.1.) $pH_{кр}$ определяют по кривой как начало резкого изменения $AV(СНС)$.

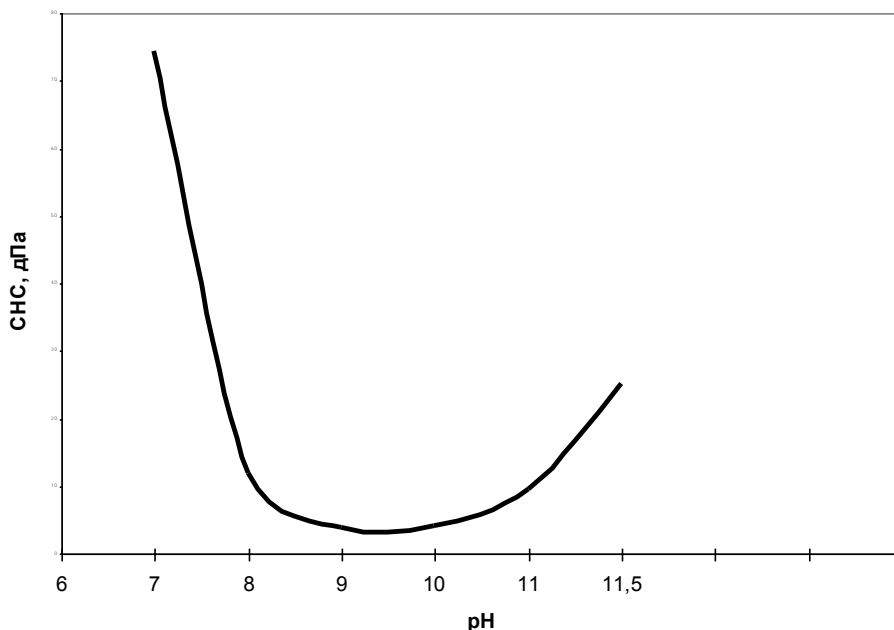


Рисунок 5.1

Знание $pH_{кр}$ необходимо для регулирования величины pH бурового раствора на безопасном требуемом уровне, то есть на 1 - 1,5 единицы выше чем $pH_{кр}$.

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, г/см ³	1,06
Условная вязкость, сек	25 - 30
Пластическая вязкость, сПз	10 - 15

ДНС, дПа	40 - 80
СНС _{0/10} , дПа	15 - 30/30 - 60
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	6 - 8
pH	10 - 11
pH _{кр}	8,5 - 9,5

Назначение реагентов

Бентонит - структурообразователь

ИКГУМ - регулятор водоотдачи, разжижитель, ингибитор глин.

ИКЛИК - 1 - разжижитель, регулятор свойств корки.

NaOH - регулятор pH.

KCl - ингибитор глин.

ИКЛУБ - смазывающая добавка.

ИКДЕФОМ - пеногоситель.

Технология приготовления ВИКР.

К воде добавляют бентонит, ИКГУМ, NaOH и ИКДЕФОМ, перемешивают 1 час, затем вводят KCl и все остальные реагенты, через 15 - 20 минут перемешивания раствор готов.

Основным недостатком системы ВИКР является отрицательное влияние фильтрата этого раствора на продуктивные пласты. Гуматы высаливаются из фильтрата в пласте также как в глинах за счет снижения величины pH вследствие адсорбционных и ионообменных реакций. Осажденные гуматы кольматируют продуктивный пласт, и проницаемость снижается в 2-4 раза.

Однако, в последнее время в бурении развивается тенденция применять для первичного вскрытия продуктивных пластов специальные жидкости типа ИКАРБ с полной заменой ранее применяемого раствора.

В связи с этим система ВИКР представляется весьма перспективной для бурения в неустойчивых глинах. Помимо высокой эффективности этот раствор отличается доступностью и низкой стоимостью основных реагентов и материалов.

5.8 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, поэтому большинство рецептур термостойких растворов содержат реагент ИКМАК.

В растворе, содержащем ИКМАК, значительно снижается наработка раствора при разбурировании 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 10-20кг/м³ можно получить ствол в неустойчивых глинах, диаметром близкий к номинальному.

Состав раствора, кг/м³

Бентонит	30 - 40
NaOH	1
Na ₂ CO ₃	1
KCl	50
ИКМАК*	10 - 20
ЭКОПАК R	2
ЭКОПАК SL	8
ИКДЕФОМ	0,3
ИККАРБ-75/150	50

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,08 – 1,10
Условная вязкость, сек	30 - 40
Пластическая вязкость, сПз	10 - 18
ДНС, дПа	60 - 100
СНС _{0/10} , дПа	10 - 30/20 - 60
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	6 - 8
pH	9,5 – 10

Этот 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 2-3кг/м³.

Назначение реагентов:

Бентонит - структурообразователь, регулятор водоотдачи.

Na₂CO₃ - реагент для связывания ионов Ca Mg.

NaOH – регулятор pH.

KCl – ингибитор глин.

ИКМАК – органический ингибитор глин, смазывающая добавка..

ЭКОПАК-R - регулятор водоотдачи и вязкости.

ЭКОПАК-SL – регулятор водоотдачи.

ИКДЕФОМ - пеногаситель.

ИККАРБ-75/150 – карбонатный утяжелитель из мрамора фракций 75 и 150мкм.

Технология приготовления

К воде добавляются каустическая и кальцинированная соды и бентонит. После одного часа перемешивания добавляют KCl, через 10 минут ЭКОПАК-R(SL) со скоростью 8-10 минут/мешок. Перемешивают раствор в течение одного часа, затем вводят пеногаситель и все остальные компоненты.

5.9 Высокоингибирующий буровой раствор ИКГЛИК

Буровой раствор **ИКГЛИК** - это новый, современный раствор на водной основе, который решает большинство проблем, возникающих при бурении и связанных с буровыми растворами.

В состав данного раствора входят гликоли, которые при сравнительно невысокой стоимости существенно меняют технологические свойства буровых растворов на водной основе.

Гликоли представляют собой вязкую, незамерзающую и нетоксичную жидкость с температурой вспышки более 100⁰С.

Наименование раствора и реагента одинаково - **ИКГЛИК**.

Система **ИКГЛИК** предназначена

- ◆ для бурения в неустойчивых глинах,
- ◆ качественного вскрытия продуктивных пластов,
- ◆ для бурения наклонных и горизонтальных стволов большой протяженности.

Система **ИКГЛИК** обладает высокой степенью ингибирования водочувствительных неустойчивых глин. По эффективности эта система приближается к растворам на нефтяной основе со сбалансированной активностью водной фазы.

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 КС1/ИКСТАБ, в которой капсулирующий агент ИКСТАБ замедляет проникновение фильтрата в микротрещины глин.

В итоге система **ИКГЛИК** позволяет полностью предупредить осыпи и обвалы неустойчивых глин.

Указанные процессы в одинаковой степени происходят как в стенке скважины, так и на частицах шлама. Последние слипаются в более крупные по размерам частицы и затем легко удаляются из раствора механическими средствами очистки. Следовательно, наработка раствора в системе **ИКГЛИК** минимальна.

Состав раствора ИКГЛИК, кг/м³

ХВ - полимер	2 - 4
ИКГЛИК	20 - 50
КС1	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, г/см ³	1,03 - 1,10 и более
Условная вязкость, сек	30 - 50
Пластическая вязкость, сПз	10 - 20
ДНС, дПа	40 - 100
СНС _{0/10} , дПа	10 - 20/30 - 60
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	4 - 6
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.

Практические достоинства системы ИКГЛИК

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, межсолевые 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 разобщения пластов;
- ◆ значительно сокращаются затраты времени на освоение скважины
- ◆ по сравнению с растворами на нефтяной основе значительно снижаются затраты на решение экологических проблем

Назначение реагентов:

ХВ-Полимер – структурообразователь.

КСІ – ингибитор глин.

ИКГЛИК - органический ингибитор глин, смазывающая добавка.

КОН (NaOH) – регуляторы рН.

ИКСТАБ - флокулянт, частично гидролизированный полиакриламид.

ИКР – эффективный регулятор водоотдачи на основе крахмала.

ЭКОПАК-R(SL) – регуляторы водоотдачи и вязкости.

ИКФАК - специальный ПАВ – гидрофобизатор стенок каналов продуктивного пласта.

ИКБАК – биоцид.

ИКДЕФОМ – пеногаситель.

ИКАРБ-75/150 – карбонатный утяжелитель на основе мраморной крошки фракций 75 и 150мкм.

Технология приготовления

К воде добавляются КОН (NaOH) и ХВ-Полимер. Через 1 час вводятся все остальные компоненты.

ИКФАК добавляется к раствору перед вскрытием продуктивного пласта.

Пеногаситель применяется по мере необходимости.

§. 2. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов

Технология первичного вскрытия продуктивных пластов существенно влияет на последующую продуктивность скважин. В первую очередь, это связано с составом и свойствами бурового раствора, все компоненты которого активно участвуют в этом процессе.

ОАО «ИКФ» создана специальная система бурового раствора ИКАРБ, обеспечивающая качественное вскрытие продуктивных пластов и предупреждение основных осложнений, возникающих при бурении.

Этот раствор принципиально отличается от традиционных глинистых растворов по составу твёрдой фазы, составу фильтрата и реагентами - регуляторами свойств бурового раствора.

Система ИКАРБ - это безглинистый полимерный раствор. Ключевой компонент системы - ХВ-Полимер, который представляет собой высокоразветвленный биополимер с очень высоким молекулярным весом. ХВ-Полимер обеспечивает требуемую структуру и необходимые реологические свойства раствора как на пресной, так и на солёной воде независимо от степени минерализации. Уникальность свойств ХВ-Полимера заключается в том, что вязкость растворов на его основе значительно изменяется в зависимости от скорости потока. Так, полимерная система ИКАРБ при нормальных стандартных реологических константах обладает высокой вязкостью при низких скоростях сдвига ($0,1-0,05\text{с}^{-1}$), что обеспечивает надёжную очистку скважины в застойных зонах наклонного и горизонтального участков ствола.

Твёрдая фаза раствора представлена мраморной крошкой с заданным размером частиц в зависимости от физических параметров продуктивного пласта (пористость, проницаемость, размер каналов). Высокопрочные частички мрамора в сочетании с полисахаридными реагентами (ХВ-Полимер, крахмальный реагент ИКР и ЭКОПАК) обеспечивают надёжную кольматацию пристволенной зоны пласта. Глубина проникновения фильтрата в проницаемый пласт составляет 40-60см.

Фильтрат раствора содержит хлористый калий, который необратимо подавляет процесс набухания глинистых частиц, находящихся в порах пласта.

Полисахаридные полимеры, находящиеся в фильтрате раствора, проникшего в пласт, довольно быстро деструктируют (2-3 недели), и в результате этого вязкость фильтрата снижается практически до вязкости воды. Кроме того, в фильтрате раствора ИКАРБ содержится фторсодержащий ПАВ - ИКФАК, который эффективно гидрофобизирует стенки каналов пласта, повышая их проводимость по нефти.

В результате указанных процессов система ИКАРБ в минимальной степени загрязняет продуктивный пласт. Многочисленный промышленный опыт (более 100 скважин только в Западной Сибири) свидетельствует о том, что с применением растворов семейства ИКАРБ достигается сохранение естественной проницаемости пластов на 70-90%. При этом, резко снижаются затраты времени и средств на освоение скважин.

Одним из существенных технологических достоинств системы ИКАРБ является предупреждение аварий и осложнений при бурении.

Являясь наилучшей модификацией ингибирующих систем - полимер-калиевым раствором, стандартный ИКАРБ способен практически полностью предупредить осыпи и обвалы неустойчивых глин. При необходимости ингибирующая активность системы может быть усилена полигликолями и реагентом ИКМАК.

Раствор ИКАРБ представляет собой безглинистую полимерную систему с низким содержанием твердой фазы (2-4об.%), что в сочетании с нормальными свойствами (низкая водоотдача, наличие смазывающей добавки) обеспечивает практически полное предупреждение дифференциальных прихватов в наклонных и горизонтальных стволах.

Кроме того, при применении раствора с низким содержанием твердой фазы на 20-30% снижаются гидравлические потери в системе промывки, и на 20-40% повышаются показатели работы долот. Снижается также коэффициент трения, что очень важно в наклонной и горизонтальной части ствола.

Система ИКАРБ специально разработана как экологически чистый буровой раствор, который позволительно сбрасывать на землю и в море. Все реагенты этого раствора биологически разлагаемы.

Технология приготовления раствора ИКАРБ отличается простотой, а время приготовления практически ограничивается временем ввода основных реагентов и материалов в систему.

Содержание карбонатного утяжелителя в буровом растворе имеет важное значение для систем семейства ИКАРБ, особенно при повторном использовании этих растворов для вскрытия продуктивных отложений.

При бурении происходит загрязнение этих растворов и важно знать содержание карбонатной части твердой фазы с целью определения необходимости дополнительных обработок раствора этим материалом или частичного освежения системы.

Желательно в твердой фазе загрязненной системы ИКАРБ иметь не менее 50-60% карбонатной твердой фазы. Содержание карбонатного утяжелителя в твердой фазе свежеприготовленного раствора ИКАРБ колеблется от 92 до 95% от общего содержания твердой фазы.

Независимо от степени загрязнения раствора ИКАРБ выбуренной породой абсолютная концентрация карбоната кальция в этом растворе должна быть не ниже 40–50кг/м³ (методы контроля см. в Главе VI).

Существенной особенностью является то, что характер и степень минерализации воды затворения не оказывают влияния ни на качество получаемого раствора, ни на технологию его приготовления, в которой очередность ввода компонентов также несущественна.

Стоимость системы ИКАРБ выше по сравнению с обычными буровыми растворами. Однако, в силу указанных достоинств, система ИКАРБ становится эффективной. В сочетании с известными экономическими достоинствами в определенных условиях система ИКАРБ не имеет альтернативы.

5.10. Калиевый буровой раствор ИКАРБ

Состав калиевого ИКАРБ, кг/м³

ХВ - полимер	2 - 5
NaOH	1
ИКР	10 - 15
ЭКОПАК - R	3
ЭКОПАК - SL	2
KCl	50
ИККАРБ - 75/150	50
ИКФАК	1 - 2
ИКДЕФОМ	0,2
ИКБАК	1

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,06 – 1,08
Условная вязкость, сек	30 - 40
Пластическая вязкость, сПз	12 - 18
ДНС, дПа	50 - 150
СНС _{0/10} , дПа	20-40/30-60
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	6 - 8
pH	9 - 10

Назначение реагентов

ХВ - полимер - структурообразователь

NaOH - регулятор pH

ИКР - эффективный регулятор водоотдачи на основе крахмала

ЭКОПАК-R - регулятор вязкости и водоотдачи

ЭКОПАК-SL - регулятор водоотдачи, разжижитель

KCl - ингибитор глини

ИККАРБ-75/150 - карбонатный утяжелитель

ИКФАК - специальный ПАВ - гидрофобизатор поверхности каналов пласта

ИКДЕФОМ - пеногаситель

ИКБАК - биоцид

Технология приготовления

Последовательность ввода реагентов через смесительную воронку особого значения не имеет, только одно условие - ИККАРБ надо вводить после ХВ-Полимера, во избежание его осаждения в мернике. Все полимеры вводятся со скоростью 8-10 минут/мешок.

Рекомендуется повторное использование ИККАРБ.

5.11. Высокоминерализованный раствор ИККАРБ

Одной из разновидностей растворов семейства ИККАРБ является высокоминерализованный буровой раствор, приготовленный на основе рассолов поваренной соли. Требуемая плотность такого раствора регулируется за счет концентрации соли в водной среде (до $1,18 \text{ г/см}^3$), а содержание твердой фазы в этом растворе остается на достаточно низком уровне (2-4об%). Такие системы, как правило, применяются при зарезке и бурении боковых стволов из колонн и бурении горизонтальных стволов. Такой ИККАРБ также обеспечивает предупреждение осложнений и аварий, а также качественное вскрытие продуктивных пластов.

Состав высокоминерализованного раствора ИККАРБ № 5.11, кг/м³

ХВ-Полимер	3 - 5
NaOH	1
Na ₂ CO ₃	1
ИКР	15
ЭКОПАК-R	4
NaCl	200
ИККАРБ-75/150	50
ИКФАК	1
ИКДЕФОМ	0,2
ИКБАК	1

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,15
Условная вязкость, сек	30 - 40
Пластическая вязкость, сПз	12 - 18
ДНС, дПа	80 - 150
СНС _{0/10} , дПа	25 - 35/45 - 60
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	4 - 6
pH	9

Назначение реагентов

ХВ-Полимер - структурообразователь

NaOH - регулятор pH

Na₂CO₃ - реагент для связывания ионов кальция

ИКР - эффективный регулятор водоотдачи на основе крахмала

ЭКОПАК-R - регулятор вязкости и водоотдачи

NaCl - умеренный ингибитор глин, утяжелитель

ИККАРБ-75/150 - карбонатный утяжелитель

ИКФАК - специальный ПАВ - гидрофобизатор поверхности каналов пласта

ИКДЕФОМ - пеногаситель

ИКБАК - биоцид

Технология приготовления

Такие растворы, как правило, готовят из рассола, который поступает на буровую с централизованного солевого узла.

К рассолу добавляют кальцинированную и каустическую соду и био-полимер со скоростью 8-10 минут/мешок и перемешивают 1 час. Затем вводят все остальные компоненты в любой последовательности. Количество добавляемой кальцинированной соды зависит от степени загрязненности рассола ионами кальция, содержание которых должно быть снижено до 100-200мг/л.

Рекомендуется повторное использование высокоминерализованного раствора ИКАРБ.

5.12. Пресный буровой раствор ИКАРБ

Такой раствор нередко используется в промышленной практике при вскрытии продуктивных пластов.

Эффект положительного воздействия этого раствора на продуктивный пласт ниже, чем у стандартного калиевого раствора ИКАРБ, но выше, чем у обычного глинистого раствора. Это обусловлено наличием в растворе эффективного кольматанта пристволенной зоны – мраморной крошки ИККАРБ с частицами заданного размера, низким уровнем водоотдачи и полисахаридной

основой реагентов – регулятором свойств. Система содержит реагент ИКФАК – гидрофобизатор, повышающий проводимость каналов пласта по нефти.

С применением пресного ИКАРБ естественная проницаемость продуктивных пластов восстанавливается на 50-60%, т.е. в 1,5-2 раза выше, чем при промывке обычным глинистым раствором.

Рекомендуется повторное использование пресного ИКАРБ

Состав раствора ИКАРБ, кг/м³

ХВ-Полимер	2
NaOH	0,5
Na ₂ CO ₃	0,5
ЭКОПАК-R	2
ЭКОПАК-SL	3-5
ИКФАК	1
ИКДЕФОМ	0,2
ИККАРБ-75/150	50-100
ИКБАК	1

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,03-1,06
Условная вязкость, сек	25 - 35
Пластическая вязкость, сПз	10 - 15
ДНС, дПа	60 - 100
СНС _{0/10} , дПа	20 / 40
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	4 - 6
pH	8 - 9

Назначение реагентов

ХВ-Полимер - структурообразователь

ЭКОПАК-R - регулятор вязкости и водоотдачи

ЭКОПАК-SL - регулятор водоотдачи

ИКФАК - специальный ПАВ - гидрофобизатор поверхности каналов пласта, повышает проводимость каналов по нефти

ИККАРБ-75/150 – мраморный карбонатный утяжелитель

ИКДЕФОМ - пеногаситель

ИКБАК – биоцид

Технология приготовления

В воду затворения вводятся каустическая и кальцинированная соды, затем все полимеры со скоростью 10 минут/мешок, перемешиваются в течение 1 часа, после чего добавляются остальные компоненты.

§ 3. Буровые растворы на углеводородной основе (РУО)

Существует целый ряд геологических условий, в которых необходимо применение растворов на углеводородной основе: солевые отложения высокой растворимости на больших глубинах (бишофит, карналит); зоны перемежаемых пород, состоящих из смеси неустойчивых глин и солевых пород; бурение в условиях проявлений сероводорода (высокопроницаемые сероводородосодержащие пласты с АВПД); глубокие скважины с высокими забойными температурами и потенциально осложненным разрезом; качественное вскрытие и освоение продуктивных пластов.

С появлением эффективных и термостойких эмульгаторов ведущие позиции среди РУО заняли инвертные эмульсии, менее дорогостоящие и простые в приготовлении и регулировании свойств.

Ниже приведены состав и свойства разработанных ОАО «ИКФ» систем на углеводородной основе ИКИНВЕРТ и ИКИНВЕРТ-Т.

5.13. Буровой раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ

Состав раствора ИКИНВЕРТ, кг(л)/м³

Водная фаза	500
Нефтяная фаза	500
ИКМУЛ	30
ИКСОРФ	20
ИКТОН	5
CaCl ₂	50 - 200
Известь	20

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	0,90 - 1,05
Условная вязкость, сек	40 - 60
Пластическая вязкость, сПз	20 - 30
ДНС, дПа	40 - 80
СНС _{0/10} , дПа	10 - 20/20 - 40
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	0,5 - 1,0
Электростабильность, вольт	200 - 300

Назначение основных реагентов

ИКМУЛ - первичный эмульгатор

ИКСОРФ - вторичный эмульгатор

ИКТОН - олеофильный бентонит, структурообразователь

CaCl₂ - 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.

Технология приготовления.

Технология приготовления ИКИНВЕРТ отличается простотой и состоит в следующем: эмульгаторы, ИКТОН и известь вводят в нефтяную фазу и перемешивают 15-20 минут; CaCl_2 (NaCl) растворяют в воде; затем водную фазу вводят в нефтяную и, после интенсивного перемешивания в течение 20-30 минут, эмульсия готова к применению.

При отсутствии необходимого количества дополнительных емкостей вода может быть добавлена в нефтяную вазу с последующим вводом соли в эмульсию.

Достоинства раствора *ИКИНВЕРТ*

- Раствор отличается низкой величиной фильтрации - $0,5 - 1 \text{ см}^3 \text{ API}$.
- Фильтрат содержит нефтяную вазу, которая не влияет на проницаемость продуктивного пласта. В случае внедрения в нефтяной пласт эмульсии последняя разжижается нефтью и также не влияет на проницаемость.
- 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.
- Рекомендуются повторное использование раствора.

5.14. Термостойкий раствор на углеводородной основе *ИКИНВЕРТ-Т*

Состав раствора, л(кг)/м³

Дизтопливо	490л
ИКМУЛ-1	12л
ИКМУЛ-2	4л
ИКФЛЮИД	6л

ИКСОРФ	6л
ИКТОН	5кг
ИКЛОС	10кг
Известь	15кг
Барит	1460кг
Водный рассол (50 - 400г/л NaCl или CaCl ₂)	120л

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.

Свойства раствора:

<i>Раствор № 5.14.</i>	Плотность, г/см ³	- 2,08
	Пластическая вязкость, сПз	- 46
	ДНС, дПа	- 90
	Ge _{l0/10} , дПа	- 20 / 32
	F.L., см ³ , API	- 0,2
	Электростабильность, V	- 800
<i>Раствор № 5.14.1.</i>	Раствор № 5.14. после термообработки при 180 ⁰ С в течение 6 часов.	
	Плотность, г/см ³	2,08
	Пластическая вязкость, сПз	41
	ДНС, дПа	63
	Ge _{l0/10} , дПа	16 / 24
	F.L., см ³ , API	0,3
	* F.L _{НТНР-180⁰С} , см ³	1,8
	Электростабильность, V	600

F.L_{НТНР} - водоотдача, измеренная при перепаде давления 35атм. и указанной забойной температуре 180⁰С.

Технология приготовления.

Раствор ИКИНВЕРТ - Т отличается простотой приготовления и состоит в следующем:

- Все реагенты и известь добавляют в углеводородную фазу и перемешивают в течение 20-30 минут; соль растворяют в воде, затем при интенсивном перемешивании вводят в нефтяную, после чего вводят утяжелитель.

- При отсутствии дополнительных емкостей для отдельного приготовления водной и нефтяной фаз, вода может быть добавлена в нефтяную фазу с последующим вводом соли.

Как видно из приведенных данных, система ИКИНВЕРТ-Т отличается очень высокой термостойкостью. Свойства этого раствора после термообработки (даже при температуре 180°C) практически не изменились.

Приведенная утяжеленная система ИКИНВЕРТ-Т является наиболее совершенным раствором на углеводородной основе, способный решать одновременно большинство указанных выше задач для растворов этого типа.

Кроме того, большинство реагентов этого раствора нетоксичны, поэтому при применении вместо дизтоплива минеральных масел или специальных биоразлагаемых углеводородов эта система становится экологически безопасной.

Раствор ИКИНВЕРТ отличается высокой стабильностью свойств во времени и не замерзает.

В целях экономии средств рекомендуется повторное использование этого раствора после необходимой регенерации.

§ 4. Сероводородостойкие буровые растворы

При бурении в условиях сероводородной агрессии роль бурового раствора особенно велика. От состава и свойств раствора в значительной степени зависит безопасность и безаварийность ведения буровых работ.

Основные требования к раствору в этих условиях следующие:

- Высокая поглощательная способность бурового раствора по сероводороду без существенного изменения его свойств (1000-1500 мг/л поглощенного H₂S).
- Полное связывание сероводорода до потенциально неопасных соединений в процессе движения раствора от забоя до поверхности с целью обеспечения безопасности персонала и охраны окружающей среды.
- Предупреждение сульфидного растрескивания бурильных и обсадных труб.

Основные принципы построения сероводородостойких систем, отвечающих указанным требованиям, сводятся к следующему.

- Наличие в растворе надежного реагента-нейтрализатора сероводорода (например ЖС-7) в требуемом количестве.
- Высокая величина рН раствора (11,5-12,5) для превращения сероводорода в различные сульфиды в момент его поступления из пласта в скважину.

- Низкое содержание или отсутствие в растворе глинистой фазы, при взаимодействии которой с сероводородом, происходят наибольшие изменения свойств, особенно в растворах на водной основе.
- Наличие в растворе ингибитора сероводородной коррозии. Это необходимо для защиты труб от взаимодействия сероводорода.

5.15. Ингибирующий сероводородостойкий буровой раствор на водной основе

Состав раствора, кг/м³

ХВ-Полимер	3 - 4
Na ₂ CO ₃	1
NaOH	2 - 4
KCl	50
ЭКОПАК-R	2 - 4
ЭКОПАК-SL	6 - 8
ИКДЕФОМ	0,3
ИКЛИГ-2	20 - 30
ИКМАК	10
ЖС-7*	5 - 100
Барит	до требуемой плотности
ИККОР-S	1
ИКЛУБ	5

* концентрация реагента-нейтрализатора ЖС-7 в растворе рассчитывается по нижеследующей диаграмме (рис. 1)

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,05 – до требуемой
Условная вязкость, сек	25 - 50
Пластическая вязкость, сПз	10 - 30
ДНС, дПа	60 - 120
СНС _{0/10} , дПа	20 - 50/40 - 80
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	4 - 6
pH	11,5 - 12

Назначение реагентов

ХВ-Полимер – структурообразователь

ЭКОПАК-R – регулятор вязкости и водоотдачи

ЭКОПАК-SL – регулятор водоотдачи

ИКЛИГ-2 – поликонденсированный лигносульфонат, регулятор водоотдачи, разжижитель

KCl – ингибитор глин

ИКМАК – сульфированный асфальт, ингибитор глин, эмульгатор, смазывающая добавка

ЖС-7 – реагент-нейтрализатор сероводорода на основе окислов железа

ИККОР-S – ингибитор сероводородной коррозии

ИКДЕФОМ – пеногаситель

ИКЛУБ – смазывающая добавка.

Технология приготовления

В воду затворения вводятся кальцинированная и каустическая соды и ХВ-Полимер. Затем добавляются остальные реагенты в порядке, указанном в п. «Состав раствора». Темп ввода полимеров – 10 минут/мешок.

5.16. Сероводородостойкий буровой раствор на углеводородной основе

Известно, что растворы этого типа отличаются высокой устойчивостью в условиях сероводородной агрессии. Это обусловлено тем, что компоненты РУО мало чувствительны к сероводороду. Растворы на нефтяной основе содержат большое количество свободной извести, которая быстро связывает сероводород в сульфид кальция. Растворимость сероводорода в РУО в несколько раз выше по сравнению с раствором на водной основе, поэтому реакции нейтрализации сероводорода и неустойчивых сульфидов (Na, Ca...) в углеводородной среде идут быстрее.

Так, гидрофобная эмульсия, содержащая 50кг/м³ реагента-нейтрализатора ЖС-7, поглощает 8-10 объемов сероводорода без изменения свойств.

Ниже приведены состав и свойства такого раствора.

Состав термостойкого раствора на углеводородной основе

ИКИНВЕРТ-Т, кг/м³

Углеводородная фаза	400 - 700
Водная фаза	300-600
CaCl ₂	50 – 200
Известь	20
ИКМУЛ	30 – 40
ИКСОРФ	5 – 15
ИКТОН	5 – 10
ИКФЛЮИД	6 - 10
ЖС-7	5 – 100 (см. диаграмму)
Утяжелитель	до требуемой плотности

Свойства раствора

Плотность, г/см³ 0,9 – 2,1

Условная вязкость, сек	30 - 60
Пластическая вязкость, сПз	20 - 50
ДНС, дПа	60 - 150
СНС _{0/10} , дПа	20 - 40/40 - 100
Фильтрация, см ³ (API)	0,5 – 1,0
Электростабильность, V	400-600
Нейтрализующая способность по H ₂ S, л/л	≥ 7

Назначение реагентов:

ИКМУЛ – первичный эмульгатор на основе жирных кислот.

ИКСОРФ – вторичный эмульгатор, разжижитель.

ИКТОН – структурообразователь, олеофильный бентонит.

ИКФЛЮИД – гидрофобизатор твердой фазы.

Известь – регулятор рН, реагент для получения кальциевых мыл.

ЖС-7 – реагент-нейтрализатор сероводорода.

Технология приготовления

Все реагенты, включая известь, вводятся в углеводородную фазу и перемешиваются в течение 20-30 минут.

Соль растворяют в воде и при интенсивном перемешивании водная фаза вводится в нефтяную, затем добавляют утяжелитель.

§ 5. Термостойкие буровые растворы (растворы №№ 5.17. – 5.22, см. таблицу)

С повышением температуры свойства большинства растворов на водной основе существенно изменяются. Как правило, глинистые растворы загустевают и возрастает водоотдача. При нагревании биополимерных систем с низким содержанием твердой фазы вязкость не увеличивается, но водоотдача также повышается. Успех управления свойствами растворов при высоких температурах зависит от правильного выбора типа реагентов-регуляторов свойств и их расхода, который в этих условиях бывает повышенным, как в исходном растворе, так и при дополнительных обработках.

Большинство современных систем буровых растворов (ИКАРБ, ИКГЛИК и др.) готовятся на основе полисахаридных реагентов, не отличающихся особой стойкостью в условиях высоких температур.

В связи с этим, по рекомендации профессора А.И. Пенькова в ОАО «ИКФ» разработаны новые ингибиторы термической деструкции полимеров – реагенты ИКФ-10 и ИКФ-20, с помощью которых можно примерно на 50⁰С повысить термостойкость всех применяемых полисахаридных реагентов в системах различных буровых растворов.

В таблице 5.1. приведены результаты опытов по влиянию реагента ИКФ-10 на термостойкость пресного, калиевого и высокоминерализованного

буровых растворов. Термообработка растворов осуществлялась в автоклавах при указанных в таблице температурах в течение 6-ти часов.

Приведенные данные свидетельствуют о высокой эффективности реагента ИКФ-10. Особенно показательны результаты опытов с высокоминерализованным раствором, который без ингибитора при температуре 150°C практически полностью подвергается термической деструкции. Свойства этого же раствора с добавкой 50 кг/м³ ИКФ-10 после термообработки при той же температуре (150°C) сохраняются на заданном уровне (см. таблицу раствор № 5.21.1 по сравнению с раствором № 5.22.1).

Технология применения ингибитора деструкции ИКФ-10 очень проста. Данный реагент хорошо растворяется в пресной и соленой воде, вводить в буровой раствор его можно как в сухом виде, так и в виде водного раствора (например, в составе КР).

При более высоких температурах для приготовления и регулирования свойств буровых растворов необходимо использовать термостойкие реагенты. Ниже приведен состав и свойства термостойкого ингибирующего калиевого бурового раствора ИКТЕМП.

Состав раствора № 5.23, кг/м³

Бентонит	30
Na ₂ CO ₃	1
NaOH	2
KCl	50
ИКПАН	20
ИКТЕМП-1	10
ИКЛИГ-3	20
ИКМАК	10
ИКФ-10	20
Барит	500
ИКЛУБ	5
ИКДЕФОМ	0,3

Свойства раствора № 5.23

Плотность, г/см ³	1,48 - 1,50
Условная вязкость, сек	40 - 50
Пластическая вязкость, сПз	25 - 30
ДНС, дПа	80 - 100
СНС _{0/10} , дПа	20 - 30/30 - 50
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	2 - 3
pH	10

Свойства раствора после термообработки при 180°C в течение 6-ти часов

Плотность, г/см ³	1,48 - 1,50
Условная вязкость, сек	35 - 40
Пластическая вязкость, сПз	20 - 25
ДНС, дПа	60 - 80
СНС _{0/10} , дПа	10 - 20/20 - 30
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	3 - 5
pH	9
Забойная водоотдача при 180 ⁰ С, см ³	30 - 40

Как видно из приведенных данных, система ИКТЕМП обладает достаточно высокой термостойкостью. После термообработки при 180⁰С раствор не только загустевает, но несколько разжижается. Водоотдача практически не меняется, однако величина забойной водоотдачи возрастает примерно в 10 раз, что является характерным для растворов на водной основе при столь высоких температурах.

Низкие показатели забойной водоотдачи при температурах 150-200⁰С можно получить только у растворов на углеводородной основе (см. § 3).

Назначение основных реагентов

ИКПАН – гидролизированный полиакрилонитрил

ИКТЕМП – сульфированный гумат

ИКЛИГ – термостойкий поликонденсированный лигносульфонат

ИКФ-10 – ингибитор деструкции полимеров

ИКМАК – сульфированный асфальт

ИКЛУБ – смазывающая добавка

ИКДЕФОМ - пеногаситель

Технология приготовления раствора ИКТЕМП

В воду затворения вводят кальцинированную соду, каустическую соду и бентонит, перемешивают в течение одного часа и добавляют хлористый калий. Затем вводят остальные реагенты и, после перемешивания в течение одного часа, можно замерять свойства исходного раствора и ставить его в автоклав на термообработку при высокой температуре. Через 6-16 часов термообработки раствор охлаждают и замеряют свойства.

5.24. Соленасыщенный буровой раствор

Такие растворы применяются для разбуривания солевых пород, а нередко для совместного вскрытия надсолевых и подсолевых отложений.

Чаще всего соль залегает на больших глубинах (до 6000м) и для предупреждения пластического течения этих пород требуется утяжеленные рас-

творы с повышенной термостойкостью. Поэтому требования к соленасыщенным растворам достаточно высоки.

В качестве структурообразователей в этих растворах используются предварительно прогидратированный в пресной воде бентонит и частично ХВ-Полимер (периодически по мере необходимости).

Часто для приготовления соленасыщенных буровых растворов применяют специальные солестойкие глины такие, как палыгорскит, аттапульгит и др. Однако, для регулирования свойств таких растворов требуется повышенный расход основных химических реагентов (примерно в 1,5 раза выше). В – связи с этим выгоднее использовать предварительно прогидратированный в пресной воде бентонит.

Для регулирования водоотдачи применяются солестойкие полисахаридные реагенты ИКР, КМЦ, ЭКОПАК, ИКПАК и высолненные лигносульфонатные реагенты в виде тонкодисперсной органической твердой фазы. Частично лигносульфонатный реагент работает как разжижитель.

Для повышения термостойкости до 130-150⁰С рекомендуется вводить реагент ингибитор деструкции полимеров ИКФ-10.

При более высоких температурах необходимо использовать акриловые полимеры и сополимеры, а также ХОСТАДРИЛЛ.

Для приготовления раствора обязательно использование гидродиспергатора ДГ-1 или ДГ-2, ибо в момент диспергирования бентонита в гидромешалке часто может оставаться так называемый «мертвый остаток» соленого раствора, и при заполнении этой емкости пресной водой она окажется частично минерализованной.

В условиях сероводородной агрессии к раствору добавляется реагент-нейтрализатор ЖС-7.

Состав раствора, кг/м³

ХВ-Полимер	0,5 - 1
Бентонит	30 - 50
Na ₂ CO ₃	1 - 2
NaOH	2 - 3
ИКР	15 20
ЭКОПАК-R(SL)	4 - 6
ИКЛИГ (ИКЛИГ-1)	30 - 50
ИКТЕМП-1	5 - 15
ИКЛУБ	3 - 5
Барит	до требуемой плотности
ИКДЕФОМ	0,3
ИКФ-10	10 – 50
NaCl	250

Свойства раствора

Плотность, г/см ³	1,22 - 1,10
Условная вязкость, сек	35 - 60
Пластическая вязкость, сПз	20 - 50
ДНС, дПа	50 - 150
СНС _{0/10} , дПа	30 - 50/50 - 100
Водоотдача, см ³ /30мин (API)	6 - 8
pH	8 - 9

Назначение основных реагентов

ХВ-Полимер, Бентонит - структурообразователи

ИКР – регулятор водоотдачи

ЭКОПАК-R(SL) – регулятор водоотдачи и вязкости

ИКЛИГ (ИКЛИГ-1) – регулятор водоотдачи и вязкости

ИКТЕМП-1 – термостойкий регулятор водоотдачи и вязкости

ИКЛУБ – смазывающая добавка

ИКДЕФОМ - пеногаситель

ИКФ-10 – ингибитор термической деструкции полимеров

Технология приготовления

К воде добавляется в требуемом количестве кальцинированная сода и бентонит. Раствор перемешивается через гидродиспергатор в течение 1 час. В раствор вводят ИКР, ЭКОПАК, затем каустическую соду и перемешивают 1 час. После этого вводят пеногаситель, ИКЛИГ (ИКЛИГ-1) и ИКТЕМП-1, после перемешивания в течение 20-30 минут вводят поваренную соль и все остальные компоненты.

ХВ-Полимер используется периодически в случаях неожиданного резкого падения структурно-механических свойств (водопроявление и пр.).

§ 6. Известкование буровых растворов

Это довольно известная технология химической обработки буровых растворов известью для регулирования структурно-механических показателей растворов на водной основе. В большинстве растворов известкование приводит к снижению вязкости и СНС, за исключением растворов, содержащих хлористый магний, в которых известь является структурообразователем.

Известкование растворов осуществляется смесью, состоящей из извести, каустической соды и лигносульфоната (ИКГЛИК, ИКГЛИК-1, ИКГЛИК-2 и др.) в соотношении 1:0,5:1. Разовая добавка этой смеси (ИКЛ) может быть 0,3-0,5% в расчете на известь. В момент ввода смеси ИКБ раствор сильно загустевает, но через цикл циркуляции разжижается (прогрев на забое).

При подборе рецептуры в лаборатории после ввода ИКЛ раствор необходимо прогревать при температуре 70-80⁰С в течение 1 часа и замерить свойства охлажденного раствора.

При работе с растворами, обильно обработанном лигносульфонатными реагентами, (например, на основе ИКГЛИК-2) известкование можно осуществлять смесью только извести и каустической соды в оптимальном соотношении, которое определяется на основе лабораторных опытов.

§ 7. Обработка буровых растворов хромпиком

Под названием «хромпик» объединено семейство соединений хрома: хроматы и бихроматы калия и натрия. Активность всех указанных соединений в буровых растворах примерно одинакова, поэтому применяется общий термин – «хромпик».

Хромпик – это высокоэффективный разжижитель большинства растворов на водной основе. Добавка реагента к раствору составляет 0,01-0,1% (0,1-1 кг/м³), применяется хромпик в виде 1-2%-ного водного раствора.

Обязательное условие для эффективного действия хромпика – щелочная среда и повышенные и высокие температуры (не ниже 70⁰С). Это необходимо учитывать в промысловых условиях, разжижение раствора наступает после цикла циркуляции.

При подборе рецептуры в лаборатории обработанный хромпиком раствор необходимо прогреть в течение 1 часа при температуре 70-80⁰С и замерить свойства охлажденного раствора.

Щелочную среду в растворе можно создавать каустической содой или известью.

§ 8. Требования к составу и свойствам буровых растворов для бурения наклонно-направленных и горизонтальных стволов

§ 9. Технология обработки буровых растворов

Изменение свойств буровых растворов при бурении происходит в основном вследствие его загрязнения активной выбуренной породой (глины, известняки, мергели и др.). Степень очистки раствора от выбуренной породы в массовом бурении, как правило, не превышает 30%. Оставшаяся в растворе

твердая фаза приводит к изменению его свойств, а дополнительные обработки раствора должны заключаться не только в добавках химических реагентов, но и соответствующем разбавлении системы водой.

В ОАО «ИКФ» разработана технология управления составом и свойствами буровых растворов с применением комбинированного реагента (КР). В состав КР входят растворенные в воде основные химические реагенты, входящие в буровой раствор, в количествах на 5-10% превышающих их содержание в циркулирующем растворе. Твердая фаза в состав КР не вводится (ИККАРБ, бентонит и др.).

Комбинированный реагент добавляется в циркулирующий буровой раствор непрерывно в процессе бурения, не дожидаясь изменения свойств. Темп ввода КР зависит от характера разбуриваемых пород и, в случае, поступления в раствор активной твердой фазы составляет 4-6м³ на каждый 1м³ выбуренной породы. Не следует опасаться переобработки раствора комбинированным реагентом, это менее опасно, нежели недообработка и легко корректируется. Такая технология химической обработки обеспечивает стабильность состава и свойств бурового раствора и позволяет на 20-30% сэкономить расход реагентов и материалов.

Стабильные свойства раствора позволяют эффективно использовать механические средства очистки, сократить затраты времени на выравнивание и обработку раствора, ибо большинство из этих операций совмещены с основными процессом бурения.

В случае необходимости (рост водоотдачи или снижение рН под влиянием забойной температуры) состав комбинированного реагента постепенно корректируется в сторону увеличения или уменьшения концентрации одного или нескольких реагентов в КР.

Такие реагенты как ИКДЕФОМ, ИКСТАБ, ИККАРБ и др. вводятся в раствор периодически в составе КР или отдельно

§ 10. Очистка буровых растворов

В данном пособии нет специального раздела, посвященного системам с низким содержанием твердой фазы, с применением которых достигаются максимальные технико-экономические показатели работы долот. Одновременно, не трудно заметить, что все рецептуры приведенных в главе V растворов либо безглинистые либо с низким содержанием твердой фазы.

Существенное повышение концентрации активной твердой фазы (глины, мергели, аморфные известняки) происходит при бурении вследствие загрязнения бурового раствора выбуренной породой. Особенно это ощутимо при высоком темпе углубления скважины.

Для поддержания концентрации твердой фазы на заданном уровне используются механические средства очистки, а также разбавление комбини-

рованным реагентом, когда тонкодисперсные фракции не удаляются механическими средствами.

За последние годы создана масса различного оборудования для механической очистки буровых растворов. Их можно разделить на следующие виды:

- вибросита
- гидроциклоны
- илоотделители
- сито - гидроциклонные агрегаты
- центрифуги.

Эффективность работы этих устройств в значительной степени зависит от конструктивных особенностей и в немалой степени от технологии применения.

Наиболее эффективными виброситами оказалось оборудование «DER-RICK-M58 и M48» с пирамидальными сетками. На этих агрегатах (два сита) даже при высокой производительности насосов (25-35л/с) можно работать сетками с ячейками в 100, 150 и 200меш.

Из центрифуг наиболее эффективны агрегаты с регулируемым режимом работы марки ALFA LAVAL (414 или 418).

Эффективность центробежных устройств (гидроциклон, илоотделитель) во многом зависит от технических характеристик и состояния подающих насосов. При работе этих агрегатов следует стремиться к максимальной плотности поступающей из насадок пульпы и минимальным потерям раствора.

Метод регулирования концентрации твердой фазы с использованием разбавления комбинированным реагентом является практически неотъемлемой частью технологии обработки буровых растворов. Это связано с тем, что активные породы как на забое, так и при движении от забоя до поверхности в большом количестве (до 50-70%) диспергируются до частиц малого размера и механическими средствами очистки не удаляются.

Определенное повышение степени очистки достигается с применением высокоэффективных избирательных флокулянтов на основе частично гидролизованного полиакриламида большого молекулярного веса ($6-10 \times 10^6$). Макромолекулы этого полимера (ИКСТАБ-Л) укрупняют мелкие частички шлама до более крупных блоков, которые потом удаляются из раствора механическими средствами очистки.

§ 11. Флокуляционно - коагуляционная установка (ФСУ, FCU)

При бурении скважин на нефть и газ существуют жесткие экологические требования как к скважине, так и к территории вокруг нее. Причем эти

требования на сегодняшний день территориально не равномерны. Есть перспективные месторождения, которые находятся в заповедных зонах или в местах с ужесточенными экологическими ограничениями по землепользованию, где бурение скважин с применением сточных амбаров запрещено. Для таких месторождений разработан и уже применяется в мировой практике (в т.ч. в России), так называемый безамбарный способ бурения, который осуществляется с помощью Флокуляционно-коагуляционной установки (ФСУ).

Применение ФСУ не ограничивает процесс бурения скважины, при этом полностью сохраняется начальная экологическая обстановка территории.

1.11. Принципы работы ФСУ

Основное назначение ФСУ - отделение дисперсной фазы (твердой фазы) от дисперсионной среды (воды) в буровом растворе, отправленном на утилизацию по технологическим причинам. Твердая фаза в виде пастообразного шлама собирается в контейнеры и удаляется на захоронение в специально отведенные места. Вода возвращается обратно в технологический цикл для приготовления новых объемов бурового раствора. Утилизация того или иного объема раствора вызывается следующими технологическими причинами:

- из-за повышения плотности вызванной высокой концентрацией активной твердой фазы, для снижения которой требуется большая степень разбавления;
- из-за ухудшения фильтрационных или реологических характеристик, улучшение которых невозможно стандартными обработками;
- из-за большой наработки раствора, хранение которого ограничивается пределами емкостного парка.

В основе процесса отделения дисперсной фазы от дисперсионной среды применяется физико-химический метод обработки бурового раствора специальными реагентами - коагулянтом и флокулянтом, приводящий к агломерации частиц твердой фазы в крупные образования - флокулы. Сфлокулированную твердую фазу в дальнейшем отделяют от дисперсионной среды (воды) на центрифуге.

Сам физико-химический метод называется флокуляцией. Целью процесса флокуляции является формирование нестабильных суспензий взвешенных частиц, т. е. перевод бурового раствора из стабильного в нестабильное.

Коагулянт и флокулянт, участвуя в общем процессе агломерации частиц твердой фазы (в конечном итоге - ее флокуляции), работают по разным механизмам.

Коагулянт вызывает дестабилизацию частиц твердой фазы за счет уменьшения или нейтрализации электрического заряда на их поверхностях, которые держат частицы на расстоянии друг от друга. Образующиеся агло-

мераты частиц, уже не имея коллоидную природу, являются еще достаточно мелкими для гравитационного осаждения. Дальнейшее укрупнение агломератов происходят с помощью флокулянтов.

Коагулянты – это, в основном, неорганические вещества: сульфат гидроксида алюминия, хлорид железа, хлорид магния и другие. Существуют и органические коагулянты на основе полимеров с низкой молекулярной массой. К ним относится и разработанный «ИКФ» катионный коагулянт КФ-91 М, обладающий еще и некоторыми флокулирующими свойствами.

Флокулянт воздействует на частицы твердой фазы без изменения электрических свойств, образуя мостики из макромолекул полимера между частицами твердой фазы за счет адсорбционных сил.

При флокуляции, по сравнению с коагуляцией, происходит образование более крупных соединений (флокул), оседающих под действием сил тяжести; при этом повышается механическая прочность флокул и изменяется пористость осадка. Добавление высокомолекулярных флокулянтов сокращает расход низкомолекулярных коагулянтов, необходимых для агрегации частиц.

Флокулянт - это в большинстве случаев водо-растворимые полимеры с большой молекулярной массой (до $6-10 \times 10^6$ у.е.), имеющие анионный, катионный или нейтральный заряд как природного, так и искусственного происхождения. Не все полимеры могут быть эффективными флокулянтами. Это зависит от химического состава макромолекул, наличия и числа ионогенных групп в нем, активность которых зависит даже от структуры и электрического заряда поверхности частиц флокулируемой твердой фазы. При определенном сочетании этих и других факторов могут возникать достаточно прочные мостиковые связи полимера и частиц твердой фазы, образуя совместные агломераты. Непременным условием флокуляции является возможность адсорбции уже закрепленных макромолекул на свободной поверхности других частиц.

При флокуляции твердой фазы в буровых растворах на водной основе наибольшее применение получил флокулянт на основе частично гидролизованного полиакриламида. Высокомолекулярная амидная группа способствует образованию мостиковых связей с частицами твердой фазы благодаря действию Ван-дер-Ваальсовых связей. На основе этого полимера в виде его модификаций существует целая группа флокулянтов с различными свойствами относительно обрабатываемых суспензий.

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.

В зависимости от количества твердой фазы в растворе и уровня её стабильности рецептура обработки коагулянтом и флокулянтом может меняться.

Совокупность факторов заставляет подбирать окончательную рецептуру обработки бурового раствора непосредственно на буровой. Эту работу, как и собственно эксплуатацию установки, должен проводить специально обученный специалист по ФСУ.

11.2 Устройство ФСУ

Установка ФСУ включает в себя (см. рис. 4) 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 обвязочными материалами: трубами, шлангами с быстросъемными соединениями и вентилями. По желанию заказчика в блок ФСУ может быть включена небольшая мастерская с инструментами и запчастями.

Все электрооборудование, включая центрифугу и насос, изготовлено во взрывобезопасном исполнении и соответствует Российским стандартам эксплуатации. В состав электрооборудования входит также калориферная, вентиляционная и осветительная аппаратура.

Секция химической обработки располагается в 20-ти футовом или 30-ти футовом контейнере, в котором имеется дополнительный лабораторный отсек с пультом управления. Внутри секции располагаются нержавеющей стальные резервуары на 1500л каждый для приготовления растворов коагулянта (один резервуар) и флокулянта (два резервуара). Все резервуары снабжены двумя дублированными дозировочными насосами и стационарными перемешивателями. На каждом из них имеется устройство для подачи реагентов, с помощью которых устраняется их комкование во время растворения. Использование двух резервуаров для флокулянта вызвано его большим временем растворения по сравнению с коагулянтом. На этой же площади располагается двухсекционная ловушечная емкость, снабженная двумя откачивающими насосами. С ее помощью можно не прерывая процесса произво-

дить корректировку рецептуры и следить за качеством осветления воды, выходящей из центрифуги.

В состав секции может входить полиэтиленовый кислотный резервуар на 800л с двумя дозирующими насосами в кислотостойком исполнении. Этот узел применяется, если есть необходимость в предварительном регулировании pH утилизированного бурового раствора.

Кислотный резервуар снабжен автоматическим сигнализатором нижнего уровня с выводом на пульт управления.

Весь резервуарный и насосный парк обвязан трубопроводимой и запорной арматурой. Схема обвязки обладает гибкостью и позволяет использовать оборудование ФСУ для разных задач:

1. Утилизация отдельных объемов раствора.
2. Частичное удаление выбуренной твердой фазы с возвращением «облегченного» раствора в циркуляционную систему.

При утилизации бурового раствора, он по рабочему трубопроводу с помощью винтового насоса подается в секцию химической обработки. На основе подобранной рецептуры обеспечивается темп ввода рабочих растворов флокулянта и коагулянта дозировочными насосами. Их регулировка проводится с пульта управления. На время выхода в рабочий режим обработки, раствор возвращается обратно в емкость хранения. В это же время (или ранее) центрифуга приводится в эксплуатационный режим (примерно 1800об/мин). При удовлетворительной оценке воды, она направляется в водяную емкость. Твердая фаза в виде пастообразной массы из центрифуги собирается в специальные контейнеры для дальнейшего вывоза в места захоронения.

Для этого режима работы ФСУ важно правильное осуществление ввода и распределения реагентов в потоке утилизируемого раствора: вначале кислота и раствор флокулянта, далее поток проходит через винтовой перемешиватель «турбулизатор», которым флокулянт равномерно распределяется в потоке, и последним вводится рабочий раствор коагулянта. От точки ввода коагулянта до центрифуги участок трубы имеет несколько специальных изгибов для обеспечения мягкого перемешивания при завершении флокуляции. Этот участок должен быть не слишком коротким, чтобы реагенты успели сработать, и не слишком длинным, чтобы в потоке не разрушились образованные флокулы.

В процессе работы иногда бывает выход из оптимального режима флокуляции (по появлению мутности в воде). Раствор через вторую секцию ловушечной емкости отправляется обратно в емкость хранения. Потом уточняется дозировка и поток вновь направляется в центрифугу.

§ 12. Инертизация шлама

В настоящее время законодательством, регулирующим порядок захоронения отходов, предусмотрена обязательная переработка вредных отходов перед захоронением.

Метод отжига шлама не является прогрессивным из-за выделения большого количества сажи и кислых газов, а также это связано с большим расходом энергоносителей.

Наиболее оптимальным для этих целей являются процессы на основе связывающих веществ, они не дороги и технологически просты. Инертизация отходов по этой технологии производится в два этапа.

Первый этап - затверждение, при котором шлам превращается в твердую массу с низкой пористостью и проницаемостью. Это происходит при взаимодействии с одним из химических реагентов. Процесс занимает некоторый период времени, в течение которого увеличивается прочность и снижается проницаемость материала.

Второй этап - стабилизация. Данный термин обозначает совокупность процессов, при которых вредные вещества, содержащиеся в отходах, собираются в стабильную, нерастворимую форму с низкой активностью по отношению к окружающей среде. Процесс начинается еще на первой стадии загущения массы путем добавления специальных веществ для нейтрализации специфических химических компонентов в отходах.

Затверждение и стабилизация являются совокупными процессами, неотделимыми друг от друга, потому что материалы, образующие вещества и связывающие вредные компоненты, первоначально находятся в перерабатываемых отходах бурения и способствуют их химической стабилизации.

Установка для инертизации шлама состоит из реактора-смесителя, транспортера подачи шлама в реактор, шнека для подачи в смеситель затвердителя, а также стабилизатора и транспортера для отбора инертизированного шлама (рис. 4). Установка по инертизации шлама может использоваться как на центральном пункте захоронения шлама, так и непосредственно на буровой.

Водная вытяжка из инертизованного шлама не содержит вредных веществ, поэтому такой затвердевший не размокающий материал может использоваться для хозяйственных целей (отсыпка дорог и прочее). На инертизованный шлам выдается экологический сертификат.

ОАО «ИКФ» может поставлять установки по инертизации шлама и реагенты для этого процесса.

§ 13. Гидродинамические расчеты в бурении

В различных изданиях приведены методы гидравлических расчетов для буровых растворов с использованием различных моделей течения (бингама и степенной) с множеством формул и номограмм. Эти расчеты отличаются сложностью многоступенчатых операций и часто не очень согласуются с реальной обстановкой (например, показания манометра). Трудно учитывать геометрию всего ствола и режимы течения на различных участках, особенно в кавернах. Кроме того, для выявления оптимальных свойств раствора и режима промывки необходимо просчитывать несколько вариантов с различными свойствами раствора. На все это требуется много времени, которым инженер по буровым растворам чаще всего не располагает.

В настоящее время в большинстве регионов имеются компьютерные гидравлические программы, которыми легко пользоваться и они отличаются довольно высокой достоверностью получаемых данных.

«ИКФ» имеет несколько компьютерных гидравлических программ и при необходимости может поставить буровым предприятиям. Для этих расчетов требуются реологические константы бурового раствора, лучше, если они измерены на 6-ти или 8-ми скоростном вискозиметре «FANN»; это особенно важно при использовании систем на основе ХВ-Полимера, а также растворов с большой концентрацией полиакриламида (0,1-0,3%).

Глава VI

Методы контроля состава и свойств буровых растворов

Для определения параметров буровых растворов в практике бурения используется ряд стандартных методов исследований.

В России методы контроля регламентированы РД 39-2-645-81 «Методика контроля параметров буровых растворов», в США Американским нефтяным институтом (API) разработаны и постоянно уточняются стандартные методики таких исследований. Они включены в нормы и правила API R.P. 10B и 39. Стандартные методики API в настоящее время получили широкое признание практически во всех странах, поэтому при дальнейшем изложении методов контроля состава и свойств буровых растворов будут учитываться особенности стандартных методик API, включая единицы измерений.

Стандартные методики API начинают получать признание и в России. ОАО «ИКФ» имеет Разрешение Ростехнадзора России на применение зарубежного лабораторного оборудования для замера параметров буровых растворов по стандартным методикам API.

Методы исследований состава и свойств буровых растворов можно разделить на две группы: физические и химические.

§ 1. Физические свойства бурового раствора.

6.1. Плотность бурового раствора

Оборудование

Плотность бурового раствора можно определить, используя любой прибор, позволяющий производить измерение с точностью до $0,01 \text{ г/см}^3$. Такими приборами являются рычажные весы фирм «BAROID», «FANN» и др. По стандарту API плотность бурового раствора измеряют в фунтах/галлон, фунтах/фут³, г/см^3 .

Наилучшими эксплуатационными характеристиками обладают рычажные весы, которые обеспечивают достаточную точность измерений и надежны в работе в сложных полевых условиях независимо от колебаний температуры. Рычажные весы позволяют определять плотность в диапазоне $0,9\text{--}2,4 \text{ г/см}^3$.

Процедура

1. Заполните чашку весов исследуемым буровым раствором.
2. Закройте чашку крышкой и медленно и аккуратно заверните ее. Из отверстия в крышке должно вытечь немного раствора.

3. Закрыв это отверстие пальцем, обмойте или оботрите чашку снаружи.
4. Установите опору весов на призму и, двигая бегунок по градуированному коромыслу, добейтесь уравнивания чашки и коромысла.
5. Слева от бегунка прочтите значение плотности бурового раствора.
6. Запишите результат с точностью до ближайшего деления в г/см³ или фунтах/галлон, фунтах/фут³.
7. После каждого измерения вылейте буровой раствор в посуду для сбора средней пробы и тщательно вымойте рычажные весы.
8. Для получения точного результата крайне важно, чтобы все детали были чистыми.

Калибровка

Весы для измерения плотности бурового раствора следует часто калибровать пресной водой. Пресная вода при температуре 21^oC имеет плотность 1,00 г/см³ (8,33 фунта/галлон или 62,3 фунта/фут³). Для получения такого результата на пресной воде добавьте или убавьте свинцовую дробь из конца коромысла или отрегулируйте установленный там винт.

6.2. Условная вязкость

Условная вязкость – это время истечения бурового раствора из специальной воронки через трубку с калиброванными диаметром и длиной. Объемы заполнения воронки и истечения из нее стандартизованы.

Оборудование

Для измерения условной вязкости буровых растворов используется следующее стандартное оборудование:

1. Вискозиметр «Воронка Марша» (США) состоит из воронки объемом 1500мл со встроенной сеткой и мерной кружки на 1000мл с круговой отметкой 1 кварты (946мл). Время истечения 1 кварты (946мл) пресной воды при $20 \pm 0,5^{\circ}\text{C}$ составляет $26 \pm 0,5$ сек.
2. Вискозиметр ВБР-1 (Россия) – состоит из воронки объемом 700 мл и мерной кружки на 500 мл. К воронке прилагается съемная сетка для очистки раствора от крупного шлама. Постоянная вискозиметра (время истечения 500 мл пресной воды) при температуре $20 \pm 0,5^{\circ}\text{C}$ составляет 15 сек.

Процедура

Процедура замера условной вязкости обеими воронками идентична.

1. Закройте нижнее отверстие воронки пальцем и через сетку влейте буровой раствор так, чтобы его уровень касался сетки.
2. Уберите палец с отверстия и засекайте время вытекания 0,5 литра (одной кварты) раствора из воронки.
3. Время вытекания раствора в секундах есть не что иное как условная вязкость.
4. Отметьте температуру измеряемой пробы.

6.3. Реологические характеристики, получаемые на ротационном вискозиметре

В связи с тем, что буровой раствор в процессе бурения скважин находится в состоянии движения, необходимо знать его реологические характеристики в динамическом режиме. Для этой цели созданы вискозиметры ротационного типа, в которых создаются сдвиговые напряжения в щелевом кольцевом зазоре, наиболее близко моделирующие течение бурового раствора в условиях скважины. Все ротационные вискозиметры конструктивно имеют один и тот же измерительный узел вертикального исполнения – цилиндр (боб) на подвесе, соединенный с измерительной пружиной, расположенной коаксиально в полем цилиндре. Между бобом и полым цилиндром имеется щелевой зазор, в котором и возникают исследуемые сдвиговые напряжения при вращении полого цилиндра. Сдвиговые напряжения оцениваются по углу закручивания бобом измерительной нити, который отображается на шкале измерительного диска.

Оборудование

Ротационные вискозиметры по принципу действия бывают ручные и электрические. В настоящее время имеется широкий выбор моделей с различными характеристиками (количество скоростей вращения, точность измерения и эксплуатационная надежность).

1. Ротационный вискозиметр «RHEOMETER FANN» (США) – ручной, 2-х скоростной (600 и 300 об/мин).
2. Ротационные вискозиметры фирм «BAROID», «OFI TE» с электрическим приводом выпускаются 2-х, 6-ти, 8-ми и 12-ти скоростные (600, 300, 200, 180, 100, 90, 60, 30, 6, 3, 1,8, 0,9 об/мин).

Для полевых условий обычно применяются 2-х и 6-ти скоростные (600, 300, 200, 100, 6, 3 об/мин).

Скорости 600 и 300 об/мин можно использовать для определения кажущейся вязкости, пластической вязкости и динамического напряжения сдвига.

Процедура замера

1. Влейте хорошо перемешанный раствор в стакан вискозиметра, установите на подвижную опору. Медленно поднимайте опору, пока уровень раствора в стакане не совместится с риской на полом цилиндра, винтом закрепите опору.
2. Включите вискозиметр в режиме перемешивания (stir). Через 10-15 секунд включите скорость 600об/мин, дождитесь стабилизации показания на этой скорости и запишите результат. (Время зависит от характеристик бурового раствора).
3. Переключите вискозиметр на 300об/мин, дождитесь стабилизации показаний и запишите результат.

Примечание:

Переключайте скорость только при работающем двигателе.

Пластическая вязкость (PV) в сПз равна разнице показаний при 600 и 300об/мин. Динамическое напряжение сдвига (YP) в фунтах/100фут² равно показанию при 300об/мин минус значение пластической вязкости. Кажущаяся вязкость (AV) в сПз равна показанию при 600об/мин, деленному на 2. Обязательно указывайте температуру пробы.

Пример:

Показание при 600 об/мин	– 48
Показание при 300 об/мин	– 34
$AV = 48 / 2$	– 24 сПз
$PV = 48 - 34$	– 14 сПз
$YP = 34 - 14$	– 20 фунт/100 фут ² или = $20 * 4,88 = 97$ дПа

6.4. Статическое напряжение сдвига ($Gel_{0/10}$)

$Gel_{0/10}$ определяют через 10сек и 10мин на ротационном вискозиметре любой модели на скорости 3об/мин, а если ее нет, то вручную.

Процедура замера

1. Перемешайте пробу на высокой скорости в течение 10 секунд.
2. Переключите скорость на нейтральную, а в электрических двухскоростных вискозиметрах - выключите двигатель.
3. Подождите требуемое время (10сек или 10мин), начните медленно вращать ручку, чтобы получить показания на индикаторе. Максимальное отклонение индикатора и есть Gel в фунт/100 фут².
4. При использовании 6-ти скоростного вискозиметра СНС определяют на скорости 3об/мин.

Примечание:

Если после выключения двигателя шкала вискозиметра не возвращается в нулевое положение, то нужно сделать это путем вращения полого цилиндра против часовой стрелки. Можно полученные показания переводить в дПа, умножив на коэффициент 4,88, но при этом полученные показания будут не очень точны. Для правильного перевода периодические замеры СНС необходимо делать на приборе СНС-2.

Уход за прибором

Сразу же после измерения полый цилиндр и боб осторожно отделяются от прибора (чтобы не повредить внутреннюю поверхность полого цилиндра и подвес боба), тщательно моются и вытираются насухо. Также протираются сам прибор в местах загрязнения раствором. Невыполнение этих условий ведет к сокращению срока эксплуатации прибора.

6.5. Показатель фильтрации (водоотдача)

Для определения показателя фильтрации и коркообразующих свойств бурового раствора используют фильтр-пресс. Буровой раствор фильтруется в камере фильтр-пресса при заданной температуре и давлении за определенный промежуток времени. Для получения сравнительных данных об объеме жидкости, ушедшей в породу, измеряют толщину фильтрационной корки (в миллиметрах), отложившейся на фильтровальной бумаге. Опытным инженером также оценивается ее плотность, рыхлость, ломкость, липкость, скольжение тел на ее поверхности. Эти косвенные характеристики корки дают дополнительную информацию о состоянии раствора и характере шлама, находящегося в нем.

В полевых условиях может определяться показатель фильтрации при температуре до 100⁰С и давлении 7атм (100psi) на фильтр-прессе АНИ и при температуре выше 100⁰С и перепаде давления 35атм (500 psi) на НТНР фильтр прессе.

Процедура замера на фильтр-прессе АНИ

- А. Соберите детали чистого и сухого фильтр-пресса, используя стандартную для прибора фильтровальную бумагу. Порядок сбора указан в его паспорте.
- Б. Залейте буровой раствор в контейнер так, чтобы он приблизительно на 1/2 дюйма не доходил до верха (заполняйте контейнер доверху в том случае, когда в растворе необходимо сохранить газ) и установите его на опору рамы фильтр-пресса. Верхнюю крышку установить на контейнер, зажать винтом рамы до упора, клапан подачи газа – в рабочее положение (в камеру).

- В. Установите мерный цилиндр для приема фильтрата и с помощью редуктора подайте давление 7атм (100±5psi), включив при этом таймер или секундомер.
- Г. Через 30 минут давление стравливают (клапан подачи газа в положении стравливания), в мерном цилиндре отмечают объем фильтрата (в миллилитрах), который и является показателем фильтрации. Разобрав фильтр-пресс (в обратном порядке) и вылив раствор из контейнера, осторожно снимите фильтровальную бумагу с фильтрационной коркой и под слабой струей воды смойте избыток бурового раствора. Толщину фильтрационной корки измеряют с точностью до 1/2мм. Также полезно записать и комментарии о состоянии фильтрационной корки.
- Д. После использования тщательно вымойте и вытрите насухо части прибора.

Примечание:

По спецификации АНИ площадь фильтрования в камере должна составлять 7,1дюйм². Однако есть фильтр-прессы, площадь фильтрования в которых в два раза меньше. Для того, чтобы полученный на таком фильтр-прессе результат согласовывался с требованиями АНИ, его нужно удвоить.

Процедура замера показателя фильтрации на НТНР фильтр прессе

Показатель фильтрации при температуре выше 100⁰С измеряется следующим образом:

- А. Перед началом опыта подключите нагревательную рубашку прибора к сети соответствующего напряжения. Установите термометр в гнездо рубашки. Нагрейте рубашку до требуемой температуры. Отрегулируйте термостат так, чтобы температура была на 5-6⁰С выше заданной и была постоянной во времени.
- Б. В дно камеры, которое будет верхом, закручивается до упора клапан, камера переворачивается и в нее заливается раствор до уровня 1,5см ниже края (при температуре испытаний до 149⁰С) и 3,8см (при температуре выше 149⁰С) ниже уровня внутреннего среза. На опору среза аккуратно устанавливается бумажный фильтр. В отверстие камеры устанавливается ее нижнее дно с резиновым уплотнением и ввернутым в него нижним клапаном. Нижнее дно фиксируется по окружности винтами, которые должны попасть в выемки по кольцу нижнего дна. Нижний клапан поворачивается до упора ключом.
- В. Камера переворачивается и устанавливается в нагревательную рубашку. Во время установки надо проявлять осторожность, чтобы избежать ожога. В гнездо камеры вставьте второй термометр.

- Г. Установите блок создания давления на верхний клапан и закрепите его. Внизу установите приемник фильтра и также закрепите его. При закрытых клапанах подайте давление в 100psi в оба устройства, работающие под давлением. Откройте верхний клапан и, продолжая нагревать раствор, подайте в камеру с раствором давление равное 100psi.
- Д. При испытаниях, когда температура ниже 149⁰С, нужно придерживаться следующего порядка проведения работ. Когда температура пробы достигнет заданной, увеличьте давление в верхнем устройстве, работающем под давлением до 600psi, и откройте нижний клапан, чтобы началась фильтрация, одновременно включив таймер или секундомер. Поддерживая постоянную температуру с колебаниями $\pm 3^{\circ}\text{C}$, соберите фильтрат за 30минут. При желании, можете измерить мгновенную фильтрацию за 2секунды. В процессе измерения противодействие может повышаться выше 100psi, во избежание этого периодически осторожно сливайте часть фильтра в мерный цилиндр. Запишите его общий объем.
- Е. Объем фильтра должен быть приведен к площади фильтрования, равной 7,1дюйм². Если площадь фильтрования равна 3,5дюйм², объем фильтра следует умножить на 2.
- Ж. По окончании опыта закройте оба клапана. Закройте редукторы высокого давления, выкрутив винты до свободного хода. Сравните давление на верхней и нижней линии высокого давления до нуля, открыв выпускные краны барашками с насечкой.

Предупреждение:

В фильтрационной камере все еще остается давление около 500psi. Удерживая в вертикальном положении камеру, осторожно вытащите, охладите до комнатной температуры, а затем сравните давление. С целью принятия мер по сохранению фильтровальной бумаги, переверните камеру, открутите крепежные винты по окружности и вытащите нижнее дно. Осторожно достаньте фильтрационную корку и промойте слабой струей воды от избытка раствора, определите ее толщину с точностью до одного миллиметра и запишите результат.

6.6. Содержание песка в буровом растворе

Оборудование

Прибор для измерения содержания песка включает в себя сетку размером ячеек 200меш (74мкм), воронку и стеклянную мерную пробирку, градуированную в процентах.

Процедура

1. Влейте в пробирку раствор до отметки “Mud to here”, а затем добавьте воды до отметки “Water to here”. Закройте горлышко пробирки пальцем и хорошо встряхните ее.
2. Вылейте смесь через сетку и смойте с нее все остатки чистой водой. Чтобы облегчить смывание, постукивайте по ребру сетки пальцем. Если на сетке остается что-нибудь, не проходящее через нее, не нужно раздавливать этот остаток и силой продавливать через сетку, т.к. это даст неправильный результат и может привести к разрыву сетки. Смойте песок, оставшийся на сетке, струей воды, чтобы смыть с него буровой раствор.
3. Установите воронку поверх сетки, затем медленно ее переверните и, вставив носик воронки в пробирку, смойте песок с сетки тонкой струей воды. Подождите, пока осядет песок.
4. Запишите объем песка в пробирке в процентах.
5. Тщательно промойте сетку и пробирку.

6.7. Содержание жидкой и твердой фаз

Оборудование

Для определения содержания жидкой и твердой фаз в буровом растворе используется реторта. Тщательно отмеренный объем пробы помещают в реторту и нагревают до тех пор, пока жидкая фаза не испарится. Пары пропускают через конденсатор и собирают в измерительном цилиндре. Объем жидкости, как воды, так и нефти, можно определить в процентах. Объемный процент содержания твердой фазы, как суспензированной, так и растворенной, находят путем вычитания процентного содержания жидкой фазы из 100% объема. По этим данным рассчитывают плотность твердой фазы.

Процедура

1. Влейте однородную пробу бурового раствора в калиброванную реторту, накройте ее обтекающей крышкой, лишний объем удалите тряпкой.
2. Заполните свободный объем в камере испарения реторты тонкой стальной ватой. Смажьте резьбу термосмазкой.
3. Соберите реторту и установите под конденсатором мерный цилиндр для сбора жидкой фазы. Сборку установите в нагреватель реторты и закройте крышку.
4. Включите нагреватель реторты. Продолжайте нагревание до тех пор, пока из конденсатора не перестанет капать жидкость.

5. Измерьте объем полученной воды и нефти и рассчитайте их процентное содержание, а также процентное содержание твердой фазы.

Примечание:

В зависимости от типа применяемого прибора эта процедура может иметь некоторые отличия.

6. Охладите прибор и шпателем удалите из него всю твердую фазу. Нефтяной осадок можно удалить растворителем.

На основе объемного содержания фаз в растворе можно определить усредненную плотность твердой фазы:

Относительное содержание барита и глины во взвешенной твердой фазе в пресных утяжеленных растворах

$$\rho_{\text{т.ф.}} (\text{в кг/м}^3) = \frac{M_{\text{р-ра}} - M_{\text{воды}} - M_{\text{нефти}}}{V_{\text{т.ф.}}},$$

где $M(\text{кг}) = \text{плотность (кг/м}^3) \times \% \text{об.} \times 0,01$
 $V(\text{м}^3) = \% \text{об.} \times 0,01$

Плотность твердой фазы, кг/м³	Барит, % по массе	Глина, % по массе
2600	0	100
2800	18	82
3000	34	66
3200	48	52
3400	60	40
3600	71	29
3800	81	19
4000	89	11
4300	100	0

Примечание:

В реторте будет вся твердая фаза, как суспендированная, так и растворенная.

Для высокоминерализованных растворов потребуется поправка на количество содержащейся в них соли.

6.8. Определение вспениваемости и содержания воздуха или газа) в глинистом растворе

Содержание воздуха (или газа) в растворе находят по формуле:

$$\Gamma = [1 - (\gamma_1 / \gamma_2)] \times 100$$

где γ_1 - истинная плотность исходного раствора, г/см³

γ_2 - плотность вспененного раствора, г/см³

Истинную плотность раствора определяют после тщательного медленного перемешивания пробы того же глинистого раствора до полного удаления воздуха (или газа). Если весь воздух (газ) удалить не удалось, добавляют 0,2-0,5% пеногасителя ИКДЕФОМ-S и снова медленно перемешивают до полного удаления воздуха (или газа).

Для определения вспениваемости в бутылку вместимостью 0,5л наливают 250мл того же глинистого раствора, интенсивно встряхивают в течение 5 минут, замеряют плотность вспененного раствора и по формуле рассчитывают его вспениваемость. Затем, постепенно увеличивая количество, вводят пеногаситель (порциями), встряхивают и определяют плотность и вспениваемость раствора. Сравнивая результаты, определяют наиболее эффективную обработку и оптимальную концентрацию пеногасителя. Практика показывает, что независимо от типа реагента-пеногасителя и пенообразователя, наилучший эффект пеногашения достигается при рН раствора 7,8-8,2. Это необходимо учитывать и поддерживать рН на данном уровне периодически добавками 0,1-0,2% NaOH.

Концентрацию водородных ионов рН в буровом растворе или в его фильтрате определяют с помощью индикаторной бумаги или по рН-метру.

Вспениваемость раствора, определённая по этому методу, не должна превышать 2-3%.

6.9. Методика оценки ингибирующей активности реагентов

Метод основан на ингибирующем действии реагентов на бентонит в момент приготовления суспензии.

В начале готовится базовый раствор: к дистиллированной воде (400мл) добавляется 7,5% бентонита API стандарта (30г) и перемешивается под высокоскоростной мешалкой (Hamilton Beach mixer) 15 минут. Замеряют AV(Q₆₀₀/2) и ДНС.

Во втором опыте к дистиллированной воде добавляют реагент-ингибитор (1, 2, 3%), затем повторяется процедура приготовления базового раствора, т.е. в водный раствор ингибитора вводят 7,5% бентонита, перемешивают 15 минут. Замеряют AV(Q₆₀₀/2) и ДНС. Требования к активности ингибитора при оптимальной его концентрации следующие: величина AV

должна составлять не более 35% от АУ базового раствора, ДНС - только 15% от величины ДНС базового раствора.

Например, такие данные получаются при испытании реагента-ингибитора глини ИКМАК (сульфированный асфальт) в количестве 2-3%.

Тем же путём можно оценивать комбинацию реагентов. Отклонение от приведённых значений АУ и ДНС (больше или меньше) может также характеризовать ингибирующую активность реагентов или их смесей.

§ 2. Химические свойства буровых растворов

Химический анализ буровых растворов

С целью определения наличия загрязняющих примесей и для облегчения контроля параметров бурового раствора воду затворения и фильтрат раствора исследуют химическим путем.

Оборудование

Для проведения химического анализа обычно требуется следующее лабораторное оборудование: пипетки, склянки для химреактивов, капельницы, чашки, мерные цилиндры, палочки для перемешивания и посуда для мытья.

6.10. Определение рН

Оборудование

рН бурового раствора можно определить двумя различными методами:

1. *Индикаторная бумага.* Индикаторная бумага для измерения рН обработана таким образом, что в зависимости от концентрации ионов водорода в растворе меняет окраску. При высоких концентрациях хлорида индикаторная бумага теряет свою эффективность.
2. *рН-метр.* рН-метр - это электрометрический прибор, в котором концентрация ионов водорода измеряется устройством, состоящим из стеклянного электрода, электронного усилителя и шкалы, прокалиброванной в единицах рН. Ошибки в измерении, вызываемые высокой концентрацией ионов натрия, можно предотвратить использованием специального электрода или применением специальных поправочных коэффициентов.

Процедура

Индикаторная бумага

1. Поместите полоску индикаторной бумаги на поверхность бурового раствора и подождите, пока не намокнет нижняя её часть и цвет стабилизируется (обычно на это требуется около 1 минуты).
2. Сравните цвет верхней стороны полоски (который не контактировал с буровым раствором) с цветовым стандартом, поставляемым с набором индикаторной бумаги, и определите рН бурового раствора.
3. Запишите значение рН с точностью до 0,2-0,5 единицы (в зависимости от диапазона используемой бумаги).
4. Если полученный цвет не возможно сравнить с эталонным, повторите исследование, используя полоску индикаторной бумаги из диапазона, ближайшего к измеряемой рН. Индикаторная бумага выпускается в нескольких диапазонах рН. Хотя результат при использовании индикаторной бумаги не отличается большой точностью, для обычной работы в условиях буровой его вполне достаточно. Если содержание хлорида превышает 10000 промилле, использование индикаторной бумаги не рекомендуется.

рН - метр

1. Согласно инструкции, прилагаемой к прибору, включите усилитель и произведите стандартизацию прибора соответствующим буферным раствором.
2. Тщательно промойте электрод дистиллированной водой. Осторожно оботрите его и вставьте в буровой раствор.

Предупреждение:

Не допускайте касания электродом стенок контейнера!

3. Осторожно взболтайте раствор с опущенным в него электродом.
4. Измерьте рН в соответствии с инструкцией. После стабилизации показаний (требуется от 30 секунд до нескольких минут), запишите рН.
5. Укажите значение рН с точностью до 0,1.
6. Тщательно промойте электрод и храните его в дистиллированной воде.

6.11. Щелочность и содержание извести

Процедура измерения щелочности фильтрата

1. Влейте в чашку 1мл фильтрата.

2. Добавьте 2-3 капли индикаторного раствора фенолфталеина.
Если фильтрат не окрасится, $P_f = 0$.
Если фильтрат станет красным -
3. Добавляйте при непрерывном помешивании 0,02N (N/50) серной кислоты до тех пор, пока фильтрат не обесцветится. Число использованных миллилитров 0,02N (N/50) серной кислоты называется "Р" щелочностью фильтрата (P_f).
4. К пробе, которая титровалась до конечной точки "Р", добавьте 2-3 капли индикаторного раствора метилоранжа. При помешивании добавляйте по капле стандартную кислоту до изменения цвета с желтого на розовый. Общий объем кислоты (в миллилитрах), использованной до момента достижения конечной точки по метилоранжу (включая и объем на титрование до конечной точки "Р"), запишите как "Мf".
5. Укажите щелочность фильтрата по метилоранжу "Мf" в виде общего количества 0,02N кислоты на миллилитр фильтрата, использованного на титрование до конечной точки по метилоранжу.

Примечание:

Щелочность "Мf" можно также проверить индикатором бромкрезоловым зеленым. При использовании этого индикатора проще определить конечную точку. Вначале выполняют этапы 1-3, описанные выше, а затем следующие.

6. К пробе, у которой достигнута конечная точка "Р", добавляют 3-4 капли индикатора бромкрезолового зеленого. По капле добавляют 0,02N серную кислоту до изменения окраски с синей до цвета зеленого яблока.
7. Щелочность "М" (M_f) - это объем кислоты, необходимый для достижения конечной точки по бромкрезоловому зеленому ($pH = 4-4,5$). В этот объем входит и объем кислоты, использованной на титрование до конечной точки P_f .
Если образец окрашен и не позволяет визуально определить изменение цвета, конечные точки "Р" и "М" следует определять тогда, когда показания на стеклянном электроде рН-метра - 8,3 и 4,3 соответственно.

Оценка содержания гидроксида, карбоната и бикарбоната

Пусть:

P = мл 0,02N серной кислоты, требуемой для достижения конечной точки по фенолфталеину.

M = общее количество мл 0,02N серной кислоты, израсходованной на титрование до конечной точки по метилоранжу.

Тогда, если

$P = 0$, щелочность является следствием присутствия только бикарбоната.

$P = M$, щелочность является следствием присутствия только гидроксида.

$2P = M$, щелочность является следствием присутствия только карбоната.

$2P > M$, щелочность является следствием присутствия смеси карбоната и гидроксида.

$2P < M$, щелочность является следствием присутствия смеси карбоната и бикарбоната.

Предлагаемое применение

Обычные буровые растворы

Буровые растворы на пресной воде, обработанные каустической содой или разжижителями, содержащими каустическую соду, часто имеют нежелательно высокие СНС и вязкость, а также неустойчивую водоотдачу, неадекватную нормальными добавками гидрогеля. Имеющийся у нас опыт показывает, что такие состояния очень часто можно объяснить родом щелочности, имеющейся в буровом растворе. Вообще похоже на то, что различные формы щелочности можно соотносить с характеристиками бурового раствора следующим образом:

Только ОН щелочность раствор стабилен и в хорошем состоянии.

Щелочность ОН и CO_3 раствор стабилен и в хорошем состоянии.

Только щелочность CO_3 раствор нестабилен и его трудно контролировать.

Щелочность CO_3 и HCO_3 раствор не стабилен и его трудно контролировать.

Только HCO_3 щелочность раствор не стабилен и его трудно контролировать.

Исходя из вышесказанного, всегда желательно регулировать программу обработки таким образом, чтобы восстанавливать бикарбонатную щелочность до карбонатной, а карбонатную удалять или преобразовывать в гидроксидную.

Изменить тип щелочности можно, поскольку бикарбонат не может существовать в присутствии гидроксида, так как восстанавливается до карбоната. Карбонат можно удалить добавлением кальция, образующего нерастворимый карбонат кальция. Для восстановления бикарбонатной щелочности до карбонатной обычно используют два распространенных материала: гашеную известь и каустическую соду. Выбор того или иного материала зависит от имеющегося в буровом растворе кальция и основывается на следующих реакциях, если в каждом случае имеются указанные исходные материалы.

Если есть кальций:

1. $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 + \text{Ca}(\text{OH})_2 = 2\text{CaCO}_3 + 2\text{H}_2\text{O}$
2. $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 + 2\text{NaOH} = \underline{\text{CaCO}_3} + \text{Na}_2\text{CO}_3 + 2\text{H}_2\text{O}$

Если кальция нет:

3. $\text{NaHCO}_3 + \text{Ca}(\text{OH})_2 = \text{CaCO}_3 + \text{NaOH} + \text{H}_2\text{O}$
4. $\text{NaHCO}_3 + \text{NaOH} = \text{Na}_2\text{CO}_3 + \text{H}_2\text{O}$
5. $\text{Na}_2\text{CO}_3 + \text{Ca}(\text{OH})_2 = \text{CaCO}_3 + 2\text{NaOH}$

Обработку № 1 следует применять тогда, когда грамм-эквиваленты на литр имеющегося в буровом растворе кальция равны или меньше грамм-эквивалентов на литр бикарбоната, или когда не ожидается дальнейшего загрязнения кальцием в иных формах, кроме бикарбоната кальция $[\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2]$. Эта обработка вызывает восстановление бикарбонатной щелочности до карбонатной, которая выпадает в осадок в виде карбоната кальция (CaCO_3).

Обработку № 2 следует применять в тех случаях, когда содержание кальция в буровом растворе в грамм-эквивалентах на литр выше, чем бикарбонатная щелочность в грамм-эквивалентах на литр. В результате образования кальцинированной соды (Na_2CO_3) на каждый грамм-эквивалент на литр имеющегося бикарбоната можно удалить 2 грамм-эквивалента на литр кальция. Раствор, в котором содержится 20 грамм-эквивалентов на литр бикарбоната, будет свободен от кальция, если обработкой каустической содой восстановить бикарбонат до карбоната.

Обработка № 3 используется в том случае, когда кальция в буровом растворе нет, и является средством преобразования бикарбоната натрия, который широко не применяется и обычно является загрязняющей примесью, в полезную форму каустической соды. Если система бурового раствора обрабатывается смесью каустической соды с квебрахо и значительно увеличивается загрязнение его бикарбонатом натрия, то желательно уменьшить или даже прекратить добавление каустической соды и заменить ее известью $[\text{Ca}(\text{OH})_2]$.

Обработка № 4 восстанавливает бикарбонат натрия до каустической соды и используется только в тех случаях, когда есть необходимость в предварительной обработке кальцинированной содой, в поддержании концентрации кальцинированной соды на уровне, необходимом *при проходке гипса или ангидрита, в добавлении в воду затворения, в регенерации каустической соды из бикарбоната натрия или карбоната натрия*, что объясняется ниже в описании обработки ; 5.

Обработка № 5 также восстанавливает карбонат натрия до каустической соды и используется для поддержания гидроксидной щелочности, не увеличивая при этом количества образующейся карбонатной щелочности.

Эту обработку можно проводить вместе с обработкой № 4, чтобы получить минимальную карбонатную щелочность и поддержать требуемую гидроксидную.

6.12. Методика определения содержания извести

1. Отмерьте 1 мл бурового раствора в чашку и доведите объем до приблизительно 50 мл дистиллированной водой. Для этого лучше всего использовать шприц.
2. Добавьте 2 - 3 капли индикаторного раствора фенолфталеина.
3. При непрерывном помешивании начните добавлять из пипетки 0,02N (N/50) серной кислоты до тех пор, пока окраска на цвет бурового раствора. Число миллилитров 0,02 N кислоты называется Р щелочностью бурового раствора (Pm).
4. По вышеизложенной методике определите Pf.
5. Рассчитайте содержание извести следующим образом:

$$0,26 \times (Pm - FwPf) = \text{эквиваленту гидроксида кальция в фунтах/баррель}$$

Fw = объемный коэффициент воды в буровом растворе (по результатам определения содержания жидкой и твердой фаз)

$$Fw = \frac{\text{объемный процент воды}}{100}$$

Если плотность раствора составляет 1,44 г/см³ или меньше, то приблизительное содержание извести в кг/м³ можно рассчитать по формуле:

$$\text{известь, кг/м}^3 = (Pm - Pf) \times 0,714$$

6.13. Концентрация хлорида

Методика

1. Влейте в чашку точно 1мл или кратно больше пробы фильтрата раствора и добавкой дистиллированной воды доведите объем до 50 мл.
2. Добавьте несколько капель фенолфталеинового индикатора. При появлении розовой окраски, добавьте серной кислоты до полного исчезновения окраски.
3. Добавьте 4 - 5 капель индикаторного раствора хромата калия для того, чтобы раствор стал ярко-желтым.

4. При непрерывном помешивании добавляйте по капле стандартный раствор нитрата серебра. Конечная точка титрования будет достигнута тогда, когда цвет пробы раствора изменится с желтого на оранжевый или кирпично-красный.

Расчеты:

При использовании 0,0282 N AgNO₃

$$\text{Содержание Cl в мг/л} = \frac{\text{нитрат серебра, мл}}{\text{проба, мл}} \times 1000$$

При использовании 0,280 N AgNO₃

$$\text{Содержание Cl в мг/л} = \frac{\text{нитрат серебра, мл}}{\text{проба, мл}} \times 10000$$

$$\text{Cl, мг/л} \times 1.65 = \text{NaCl, мг/л}$$

6.14. Общая жесткость

Методика измерения

1. Влейте в чашку или мензурку точно 1 мл или кратно больше пробы фильтрата раствора и добавкой дистиллированной воды доведите объем приблизительно до 50 мл.
2. Добавьте 4 капли буферного раствора и 2 капли раствора Манвер. При наличии кальция или магния раствор станет красным. Вместо раствора Манвера можно добавить несколько крупинок индикатора Эрихром черный Т.
3. При непрерывном помешивании добавляйте титравер (1мл = 1гCaCO₃) до изменения окраски с красной на синюю.

Расчеты:

$$\frac{\text{титравер, мл} \times 1000}{\text{проба, мл}} = \text{жесткость в мг/л в пересчете на CaCO}_3$$

$$(\text{Ca}^{++} + \text{Mg}^{++}) \text{ мг/л} = 0,4 \times \text{жесткость в мг/л в пересчете на Ca}^{++}$$

6.15. Жесткость по кальцию

Методика измерения

1. Влейте в чашку или мензурку 1 мл пробы фильтрата и разбавьте небольшим количеством дистиллированной воды.
2. Добавьте две капли 8 N гидроксида калия.
3. Добавьте несколько гранул индикатора Calver II и взболтайте смесь так, чтобы она хорошо перемешалась. Вместо Calver II можно добавить несколько крупинок сухого индикатора Мурексида.
4. Титруйте титравером до изменения окраски с красной на синюю.

Расчеты:

$$\frac{\text{титравер, мл} \times 1000}{\text{проба, мл}} = \text{CaCO}_3 \text{ мг/л}$$

$$\frac{\text{титравер, мл} \times 400}{\text{проба, мл}} = \text{Ca}^{++} \text{ мг/л}$$

6.16. Жесткость по магнию

Жесткость по магнию - это разность между значением Ca_2^+ в мг/л, полученным по методу, при котором используется Манвер, и значением Ca_2^+ , полученным при использовании индикатора Calver II.

6.17. Определение содержания солей в водной фазе РУО

Метод предусматривает разрушение эмульсии горячей водой в присутствии деэмульгатора (дисольвана), разделение нефтяной и водной фаз и определение в отделённой твёрдой фазе содержания ионов хлора, магния, кальция и гидроксильных групп.

В мерный 50мл цилиндр с притёртой пробкой вводят 20мл испытуемого раствора и добавляют 20мл дизельного топлива. Встряхивая, перемешивают содержимое в цилиндре, быстро отбирают 5мл смеси и переносят в делительную 75мл воронку, предварительно отградуированную на 50мл. Затем добавляют 10мл дисольвана и горячей дистиллированной воды до метки. Всё это встряхивают, периодически осторожно приоткрывая пробку.

После отстаивания (через 4-5 часов) в делительной воронке образуются три слоя: верхний - углеводородная фаза, средний - водная фаза с растворёнными в ней солями, нижний - утяжелитель. Водную фазу сливают в чистую

сухую колбу и методами, указанными выше, определяют содержание ионов хлора, кальция, магния и гидроксильных групп.

6.18. Концентрация сульфатов

Методика определения

1. Влейте в цилиндр, мензурку или пробирку 2-4мл фильтрата.
2. Добавьте несколько капель раствора хлорида бария.
3. Если в пробе есть сульфаты или карбонаты, они выпадут в осадок в виде молочно-белой массы.
4. Добавьте несколько капель концентрированной азотной кислоты. Если осадок растворяется - это карбонат, если нет - сульфат.
5. Результат запишите таким образом: следы, признаки, немного, много.

6.19. Катионнообменная емкость

Оборудование

Раствор метиленового синего (1 мл = 0,01 миллиэквивалента), содержащий 3,74 г метиленового синего $\times 4$ ($C_{16}H_{18}N_3SCl \cdot 3H_2O$)* на литр

3% раствор перекиси водорода

Разбавленная серная кислота, приблизительно 5N

Шприцы

Колба Эрленмейера на 125 мл

Мерный цилиндр на 25 мл

Палочки для перемешивания

Электроплитка или нагреватель для бутылок

Фильтровальная бумага ватман № 4

* - патент США.

Методика определения

Концентрации бентонита в буровых растворах.

1. Влейте в 125мл колбу $2,0 \text{ см}^3$ бурового раствора.
2. Добавьте:
 - а) 15 см^3 перекиси водорода (H_2O_2)
 - б) 1 см^3 серной кислоты (H_2SO_4), если серная кислота в капельнице, тогда добавьте 12 капель.Взболтайте смесь в течение 10 мин.
3. Прокипятите в течение 10 минут.
4. Дистиллированной водой доведите объем до 50мл.
5. Начните добавлять по 1 см^3 раствор метиленового синего.

6. После каждого добавления встряхивайте колбу и удаляйте одну каплю пробы с конца палочки для перемешивания.
7. Наносите эту каплю на фильтровальную бумагу. Когда голубой краситель разойдется из этой точки и образует вокруг нее кольцо, титрование заканчивается.
8. После обнаружения образования такого кольца взбалтывайте колбу в течение еще двух минут, а затем перенесите еще одну каплю на фильтровальную бумагу. Если кольцо снова видно, значит конечная точка достигнута. Если кольцо не появилось, продолжайте делать то, что указано в этапах 5-7 до тех пор, пока вокруг капли, взятой после двух минут встряхивания, не появится голубое кольцо.

Примечания:

1. В буровых растворах часто кроме бентонита содержатся и другие вещества, которые адсорбируют метиленовый краситель. Обработка перекисью водорода предназначена для ликвидации влияния таких органических материалов как КМЦ, полиакрилаты, лигносульфонаты, лигниты. Так что мешать показаниям могут только какие-то другие материалы.
2. Все нужные реагенты и оборудование поставляются при заказе набора для исследования.
3. Растворы следует хранить в прохладном темном месте, что продляет срок их годности. Растворы метиленового синего и перекиси водорода следует обновлять каждые 4-6 недель.

6.20. Определение калия

Седиментометрический экспресс-метод.

Оборудование и материалы

Центрифуга

Градуированные пластмассовые центрифужные пробирки

Стандартный раствор перхлората натрия (150 мг в 100 мл дистиллированной воды)

Весы с гирями

Бутылка проверочного раствора на калий

Стандартная кривая для проверки на калий

Методика определения

1. Добавьте 3мл раствора перхлората натрия к 7мл проверяемого раствора (фильтрата или отстоя после центрифугирования).

2. Сразу же выпадает осадок. Не сильно, но тщательно взболтайте содержимое пробирки.
3. Если раствор нагреется, опустите пробирку на 5 минут в холодную воду.
4. Центрифугируйте в течение 1 минуты, а затем измерьте объем хлопьев.
5. Определите концентрацию ионов калия путем сравнения объема хлопьев со стандартной кривой для проверки на калий. Если стандартной кривой нет, её нужно построить по объемам хлопьев растворов с известной концентрацией KCl.

Комментарии:

1. Этот тест специфичен для определения ионов калия. На него не влияют рН, полимеры или другие ионы, например: Ca⁺⁺, Mg⁺⁺, Na⁺ и т.д.
2. Время центрифугирования должно оставаться неизменным независимо от типа используемой центрифуги.
3. Определение “Поправочного коэффициента”
 - а) Растворите 2,0 г поташа в 50 мл дистиллированной воды
 - б) Определите концентрацию ионов калия в этом растворе по описанной выше методике.
 - в) Рассчитайте поправочный коэффициент:

1,10

поправочный коэффициент = $\frac{\text{-----}}{\text{объем хлопьев}}$

Например, если объем хлопьев = 0,80 мл, то

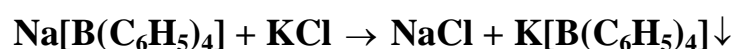
1,10

поправочный коэффициент = $\frac{\text{-----}}{0,80} = 1,38$

Для определения истинной концентрации K⁺ умножьте концентрацию ионов калия на поправочный коэффициент.

6.21. Метод высокочастотного титрования ионов калия

Данный метод основан на измерении высокочастотной электропроводности раствора, изменяющейся в процессе реакции:



Точку эквивалентности (рис. 1) фиксируют на пересечении двух прямых, отражающих изменение эквивалентной электропроводности (количе-

ства и качества ионов) исследуемого раствора по мере прибавления титранта - тетрафенилбората натрия.

Анализ исследуемого раствора можно проводить на любом высокочастотном титраторе. Ниже приводятся последовательность и методика анализа на осциллографититраторе системы «ПУНГОР» типа ОК-302.

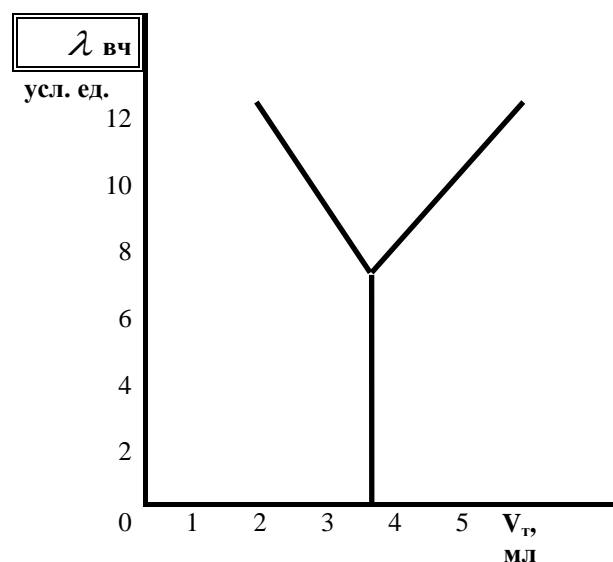


Рис. 6.1. Зависимость изменения высокочастотной электропроводности раствора $\lambda_{вч}$ от объема V_T тетрафенилбората натрия.

Сначала определяют объем фильтрата, необходимый для проведения титрования. Для этого на предметное стекло наносят несколько капель исследуемого фильтрата и прибавляют 2-3 капли тетрафенилбората натрия. Если образуется светлая муть, то на титрование берут 0,5-1мл фильтрата. Если образуется белый хлопьевидный осадок (концентрация $KCl > 5\%$), то фильтрат разбавляют (5мл фильтрата помещают в мерную 100мл колбу и доливают дистиллированной водой до метки) и берут на анализ 5мл. В чистый химический стакан вместимостью 150мл отбирают аликвотную часть фильтрата. Стакан помещают в измерительную ячейку, сверху фиксируют его металлическим кольцом, снабженным резиновой прокладкой, и устанавливают металлическую пластину - экран, охватывающую измерительную ячейку. В стакан доливают дистиллированной воды, чтобы мениск раствора был выше верхнего электрода, и устанавливают бюретку со стандартным раствором тетрафенилбората натрия.

Стандартный раствор готовят путём растворения 17,1 г химически чистого $Na[B(C_6H_5)_4]$ в 1л дистиллированной воды. Затем добавляют несколько капель разбавленного раствора хлорида алюминия (концентрации $\sim 0,1\%$), чтобы коагулировать нерастворимый осадок. После отстаивания раствор фильтруют. Хранить тетрафенилбората натрия рекомендуется в плотно закрытой емкости из полиэтилена при температуре $\sim 5^\circ C$.

Трёхпозиционный переключатель устанавливают в среднее положение, а переключатель чувствительности в положение, соответствующее оптимальной чувствительности прибора (её определяют предварительно). Прибор прогревают в течении 20-30 мин. Трёхпозиционный переключатель устанавливают в левое положение, включают магнитную мешалку и делают отсчёт по шкале индикаторного прибора.

При непрерывном перемешивании добавляют по 1-2 мл раствора титранта записывают показатели шкалы прибора и расход титранта. Строят кривую зависимости электропроводности раствора (в условных единицах шкалы) от расхода тетрафенилбората натрия (см. рис. 1) и находят объём титранта V_1 , соответствующий эквивалентной точке.

Концентрацию хлористого калия C_{KCl} рассчитывают по формуле:

$$C_{KCl} = (N * V_1 * \text{Э}_{KCl}) / (V_2 * 10)$$

Где:

N - нормальность тетрафенилбората натрия, равная 0,5н.;

V_1 - объём тетрафенилбората натрия, использованный на титрование, мл;

Э_{KCl} - эквивалент KCl , равный 74,5;

V_2 - объём исследуемого раствора, мл (если для определения берут разбавленный раствор, то объём титранта: $V_2 = 585/100 = 0,25$ мл)

Следует отметить, что содержание в растворе ионов Mg^{++} , Ca^{++} , Ba^{++} , Na^+ , SO_4^- , Cl^- до 2 мг/мл не влияет на определение количества хлористого калия. Относительная ошибка измерений не более 2%, продолжительность анализа 15-20 мин.

6.22. Качественный метод контроля содержания водонерастворимых сульфидов в буровом растворе.

1. Для анализа необходимы реактивы и оборудование:
 - колбы конические вместимостью 250 мл (ГОСТ 1770-74Е);
 - склянки с притертыми пробками для хранения реактивов вместимостью 1000 мл;
 - делительная воронка;
 - ацетат свинца (ГОСТ 1027-67), 10%-ный раствор;
 - кислота соляная (ГОСТ 3118-77), 10%-ный раствор;
 - вода дистиллированная (ГОСТ 6709-72);
 - индикаторная свинцовая бумага;
 - магнитная мешалка.
2. Для определения содержания водонерастворимых сульфидов в буровых растворах на водной основе в колбу вместимостью 250 мл. наливают 25 мл. бурового раствора и 150 мл. дистиллированной воды, помещают магнит в полиэтиленовой оболочке и прибавляют 25 мл. 10%-ного раствора соляной кислоты. Затем колбу закрывают резиновой пробкой с трубочкой,

заполненной силикагелем, пропитанным ацетоном свинца (или накрывают свинцовой бумагой), и ставят на магнитную мешалку. Потемневшее содержимое трубки (или свинцовой бумаги) будет свидетельствовать о наличии в буровом растворе водонерастворимых сульфидов.

3. Буровые растворы на нефтяной основе разбавляют дизельным топливом в соотношении 1:1, 10 мл. полученной смеси в колбу вместимостью 100 мл., добавляют 10 мл. деэмульгатора (дисольвана) и тщательно встряхивают. Затем в колбу добавляют 10-20 мл. 10%-ного раствора соляной кислоты и быстро закрывают пробкой с трубкой, заполненной силикагелем, пропитанным ацетоном свинца (или накрывают свинцовой бумагой). Потемнение содержимого в трубке (или бумаги) будет свидетельствовать о наличии в буровом растворе водонерастворимых сульфидов.
4. Для ускорения анализа колбу нагревают до 50-60 °С и перемешивают с помощью магнитной мешалки.

6.23. Качественный метод контроля содержания сероводорода и водорастворимых сульфидов в буровом растворе

1. Для анализа необходимы реактивы и оборудование:
колбы конические вместимостью 250мл (ГОСТ 1770-74Е);
склянки с притёртыми пробками для хранения реактивов вместимостью 1000 мл;
делительная воронка;
ацетат свинца (ГОСТ 1027-67), 10%-ный раствор;
едкий натр (ГОСТ 4328-77), 10%-ный раствор;
вода дистиллированная (ГОСТ 6709-72);
нитропруссид натрия , 10%-ный раствор.
2. Для анализа бурового раствора на водной основе в колбу вместимостью 250мл наливают 50мл бурового раствора и 150мл дистиллированной воды. Затем прибавляют по 10-15 капель 10%-ного раствора нитропруссид натрия (индикатора) и едкого натра. При наличии сероводорода и водорастворимых сульфидов раствор становится фиолетовым.
3. Буровой раствор на нефтяной основе разбавляют для анализа дизельным топливом в соотношении 1:1. Затем 10мл смеси помещают в делительную воронку, добавляют 25мл деэмульгатора (дисольвана) и горячую дистиллированную воду (до 100 мл общего объёма). Всё тщательно перемешивают, встряхивая, и оставляют в покое до расслоения. После этого водную вытяжку сливают в колбу и добавляют 10-15 капель 10%-ного раствора нитропруссид натрия (индикатора) и 5-10 капель 10%-ного раствора едкого натра. В качестве индикатора можно применять и 10 %-ный раствор ацетата свинца.

При наличии в растворе водорастворимых сульфидов вытяжка становится фиолетовой.

6.24. Методика количественного определения сероводорода и сульфидов в буровых растворах.

1. Для анализа количественного содержания в буровых растворах сероводорода и сульфидов используют реактивы и оборудование:
 - делительную воронку;
 - колбу круглодонную вместимостью 200 мл (ГОСТ 23932-79);
 - склянки Дрекселя с распылителем по капиллярной трубке вместимостью 200 мл;
 - бюретки вместимостью 25 мл (ГОСТ 1770-74Е);
 - колбу коническую для титрования (ГОСТ 1770-74Е);
 - вакуумный насос;
 - ацетат кадмия (ГОСТ 5824-79), 10%-ный раствор;
 - кислота соляная (ГОСТ 3118-77), 10%-ный раствор;
 - йод (ГОСТ 4159-79), 0,1 н. Раствор;
 - натрий серноватисто-кислый (СТ СЭВ 223-75), 0,1 н. раствор
2. Схема установки для количественного определения в буровом растворе сероводорода и сульфидов.

Рис. 6.3.

В колбу 3 помещают пробу исследуемого раствора, через резиновую пробку 2 присоединяют к ней делительную воронку 1 вместимостью 150-200мл и заполняют её 50мл 10%-ного раствора соляной кислоты. Через U-образную трубку 6 с хлористым кальцием колбу соединяют с измерительной стеклянной трубкой 7 (длиной 300мм), заполненной силикагелем, про-

питанным ацетатом свинца. Затем трубку 7 соединяют с вакуумным насосом и включают его. Через 1-2 мин открывают кран воронки и по каплям подают в колбу с исследуемой пробой 10%-ный раствор соляной кислоты.

В результате реакции регенерации сероводорода силикагель темнеет, и высота его окрашенного слоя будет прямо пропорциональна количеству сероводорода, выделившегося из раствора и поступившего в трубку 7

3. Для расчёта концентрации сероводорода и сульфидов в исследуемой пробе используют формулу

$$C_{\text{H}_2\text{S}} = \frac{H \times 1000}{KV}$$

Где $C_{\text{H}_2\text{S}}$ - концентрация сероводорода в пробе, мг/л;
H- высота окрашенного слоя силикагеля, мм;
K- коэффициент трубки;
V- объём пробы бурового раствора, мл

4. Установку можно использовать как в лабораторных, так и в промышленных условиях для количественного определения сероводорода и сульфидов в буровых растворах на водной и нефтяной основе.

6.25. Методика определения содержания карбонатного утяжелителя в буровом растворе

Оборудование :

1. Сушильный шкаф, электрическая плитка.
2. Цилиндр на 50 - 100 мл.
3. Фарфоровая чашка на 100 - 200 мл.
4. Весы с разновесами.
5. Соляная кислота 15% - ной концентрации.
6. Стеклянная воронка.
7. Фильтровальная бумага.
8. Стеклянный стакан на 100 - 200 м.

Процедура

После последних 2-3 замеров фильтрации оставляют 2-3 фильтра с коркой. Затем переносят их в фарфоровую чашку и помещают в разогретый сушильный шкаф. Сушат при температуре 110-120⁰С (можно 150⁰С) до постоянного веса. При отсутствии сушильного шкафа, сушку необходимо осуществлять осторожно на электрической плитке.

Высушенную твердую фазу ссыпают в фарфоровую чашку и измельчают до порошка из чашки. Берут навеску (P_1) в 5г и переносят в чистую фарфоровую чашку или в стеклянный стакан. В сосуд с порошком добавляют 15%-ную соляную кислоту, примерно 40-50мл на 5г твердой фазы. Смесь пе-

ремешивают 15-20 мин до прекращения реакции (прекращается выход газа из реакционной смеси).

Предварительно взвешенную и высушенную (P_2) фильтровальную бумагу помещают в стеклянную воронку и выливают на нее суспензию в кислоте. После отфильтровывания, стакан,(чашку) промывают дистиллированной водой и переносят остаток вновь на фильтр. После завершения фильтрации фильтр вместе с осадком помещают в сушильный шкаф (или на плитку) и сушат до постоянного веса (P_3).

Расчет содержания карбонатного утяжелителя в твердой фазе бурового раствора производят по следующей формуле

$$C_{CaCO_3, \%} = (P_1 + P_2 - P_3) / P_1 \times 100$$

Содержание шлама определяется как:

$$C_{ш, \%} = 100\% - C_{CaCO_3, \%}$$

Содержание карбонатного утяжелителя в 1 м^3 определяется по формуле:

$$M_{CaCO_3, \text{ кг/м}^3} = 10 \frac{2,6 (\rho_p - 1)}{2,6 - 1} \times C_{CaCO_3}$$

где:

10 - коэффициент;

ρ_p - плотность раствора, г/см^3 ;

2,6 - усредненная плотность выбуренной породы и карбонатного утяжелителя, г/см^3 ;

1 плотность - воды, г/см^3 .

Заключение

Данное учебное пособие предназначено для специалистов в области бурения и химиков при обучении специальности «Технология приготовления и применения буровых растворов». Курс обучения рассчитан на 30-40 дней. Обучение планируется проводить в центральной лаборатории «ИКФ» или в регионах, где имеются соответствующим образом оснащенные лаборатории.

После обучения необходима стажировка ученика в течение нескольких месяцев под руководством опытного специалиста «ИКФ». С первого дня обучения ученик обеспечивается на постоянное пользование данным учебным пособием.

Поэтому как во время обучения, стажировки, так и последующей самостоятельной работы специалист имеет возможность постоянно совершенствоваться и закреплять свои знания. «ИКФ» на основании имеющейся лицензии на обучение № 10-К-01/9062 от 26.10.98 выдает сертификат специалиста по буровым растворам.

Основываясь на международный опыт, «ИКФ» планирует также обязательную переподготовку специалистов.

Данное пособие является первым изданием и поэтому в последующем будет дополняться и совершенствоваться.