

**ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ**



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**УТВЕРЖДАЮ**

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'M.V. Dvoynikov', written over a horizontal line.

**Руководитель программы  
аспирантуры  
профессор М.В. Двойников**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО  
ИЗУЧЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ**

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ,  
БУРОВЫХ И ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРАХ**

**Подготовка научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре**

<b>Область науки:</b>	2. Технические науки
<b>Группа научных специальностей:</b>	2.8. Недропользование и горные науки
<b>Научная специальность:</b>	2.8.2 Технология бурения и освоения скважин
<b>Отрасли науки:</b>	Технические
<b>Форма освоения программы аспирантуры:</b>	Очная
<b>Срок освоения программы аспирантуры:</b>	4 года
<b>Составитель:</b>	к.т.н., доц. П.А. Блинов

Санкт-Петербург

## **ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН**

Буровой раствор является важнейшим элементом технологии бурения, определяющим качество строительства скважины, основные технико-экономические показатели бурения и стоимость скважины. Используют в основном следующие виды промывочных жидкостей: глинистые растворы, техническую воду, полимерные и биополимерные растворы, солевые растворы.

К буровым растворам предъявляются ряд требований, которые обуславливают их качество и функциональное назначение. Приоритетность выполнения требований к растворам определяется условиями бурения, однако их общее выполнение должно минимизировать стоимость бурения за счет снижения затрат на повторные обработки раствора реагентами и борьбу с осложнениями, а также вследствие повышения работоспособности породоразрушающего инструмента при обязательном обеспечении качества вскрытия продуктивных пластов и получение требуемой геофизической информации как результат по процессу бурения.

Промывочные жидкости, применяемые для бурения скважин, не только удаляют продукты разрушения из скважин и охлаждают породоразрушающий инструмент, но и обеспечивают предупреждение и ликвидацию осложнений, вскрытия продуктивных пластов и в целом способствует повышению качества буровых работ на нефть и газ.

Применение промывочных жидкостей, свойства которых не соответствуют данным геолого-техническим условиям, может привести к различным осложнениям и авариям, сопровождающимся большими затратами времени и средств.

Важную роль при обработке буровых растворов играют химические реагенты, правильный выбор и рациональное использование которых позволяет получать системы с заданными свойствами.

Приготовление сложных по составу буровых растворов из высококачественного сырья, определение параметров и оперативный контроль их качества в про-

цессе бурения, обработка разнообразными химическими реагентами, требуют глубоких знаний физической и коллоидальной химии, а также опыта и интуиции, формируемых на их основе. Эта задача может быть решена только при хорошем знании методов анализа основных технологических параметров и качества промывочных жидкостей при условии приобретения и закрепления практических навыков их определения.

## **1. Классификация буровых растворов**

Буровые растворы делят на типы и группы по составу, свойствам и назначению. По химической природе дисперсионной среды (основы) выделяют две неравнозначные по объемам применения и назначению группы буровых растворов: системы на водной и неводной основе. К первой группе относятся все основные буровые растворы массового применения, ко второй - системы специального применения, главным образом для вскрытия продуктивных пластов и разбуривания хемогенных и чувствительных к воздействию водной фазы терригенных отложений.

По содержанию твердой фазы различают растворы с низким содержанием твердой глинистой фазы (обычно до 7 %) и безглинистые растворы, по плотности - утяжеленные (с добавками специальных порошкообразных материалов высокой плотности) и облегченные (азрированные).

По характеру воздействия на разбуриваемую породу различают диспергирующие и недиспергирующие (ингибирующие) буровые растворы. В среде первых облегчен распад относительно крупных частиц выбуренной породы или специально введенного в раствор глинистого минерала на более мелкие (коллоидные) частицы. В среде вторых, наоборот, распад крупных частиц на более мелкие затруднен, замедлен или вовсе невозможен.

Распространен принцип деления буровых растворов на группы по химической природе основного (главного) реагента или характерной структурной особенности. Например, выделяют полимерглинистые, лигносульфонатные, гуматные, известково-битумные, хлоркалиевые, гидрогелевые растворы и другие.

Классификация буровых растворов не является строгой и всеобъемлющей. Названия некоторых систем буровых растворов довольно условны и используются по установившейся традиции или по номенклатуре фирм-разработчиков.

## **2. Требования к буровым растворам**

Общие требования к буровым растворам любого типа можно сформулировать кратко.

А. Буровые растворы должны обеспечивать высокие технико-экономические показатели бурения. Основные условия выполнения этого требования:

- бурение при максимальной скорости, без аварий и осложнений;
- высокое качество бурения (устойчивость и близкие к номинальным геометрические параметры ствола скважины),
- высокое качество вскрытия продуктивного пласта (сохранение природной проницаемости нефтеносной породы в пристволенной зоне).

Б. Буровые растворы должны быть безопасны для людей и окружающей природной среды в процессе приготовления, применения и утилизации отходов бурения. Выполнение этого требования - необходимое условие внедрения новых разработок в области технологии буровых растворов.

Конкретные требования к технологическим и гигиеническим свойствам буровых растворов, применяемых в тех или иных геолого-технических условиях бурения, определяются проектной документацией на строительство скважины, а также геологическими, географическими и социально-демографическими особенностями региона, в котором осуществляются буровые работы.

## **3. Основные ингредиенты буровых растворов**

Ингредиенты буровых растворов можно разделить на несколько основных групп по назначению.

*Дисперсионная среда* (основа). Буровые растворы разных типов массового применения готовят, как правило, на водной основе. Обычно используют природную воду из наземных водоемов и артезианских скважин - как пресную,

так и минерализованную; применяют также пластовую и морскую воду. На свойства бурового раствора влияют как общая концентрация растворенных в воде солей, так и их ионный состав. Особенно важна концентрация солей жесткости (кальция и магния), поскольку не все компоненты бурового раствора сохраняют свои функции в их присутствии. В ряде случаев основой бурового раствора служат рассолы -водные растворы солей с концентрацией от 5 % до насыщения.

Неводную основу используют для приготовления буровых растворов в случаях, когда контакт породы с водной фазой может привести к тяжелым осложнениям бурового процесса или не позволит обеспечить высококачественное вскрытие продуктивного пласта. Большую часть растворов этого типа составляют системы на углеводородной (нефтяной) основе. В настоящее время прослеживается устойчивая тенденция исключить из компонентного состава этой основы соединения ароматического ряда как токсичные и экологически вредные. В последние годы среди экологически безопасных буровых растворов на неводной основе появились системы, в которых дисперсионной средой является синтетическая биологически разлагаемая органическая жидкость, получаемая из натурального животного сырья.

*Глиноматериалы.* Используются обычно в виде порошков, как структурообразователи в составе большинства промывочных жидкостей на водной основе. Наиболее широко в пресных и слабо минерализованных буровых растворах применяются бентонитовые глины (бентонит). Благодаря высокому содержанию в них монтмориллонита - гидрофильного минерала, набухающего и легко диспергирующегося в воде, - бентонитовые глины в водной среде образуют коллоидно-дисперсные системы, склонные к тиксотропному структурообразованию.

В высокоминерализованной воде бентонит в значительной степени утрачивает свою структурообразующую способность. Поэтому в минерализованных буровых растворах вместо бентонита обычно применяют солестойкую палыгорскитовую глину (палы-горскит).

Наряду с бентонитовым и палыгорскитовым глинопорошками для использования в составе буровых растворов выпускают каолинит-гидрослюдистые глино-

порошки. Но структурообразующая способность последних существенно ниже, чем у палыгорскитовых и, особенно, бентонитовых глинопорошков.

Важнейший технологический параметр, по которому судят о качестве глиноматериала, - «выход глинистого раствора», выраженный числом кубометров глинистой суспензии с определенной вязкостью (по отечественным стандартам - 20 МПа·с), полученной из одной тонны глины или глинопорошка. Для бентонитовых глинопорошков разных марок этот показатель может быть в пределах от 2-5 (низкокачественный материал) до 15-20 м<sup>3</sup>/т (нормы международного стандарта) и выше. Однако выход глинистого раствора из немодифицированного глинопорошка редко превышает 8-12 м<sup>3</sup>/т; более высокие показатели обеспечиваются введением в глинопорошок модифицирующих добавок кальцинированной соды и других (в том числе полимерных) веществ.

*Химические реагенты*, используемые для получения и обработки буровых растворов, составляют список веществ и материалов различного состава, происхождения и назначения, насчитывающий сотни наименований. Ниже перечислены важнейшие их группы и приведены в качестве примера наиболее широко применяемые промышленные продукты.

*Понизители фильтрации* - реагенты и материалы, снижающие потери жидкой фазы бурового раствора вследствие поглощения ее в процессе бурения горной породой, обладающей естественной проницаемостью. Вводимые в буровой раствор понизители фильтрации снижают проницаемость фильтрационной корки. В качестве понизителей фильтрации обычно используют растворимые полимеры и олигомеры анионного и неионогенного типов следующих классов:

- эфиры целлюлозы (карбоксиметилцеллюлоза, гидроксипропилцеллюлоза, смешанные эфиры целлюлозы);

- модифицированные крахмалы, их производные и крахмалсодержащие продукты;

- полиэлектролиты акрилового ряда (разные марки частично гидролизованного полиакрил амида, гидролизованный полиакрилонитрил, различные сополимеры акриловой и метакриловой кислот);

-синтетические высокомолекулярные сульфополиэлектролиты разного химического состава;

-лигносульфонаты, продукты их конденсации и различные композиции на их основе;

- гуматные реагенты на основе различного природного сырья (бурого угля, торфа, сапропеля).

Эффективность действия понизителей фильтрации зависит от условий их применения и взаимодействия с другими компонентами бурового раствора. Совместное использование разнотипных, но совместимых реагентов обычно приводит к усилению их действия при одновременном снижении рабочей концентрации.

*Структурообразователи* (загустители) - реагенты и материалы, вызывающие увеличение значений реологических параметров буровых растворов: эффективной и пластической вязкости, статического и динамического напряжения сдвига. Поддержание этих показателей на достаточно высоком уровне необходимо для сохранения выносной способности и седиментационной устойчивости бурового раствора, а также для обеспечения заданного гидродинамического режима промывки скважины.

Исторически первый, наиболее доступный и повсеместно применяемый структурообразователь - глина, преимущественно бентонитовый глинопорошок. В современных системах малоглинистых буровых растворов в качестве загустителей часто используют линейные и разветвленные полимеры с высокой молекулярной массой. Наиболее эффективный и уникальный по своим технологическим характеристикам структурообразователь для буровых растворов - ксантан, или ксантановая смола, промышленный продукт микробиологического синтеза. Его применяют в малых концентрациях в сочетании с реагентами других типов. В качестве структурообразователей для буровых растворов на углеводородной основе используют:

1) органобентонит - бентонитовый глинопорошок, гидрофобизованный путем адсорбционного модифицирования катионным поверхностно-активным веществом,

2) высокоокисленный нефтяной битум (с достаточно высоким содержанием смол и асфальтенов), а также некоторые другие растворимые и диспергируемые в углеводородной среде материалы.

*Разжижители* (диспергаторы) - реагенты, не допускающие чрезмерного увеличения вязкости и структурных параметров буровых растворов. Загущение буровых растворов, вызываемое обычно избытком дисперсной (особенно коллоидной) фазы, сопровождается увеличением гидродинамического сопротивления движению промывочной жидкости по всему контуру циркуляции. Это требует соответствующего увеличения давления прокачки бурового раствора, что не всегда возможно по техническим причинам. Действие разжижителей основано на ослаблении сил сцепления между частицами дисперсной фазы бурового раствора, имеющих тенденцию к образованию дисперсных структур коагуляционного типа. Для разжижения буровых растворов используют низкомолекулярные вещества разной химической природы: сульфированные полифеноль-ные конденсаты, лигносульфонаты (например, феррохромлигносульфонат - ФХЛС), натриевые соли фосфорных кислот (фосфаты, полифосфаты), фосфоновые кислоты (например, нитрилотриметиленфосфоновая кислота - НТФ) и другие.

*Регуляторы концентрации водородных ионов* (водородного показателя рН) обеспечивают оптимальный уровень щелочности или кислотности бурового раствора. Многие реагенты (понижители фильтрации, регуляторы реологических свойств раствора) достаточно эффективны только в щелочной среде. Вместе с тем избыток щелочи вреден, так как ведет к разупрочнению и потере устойчивости стенок скважины при разбуривании глинистых пород, снижает эффективность некоторых реагентов, ухудшает коллекторские свойства вскрываемых продуктивных пластов. Обычно для повышения показателя рН в буровые растворы добавляют щелочные реагенты: гидроокись натрия (едкий натр, или каустическую соду), гидроокись калия (едкий кали), карбонат натрия (кальцинированную соду) или гидроокись кальция (гашеную известь).

*Ингибиторы гидратации глинистых пород*, снижая активность водной фазы или контактирующих с ней пород, замедляют или предотвращают их набухание и



гидратационное разупрочнение. Одновременно ингибирующие добавки затрудняют дисперсию частиц бурового шлама, облегчая бурового раствора от выбуренной породы. В качестве ингибирующих компонентов буровых растворов наиболее часто используют хлориды калия, кальция, а также известь и гипс. Применяют также силикаты натрия и калия (жидкое стекло). В числе эффективных ингибиторов - органические водорастворимые вещества, понижающие активность воды (гликоли и полигликоли, глицерин, эфиры), а также диспергируемые в водной среде органические и, особенно, кремний органические гидрофобизаторы. Весьма эффективны и перспективны как ингибиторы гидратации и гидрофобизаторы гидрофильных пород, низкомолекулярные ПАВ и полиэлектролиты катионного типа, то есть соединения, при электролитической диссоциации которых в водной среде адсорбционно активный ион несет положительный заряд. Однако их применение в бурении требует специальных технологических навыков.

*Смазочные добавки* снижают силы трения на всех поверхностях контакта движущихся или перемещаемых элементов (деталей) бурового инструмента и оборудования между собой и с горной породой. При этом снижается износ и повышается длительность эксплуатации оборудования, уменьшается вероятность осложнений процесса бурения вследствие прихватов и посадок бурового инструмента, залипания колонны бурильных труб в желобах и на участках искривления скважины. Высокой смазочной способностью обладают многие полимерные реагенты, вводимые в буровые растворы как стабилизаторы и понизители фильтрации. Однако, если их смазочное действие недостаточно, в буровые растворы специально вводят смазочные добавки: нефть и жидкие нефтепродукты (в виде эмульсий), окисленный петролатум, нейтрализованные сульфированные жиры и жирные кислоты разного происхождения. Применяют также поверхностно-активные вещества (сульфанол, неол и другие) и твердую смазку - графитовый порошок.

*Термостабилизаторы* повышают устойчивость и работоспособность буровых растворов в жестких термобарических условиях бурения скважин, то есть при повышенных температурах и давлениях. Обычно их используют для замедле-

ния термоокислительных процессов, приводящих к химической деградации и распаду органических компонентов бурового раствора, главным образом высокомолекулярных соединений - понизителей фильтрации и регуляторов реологических свойств. Наиболее распространенные термостабилизаторы - хроматы и бихроматы щелочных металлов (особенно бихромат калия). Иногда термостабилизаторы подбирают индивидуально с учетом особенностей молекулярного строения полимерного реагента.

*Эмульгаторы* - вещества, способствующие диспергированию (эмульгированию) в среде бурового раствора несмешивающейся с ней жидкости и обеспечивающие устойчивость полученной эмульсии. Эмульгаторы могут быть прямого действия, то есть стабилизирующие «прямые» эмульсии (типа «масло в воде»), и обратного действия, стабилизирующие «обратные», или инвертные, эмульсии (типа «вода в масле»). Обычно эмульгаторы - это поверхностно-активные вещества (ПАВ), низкомолекулярные или полимерные, растворимые преимущественно в дисперсионной среде. Но как эмульгаторы могут работать и высокодисперсные твердые вещества, находящиеся в диспергированном состоянии в одной из жидких фаз и частично смачиваемые другой фазой. В технологии промывки скважин при получении эмульсий прямого типа используют сульфанола, щелочные мыла, неололы, а также другие анионные и неионогенные ПАВ; при получении инвертных эмульсий применяют эмультал, «металлические» мыла (например, кальциевые соли жирных и смоляных кислот), некоторые катионные ПАВ и другие маслорастворимые вещества с полярными группами в структуре молекул.

*Пеностабилизаторы* (пенообразователи) - поверхностно-активные вещества, растворимые полимеры, иногда высокодисперсные твердые вещества, которые способствуют образованию пены и обеспечивают ее устойчивость. Механизм их действия основан на том, что, скапливаясь на поверхности раздела «жидкость-газ», они создают адсорбционный или фазовый «барьер», разделяющий газовые пузыри и препятствующий их слиянию (коалесценции) при соприкосновении. Пеностабилизаторы добавляют в буровые растворы при их аэрации или при использовании пенной промывки скважины. Эффективные стабилизаторы пен на

водной основе - мылоподобные, то есть мицеллообразующие, поверхностно-активные вещества. Наиболее распространенные типы промышленных ПАВ этого типа: щелочные жировые мыла, алкилбензолсульфонаты, алкилсульфаты, полиэтиленгликолевые эфиры алкилфенолов и высших жирных спиртов. Пенообразующая способность ПАВ зависит от минерализации воды, значений рН, температуры, присутствия в растворе других веществ. Пенообразующее действие указанных ПАВ усиливается, например, в присутствии фосфатов, карбоксиметилцеллюлозы, этаноламидов жирных кислот и ряда других соединений.

*Пеногасители* - поверхностно-активные вещества, введение которых в буровой раствор препятствует нежелательному образованию пены или разрушает уже образовавшуюся пену. Пеногасители обладают более высокой поверхностной активностью, чем стабилизаторы пены, и поэтому вытесняют их с межфазной поверхности. Но при этом они не способны создать защитный барьер против слияния пузырей, и жидкая прослойка между пузырями легко прорывается. Для снижения пенообразования в буровые растворы часто добавляют технические продукты, содержащие высшие жирные спирты (например, сивушные масла), растворы окисленного парафина или мылонафта в жидком углеводороде, соапсток (отход масложирового производства), жидкие нелетучие сложные и простые эфиры разного состава. Эффективные пеногасители - кремнийорганические соединения (например, полиалкилсилоксановые жидкости в виде эмульсий). Применяют также твердые порошкообразные пеногасители (резиновую или полиэтиленовую крошку, гидрофобизированный кремнезем), обычно в смеси с жидким нефтепродуктом.

*Флокулянты* - высокомолекулярные вещества, вызывающие образование в буровом растворе рыхлых хлопьевидных агрегатов (флокул) из мелких (коллоидных) частиц дисперсной фазы. Процесс образования флокул называют флокуляцией и используют для облегчения очистки бурового раствора от высокодисперсного бурового шлама. Флокулянты, обычно в сочетании с минеральными коагулянтами, используют также при разделении твердой и жидкой фаз в процессе переработки и утилизации жидких отходов бурения. Наиболее часто в каче-

стве флокулянтов используют линейные полиакриламиды с разной степенью гидролиза и молекулярной массой от  $10^4$  до  $1,5 \cdot 10^7$ . Весьма эффективные флокулянты - полиэлектролиты ка-тионного типа; в их числе химически модифицированные (катионизированные) полиакриламиды, полимеры диаллилдиметиламмоний хлорида и другие.

*Бактерициды* (антисептики) вводят в буровые растворы для защиты реагентов от микробиологической деструкции. В такой защите нуждаются в первую очередь полимерные реагенты из класса полисахаридов: эфиры целлюлозы, крахмальные реагенты, биополимеры типа ксантана. Бактерицидным действием обладают фенол, формальдегид (параформ), но их применение для обработки буровых растворов ограничено гигиеническими и экологическими запретами. Современные бактерицидные присадки к полисахаридным реагентам и добавки к буровым растворам весьма разнообразны, специфичны, и производители этих препаратов не всегда раскрывают их состав.

*Умягчители* воды - реагенты, снижающие концентрацию в ней ионов кальция и магния. Избыточная концентрация этих ионов не позволяет использовать в составе буровых растворов высокомолекулярные соединения с карбоксилатными группами (например, полимеры акрилового ряда) или вызывает повышенный их расход. Повсеместно используемый для умягчения воды реагент - карбонат натрия (кальцинированная сода); используют для этой цели также бикарбонат натрия и фосфаты натрия.

*Поглотители сероводорода* используют в составе буровых растворов в случаях возможного его проявления при бурении скважин на некоторых нефтяных месторождениях. Наиболее часто используют железистоокисные нейтрализаторы сероводорода: железный сурик ( $Fe_2O_3$ ), магнетит ( $Fe_3O_4$ ) (тонкого помола), а также некоторые другие соединения.

*Ингибиторы коррозии* позволяют избежать преждевременного выхода из эксплуатации бурового оборудования и инструментов, работающих в условиях повышенной агрессивности промывочной жидкости. Коррозия стали усиливается в кислых средах и повышенных температурах, алюминиевых сплавов - в щелочных

средах. Коррозионную активность бурового раствора усиливают растворенные в нем сероводород, углекислый газ, кислород. Поэтому компоненты бурового раствора, поглощающие или нейтрализующие эти вещества, ингибируют коррозионные процессы. Введение специальных ингибиторов коррозии в буровой раствор иногда целесообразно, но практикуется редко.

*Утяжелители* - это порошкообразные химически инертные неорганические материалы, вводимые в буровые растворы для увеличения их плотности. Плотность буровых растворов без утяжелителей обычно не превышает  $1,08 \text{ г/см}^3$ , если используют бентонитовую глину, и может повыситься до  $1,3 \text{ г/см}^3$  при использовании глин других типов. Однако содержание глины в буровом растворе следует поддерживать на минимально необходимом уровне, а увеличение его плотности осуществлять с помощью утяжелителей.

Основные технологические характеристики утяжелителей - их плотность и дисперсный (фракционный) состав. Обычно в товарном продукте ограничивается содержание частиц с размерами, выходящими за пределы диапазона 5 - 95 мкм. Ниже перечислены основные виды утяжелителей, используемых в технологии буровых растворов. Карбонатные утяжелители: известняк (плотность  $2,7 \text{ г/см}^3$ ), доломит ( $2,8 - 2,9 \text{ г/см}^3$ ), сидерит ( $3,8 - 3,9 \text{ г/см}^3$ ). Эти материалы рекомендуется использовать для утяжеления буровых растворов, применяемых при вскрытии продуктивных пластов, так как они растворяются при кислотной обработке пласта и поэтому не вызывают его коагуляцию. Баритовый утяжелитель - баритовый концентрат, полученный флотационным или гравитационным обогащением баритовой руды. Для утяжеления буровых растворов используют разные марки концентрата с содержанием сернокислого бария от 80 до 95 % и плотностью  $4,05 - 4,3 \text{ г/см}^3$ . Барит - наиболее широко применяемый утяжелитель, совместимый практически со всеми ингредиентами буровых растворов любых типов. Железистые утяжелители: гематитовый (содержание гематита 54 - 60 %, плотность  $4,15 - 4,4 \text{ г/см}^3$ ), магнетитовый (содержание магнетита 53 - 55 %, плотность  $4,2 - 4,35 \text{ г/см}^3$ ). Применяют также титано-магнетитовые утяжелители, обладающие сильными магнитными свойствами и повышенной абразивностью. Свинцовые утяжели-

тели применяют для получения буровых растворов с плотностью свыше 2,3 г/см<sup>3</sup>. Основным утяжелителем этой группы - галенит (свинцовый блеск), имеющий плотность 7,4 - 7,6 г/см<sup>3</sup>.

*Наполнители* (кольматанты) нужны для снижения потерь бурового раствора вследствие его поглощения трещиноватыми породами и пластами с другими нарушениями макроструктуры. Наиболее типичные наполнители - волокнистые, чешуйчатые и зернистые материалы, обычно промышленные отходы: древесные опилки и стружки, резиновая и пластмассовая крошка, измельченные текстильные материалы, побочные продукты переработки сельскохозяйственной продукции (шелуха семян, скорлупа орехов и др.) Применяют также измельченные минеральные материалы: асбест, слюду, перлит, вермикулит, диатомит, карбонатные наполнители.

#### **4. Основные свойства промывочных жидкостей. Методы их измерения**

Измерение основных параметров буровых промывочных жидкостей является необходимой процедурой в практике бурения скважин. Техника измерения большинства параметров достаточно проста, но недостаточное знание методики замеров может послужить причиной ошибок и неправильных рекомендаций по регулированию свойств промывочных жидкостей, что в свою очередь снижает эффективность бурения и является причиной большинства аварий при производстве буровых работ.

Суть контроля параметров бурового раствора заключается в том, что через определенное время из системы циркуляции отбирают заданное количество проб и выполняют измерения с помощью приборов и устройств. По результатам измерений находят средние значения параметров и в зависимости от положения этих значений относительно заданных границ принимают решение об их регулировании.

Параметры бурового раствора, подлежащие контролю, можно разделить на три группы:

*К первой группе* относятся параметры, контроль которых обязателен для всех скважин: плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, показатель фильтрации, толщина фильтрационной корки, концентрация водородных ионов, концентрация твердых примесей. Для контроля параметров первой группы предназначен серийно выпускаемый комплект лаборанта буровых растворов КЛР-1, включающий рычажные весы ВРП-1, вискозиметр ВБР-1, фильтр-пресс ФЛР-1, отстойник ОМ-2, вискозиметр ВСН-3, термометр ТБР-1 и набор индикаторной бумаги, реагентов и посуды для химических анализов. Кроме того, в настоящее время на ряде предприятий для контроля параметров бурения используют лабораторный набор фирмы «Kem Tron» (США), включающий рычажные весы, трехскоростной вискозиметр FANN, фильтр-пресс FANN, министил (реторту), набор для определения содержания песка и химические реагенты и посуду для определения катионообменной емкости, щелочности бурового раствора, щелочности фильтрата и общей жесткости.

*Ко второй группе* относятся специальные параметры, контроль которых обязателен для скважин с осложненными геологическими условиями (высокая минерализация напорных пластовых вод, поглощения, газо-, нефте- и водопроявления и др.). Эта группа параметров включает; показатель фильтрации при повышенных температурах содержание газа, предельное динамическое напряжение сдвига, пластическую вязкость, степень минерализации, содержание ионов кальция, магния, натрия, хлора, калия, сульфата, содержание и состав твердой фазы, нефти, напряжение пробоя (для эмульсионных растворов).

Для контроля параметров буровых растворов первой и второй групп серийно выпущена самоходная контрольная лаборатория СКЛ-1, включающая комплект лаборанта КЛР-1, испытатель ИГЭР-1, установку ТФН-1, фильтр-пресс УИВ-2 (ФП-200). Либо комплект импортного оборудования таких фирм как FANN, OFI, Kem Tron Inc, Varoid и т.д.

*К третьей группе* относятся факультативные параметры, дающие дополнительную информацию о свойствах бурового раствора. Эта группа включает; динамическое напряжение сдвига и пластическую вязкость при повышенных тем-

пературах и давлениях, статическое напряжение сдвига при повышенных температурах и давлениях, вязкость при низкой скорости сдвига, смазочную способность и напряжение сдвига фильтрационной корки.

Для контроля всех упомянутых показателей буровых растворов предназначена стационарная лаборатория «Раствор-1», включающая комплект лаборанта КЛР-1, ротационный вискозиметр ВСН-2М, фильтр-пресс УИВ-2 (ФП-200), рН-метр, установки для определения смазочной способности бурового раствора СР-1, напряжение сдвига фильтрационной корки НК-1, концентрации твердой фазы и нефти ТФН-1, термообработки бурового раствора УТ-1, испытатель гидрофобных эмульсионных растворов ИГЭР-1.

Периодичность контроля параметров бурового раствора приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Периодичность контроля параметров бурового раствора при бурении скважин в нормальных условиях в нефтедобывающих регионах

Перечень параметров	Периодичность контроля параметров бурового раствора при бурении скважин в нефтедобывающих регионах, ч		
	Урало-Поволжье	Западная Сибирь	Глубокого бурения
Условная вязкость	1,5	0,7	0,5
Показатель фильтрации	4	3	2
Статистическое напряжение сдвига	4	3	2
Динамическое напряжение сдвига	4	3	2
Пластическая (динамическая) вязкость	4	3	2
Водородный показатель рН	4	3	2
Плотность	1,5	0,7	0,5
Массовая доля твердой фазы	8	6	4

По технологическому принципу свойства буровых растворов можно классифицировать следующим образом.

Механические свойства		
Плотность	Реологические свойства	Структурные (тиксотропные) свойства
- плотность - относительная плотность	- условная вязкость - динамическое напряжение сдвига - пластическая вязкость - эффективная вязкость - динамическая вязкость - коэффициент пластичности	- статическое напряжение сдвига - коэффициент тиксотропии



	- показатель консистенции - показатель неньютоновского поведения	
Показатели фильтрации, стабильности и устойчивости к внешним воздействиям		
Фильтрационные свойства	Устойчивость к внешним воздействиям	Кинетическая устойчивость
- показатель (статической) фильтрации - динамическая фильтрация - мгновенная фильтрация - толщина фильтрационной корки - прихватоопасность фильтрационной корки	- термостойкость - недиспергирующая способность - флокулирующая способность - микробиологическая устойчивость - ингибирующая способность - консолидирующая способность	- стабильность - суточный отстой (показатель седиментации)
Фрикционные свойства		
Противоизносные и смазочные свойства фильтрационной корки	Триботехнические свойства	
- коэффициент трения корки - напряжение сдвига корки - липкость корки - коэффициент сдвига корки	- коэффициент трения-скольжения - коэффициент трения-качения - интенсивность износа материала - продолжительность работы пары без заедания - диаметр пятна износа - нагрузка заедания и т.д.	
Теплофизические свойства	Электрохимические свойства	
- температура - коэффициент температуропроводности - коэффициент теплопроводности - теплоемкость	- удельное электрическое сопротивление - электростабильность - водородный показатель (рН) - коррозионная активность	

Показатели загрязнения и компонентный состав раствора		
Содержание твердой, жидкой и газообразной фаз	Состав твердой, жидкой и газообразной фаз	Компонентный и химический состав
- содержание песка - содержание отмытого песка - содержание нефти - содержание газа	- состав твердой фазы - состав фильтрата - состав газа	- содержание ингредиентов (глины, воды, утяжелителя, химических реагентов, смазывающих веществ) - общая минерализация - содержание ионов солей

#### 4.1 Плотность бурового раствора

Плотность промывочной жидкости - это масса единицы ее объема. Единицей измерения плотности в системе СИ является кг/м<sup>3</sup>.

Относительной плотностью называется отношение плотности бурового раствора к плотности пресной воды.

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

$$P_{гс} = \rho \cdot g \cdot H, \text{ Па}$$

где  $\rho$  - плотность промывочной жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;

$g$  - ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;

$H$  - высота столба промывочной жидкости, м.

Для предупреждения флюидопроявлений, гидростатическое давление столба промывочной жидкости должно превышать пластовое (поровое) давление  $P_{пл}$ .

Пластовое (поровое) давление - это давление, создаваемое пластовыми флюидами (нефтью, газом, водой) на стенки пор горной породы.

Различают нормальное  $P_{пл}^н$ , аномально высокое  $P_{пл}^{a.в.}$  и аномально низкое ( $P_{пл}^{a.н.}$ ) пластовое давление. Градиент нормального пластового давления принят равным  $0,01 \text{ МПа/м}$ , что эквивалентно гидростатическому давлению, создаваемому столбом жидкости, имеющей плотность  $1000 \text{ кг/м}^3$  (столбом пресной воды):

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

$$K_a = \frac{P_{пл}}{P_{пл}^н} = \frac{P_{пл}}{1000 \cdot g \cdot H},$$

Очевидно, что для АВПД  $K_{ан} > 1$ , а для АНПД  $K_{ан} < 1$ .

По правилам безопасности (ПБ) в нефтяной и газовой промышленности (РД 08-200-98), действующим с 1998 г., при бурении скважин на нефть и газ плотность промывочной жидкости в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом промывочной жидкости гидростатическую давления в скважине, превышающую пластовое (поровое) давление на величину:

- 10 - 15 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 1,5 МПа;

- 5 - 10 % для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

- 4 - 7 % для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 и до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Отклонения от этих требований допускаются только при возникновении поглощения промывочной жидкости и процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции) и при целенаправленной минимизации репрессии на продуктивные пласты в процессе их вскрытия.

По тем же ПБ в интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, показатель фильтрации, состав промывочной жидкости устанавливаются, исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины, однако репрессия при этом не должна превышать пределов, установленных для интервала совместимых условий. Иными словами, с позиций обеспечения устойчивости стенок скважин репрессия может быть больше минимально необходимой для предотвращения флюидопроявлений, но при этом не выходить за пределы максимально допустимой.

## 4.2 Измерение плотности промывочных жидкостей

Для измерения плотности промывочных жидкостей используют ареометр АБР-1, рычажные весы-плотномер ВРП-1, пикнометр, плотномеры АВП-1, ПП-1, индикатор плотности или их импортные аналоги.

**Ареометр АБР-1** (рис. 7.1) состоит из съемного груза 1, полиэтиленовой заглушки 2, металлического балласта 3, мерного стакана 4, крышки 5 и доньшка 6 поплавок, стержня 7 с нанесенными на нем основной и поправочной шкалами, пробки 8 и ведра 9.

Техническая характеристика АБР-1:

Диапазон измерения плотности, кг/м<sup>3</sup>

-со съемным грузом ..... 800 - 1700

-без груза ..... 1700-2600

Цена деления шкалы, кг/м<sup>3</sup> ..... 10

Вместимость мерного стакана, см<sup>3</sup> ..... 78,5 ± 0,3

### Порядок работы.

Отделить доньшко поплавка от мерного стакана, доньшко и стакан промыть водой и насухо вытереть.

Налить в ведро чистую воду (пресную или морскую), имеющую температуру  $20 \pm 5$  °С. Уровень воды в ведре с погруженным в нее ареометром должен находиться не более чем в 5 мм от края ведра.

В мерный стакан ареометра налить воду из ведра, в котором производится замер, стакан при этом держать вертикально. Соединить доньшко со стаканом поворотом до упора. Погрузить ареометр в ведро и вращением стержня согнать воздушные пузырьки. При стабильном положении прибора прочесть и записать показания и знак + или - поправки по поправочной шкале.

Поднять прибор, отсоединить стакан от доньшка и вылить воду в ведро. Протереть внутреннюю часть стакана от капель воды. Залить в мерный стакан ареометра предварительно перемешанную пробу промывочной жидкости, соединить стакан с доньшком. Тщательно смыть водой излишки промывочной жидкости с поверхности ареометра.

Погрузить ареометр в ведро с водой, вращением стержня согнать пузырьки воздуха и по делению основной шкалы, до

которого ареометр опустится в воду, прочесть значение плотности промывочной жидкости. При надетом калиброванном грузе отсчет брать по левой шкале с оцифровкой от 800 до 1700 кг/м<sup>3</sup>. Если ареометр при надетом калиброванном грузе погрузится так, что шкала окажется под уровнем воды в ведре, то следует снять груз и отсчет брать по правой части основной шкалы с оцифровкой от 1700 до 2600 кг/м<sup>3</sup>.

Плотность промывочной жидкости равна алгебраической сумме показаний основной и поправочной шкал.

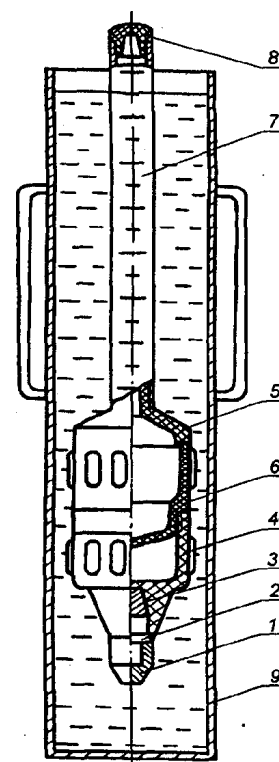
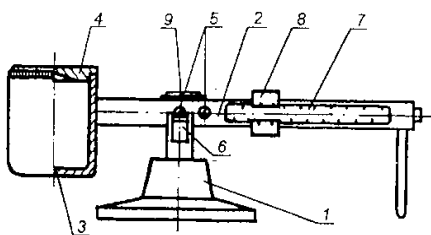


Рис. 7.1.  
Ареометр  
АБР-1

При использовании минерализованной воды делается поправка на плотность этой воды, для чего мерный стакан надо заполнить минерализованной водой и соединить с поплавком; затем прибор погрузить в ведро и оставить свободно плавать. Деление на поправочной шкале, до которого ареометр погрузится в воду, покажет алгебраическую величину поправки  $\Delta\rho$ . Затем вылить минерализованную воду из стакана, налить буровой раствор и погрузить в воду; сделать отсчет по основной шкале  $\rho_{\text{осн}}$ .

Плотность бурового раствора в случае применения минерализованной воды.

$$\rho = \rho_{\text{осн}} + \Delta\rho, \text{ кг/м}^3$$



**Рычажные, весы-плотномер ВРП-1 (рис. 7.2)**

состоят из подставки 1 и подвижной части, представляющей собой рычаг 2 с жестко закрепленным на нем мерным стаканом 3 с крышкой 4. Подвижная часть весов с помощью одной из призм 5 опирается на вкладыш 6, укрепленный на

Рис. 7.2. Рычажные весы-плотномер ВРП-1

подставке. На рычаге весов нанесены две шкалы 7 с разными диапазонами измерений: верхняя шкала от

800 до 1600 кг/м<sup>3</sup>, нижняя - от 1600 до 2600 кг/м<sup>3</sup>.

Замеры по верхней шкале осуществляются путем установки рычага на правую призму и перемещением движка 8, замеры по нижней шкале - установкой рычага на левую призму и перемещением движка 8. Подвижная часть весов считается уравновешенной при установке рычага в горизонтальное положение, что определяется по закрепленному на рычаге уровню 9 (пузырек в ампуле уровня должен находиться между двумя центральными рисками).

Техническая характеристика ВРП-1

Диапазон измерения плотности, кг/м<sup>3</sup> .....800-2600

Цена деления шкалы, кг/м<sup>3</sup> .....10

Цена деления нониуса, кг/м .....1

Вместимость мерного стакана, см<sup>3</sup> .....150±0,2

### **Порядок работы.**

Установить подставку весов на столе. Мерный стакан и крышку промыть водой и насухо вытереть. Залить в мерный стакан предварительно перемешанную пробу промывочной жидкости и закрыть его, крышкой. Излишки промывочной жидкости, вытекающие через специальное отверстие в крышке, удалить сухой тряпочкой.

Подвижную часть весов установить на подставке правой призмой. Передвигая движок влево или вправо, привести рычаг в положение равновесия и прочесть, показания плотности промывочной жидкости по верхней шкале.

Если плотность промывочной жидкости окажется большей, чем предел измерения, по верхней шкале, то подвижную часть весов необходимо переставить на левую призму и, добившись положения равновесия рычага перемещением движка, взять отсчет по нижней шкале.

Точность показаний рычажных весов периодически контролируют дистиллированной водой, плотность которой при температуре  $(20 \pm 2)^{\circ}\text{C}$  должна быть равна  $(1000 \pm 5) \text{ кг/м}^3$ .

### **4.3. Реологические свойства промывочных жидкостей**

Реология является разделом физики, изучающим деформацию тел, в том числе их текучесть.

Реологические свойства промывочных жидкостей ведущие отечественные и зарубежные специалисты относят к числу важнейших. Обусловлено это тем, что они оказывают существенное влияние практически на все показатели и процессы, связанные с бурением скважин. В частности, реологические свойства в значительной мере определяют степень очистки забоя скважины от шлама и охлаждения породоразрушающего инструмента, транспортирующую способность потока промывочной жидкости, величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины и гидродинамического давления на ее стенки и забой в процессе бурения; амплитуду колебаний давления при пуске и

остановке насосов, выполнении спуско-подъемных операций (СПО) и проработке скважины с расхаживанием бурильной колонны; интенсивность обогащения промывочной жидкости шламом, полноту ее замещения тампонажным раствором в кольцевом пространстве между обсадной колонной и стенками скважины и др.

Перечень показателей, которыми характеризуют реологические свойства промывочных жидкостей, определяется выбором реологической модели, т.е. уравнения, описывающего связь между возникающими в жидкости напряжениями  $\tau$  и скоростью ее деформации или сдвига  $\dot{\gamma}$ .

Первой реологической моделью, использованной для описания реологического поведения глинистых суспензий (В. Грегори, 1927г.), была модель, которая в нашей стране известна как модель Бингама – Шведова.

$$\tau = \tau_0 + \dot{\gamma}\eta,$$

где  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, Па;

$\eta$  - пластическая вязкость, Па·с.

Динамическое напряжение сдвига косвенно характеризует сопротивление промывочной жидкости, возникающее при инициировании ее течения. С увеличением динамического напряжения сдвига увеличивается удерживающая способность промывочной жидкости, но вместе с тем возрастают гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины, амплитуда колебаний давления при пуске и остановке насосов и выполнении СПО, а также вероятность образования застойных зон с аккумуляцией в них выбуренной породы.

Пластическая вязкость промывочной жидкости характеризует темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига. С увеличением пластической вязкости возрастают гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины и снижает-

Рис. 7.3. Реограмма  
вязко-пластичной  
жидкости

ся ресурс работы буровых насосов, а также доля гидравлической мощности, подводимой к забойному двигателю и долоту.

Промывочные жидкости, реологическое поведение которых описывается уравнением (4), называются вязкопластичными. Для реальных промывочных жидкостей при малых скоростях сдвига зависимость  $\tau = \tau(\gamma)$  нелинейна, что не соответствует модели Бингама-Шведова. Однако этот интервал скоростей сдвига во внимание не принимается и динамическим напряжением сдвига  $\tau_0$  считается значение напряжения в точке пересечения продолжения прямой  $\tau = \tau(\gamma)$  с осью касательных напряжений (рис. 7.3). Отсюда следует, что динамическое напряжение сдвига имеет скорее математическую, чем физическую интерпретацию. Действительное же напряжение, при котором начинается течение жидкости, меньше чем  $\tau_0$  и называется статическим напряжением сдвига (СНС).

Таким образом, вязкопластичная промывочная жидкость характеризуется тем, что в состоянии покоя обладает пространственной структурой, достаточно жесткой, чтобы сопротивляться любому напряжению, меньшему СНС. Когда напряжение сдвига  $\tau$ , вызванное внешним воздействием, превышает значение СНС, структура разрушается и жидкость начинает течь. При  $\tau > \tau_0$  жидкость течет уже как обычная ньютоновская жидкость с вязкостью  $\eta$ . Когда действующие в промывочной жидкости касательные напряжения сдвига становятся меньше СНС ( $\tau < \text{СНС}$ ), то пространственная структура вновь восстанавливается.

Кроме основных параметров этих моделей ( $\tau_0$ ,  $\eta$ ) для характеристики реологических свойств промывочных жидкостей в последние годы широко используют ещё и целый ряд дополнительных параметров: коэффициент пластичности, эффективную вязкость при скорости сдвига, равной  $100\text{с}^{-1}$ , асимптотическую вязкость или эффективную вязкость при полностью разрушенной структуре (при скорости сдвига, равной  $10\,000\text{с}^{-1}$ ), вязкость при низкой скорости сдвига (ВНСС).

Коэффициент пластичности промывочной жидкости (КП,) определяется величиной отношения динамического напряжения сдвига к пластической вязкости

$$\text{КП} = \frac{\tau_0}{\eta}, \text{с}^{-1}$$



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

Эффективная вязкость характеризует ту действительную вязкость, которой обладает промывочная жидкость при скорости сдвига, имеющей место в кольцевом пространстве скважины, в бурильных трубах или промывочных каналах породоразрушающего инструмента. Она является общим показателем реологических свойств промывочных жидкостей, независимо от того, какой моделью описывается их реологическое поведение.

### Принцип измерения пластической вязкости и динамического напряжения сдвига

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

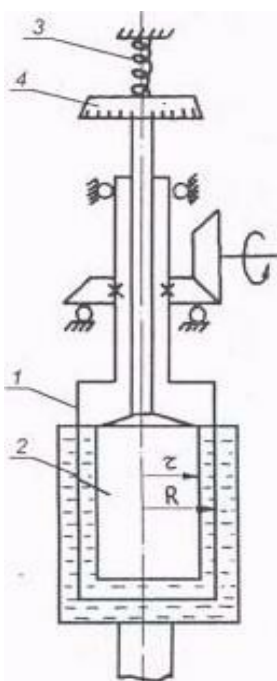


Рис. 7.4.  
Общая схема  
ротационного  
вискозиметра

Основу ротационного вискозиметра (рис. 7.4) составляют два вертикально расположенных коаксиальных цилиндра, в зазор между которыми заливается исследуемая промывочная жидкость.

Внешний цилиндр (гильза) 1 может вращаться с различными частотами. При вращении гильзы между концентрическими слоями промывочной жидкости, находящейся в кольцевом зазоре вискозиметра, возникают касательные напряжения сдвига и обусловленный ими крутящий момент, который передается внутреннему цилиндру (измерительному элементу) 2. В результате последний поворачивается вокруг своей оси до тех пор, пока момент, развиваемый касательными напряжениями сдвига, не станет равным моменту закручивания пружины 3. Угол поворота измерительного элемента, пропорциональный величине касательных напряжений сдвига, фиксируется по шкале прибора.

В настоящее время в отечественной инженерной практике для реометрии промывочных жидкостей наиболее широко используется **ротационный вискозиметр ВСН-3** (рис. 7.5).

#### Техническая характеристика ВСН-3

Пределы измерения касательных напряжений сдвига, Па:

для пружины № 1.....0 - 45

для пружины № 2..... 0 -90

Диапазон измерений динамической вязкости ньютоновских жидкостей (при 200 мин<sup>-1</sup>), Па·с:

для пружины № 1.....0,001 - 0,2

для пружины № 2.....0,001 - 0,4

Частота вращения гильзы, мин<sup>-1</sup> .....0,2; 200; 300; 400; 600

Максимальный угол поворота измерительного элемента, рад.. 270

Наружный диаметр измерительного элемента, мм ..... 39, 62

Высота измерительного элемента, мм..... 60

Внутренний диаметр гильзы, мм.....44

Потребляемая мощность, В·А.....65

Питание от сети переменного тока напряжением 220 В, при частоте 0 Гц.

Пределы термостатирования исследуемой жидкости, °С.....	20 - 60
Габаритные размеры, мм.....	278 x 192 x 525
Масса, кг.....	19

Таким образом, реометрические измерения на ротационном вискозиметре ВСН-3 сводятся к последовательной установке фиксированных частот вращения гильзы, (600, 400, 300 и 200 мин<sup>-1</sup>) и определению при этом устойчивых показаний углов поворота шкалы φ.

### Порядок работы.

- 1 Установить ВСН-3 на столе, не подвергающемся вибрации и тряске.
- 2 Проверить «нуль» шкалы прибора. При несовпадении «нуля» шкалы с визирной линией на смотровом стекле, установить «нуль» шкалы, руководствуясь, при этом инструкцией по эксплуатации ВСН-3.

3

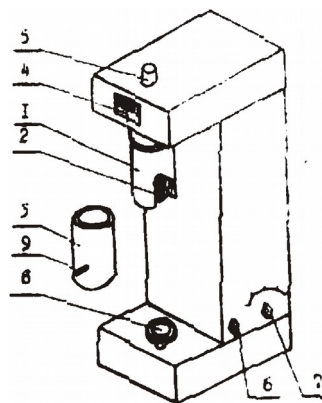


Рис. 7.5. Вискозиметр ВСН-3:

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

Поставить тумблер в положение «откл» и включить вилку прибора в сеть переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц.

- 4 Надеть гильзу на шпindel-шестерню, налить в стакан до риски испытуемую промывочную жидкость и установить стакан на телескопический столик.
- 5 Измерить температуру испытуемой промывочной жидкости с точностью до ближайшего деления термометра. При проведении реометрии без предварительного термостатирования промывочной жидкости ее температура должна составлять  $21 \pm 3$  °С.
- 6 В тех случаях, когда температура промывочной жидкости не соответствует указанной в п. 5 или требуется оценить ее реологические свойства при повышенной температуре (максимум до 60 °С), необходимо подсоединить стакан к термостату резиновыми шлангами и выдержать испытуемую промывочную жидкость до достижения заданной температуры.
- 7 Поднять телескопический столик и зафиксировать его в верхнем положении поворотом по часовой стрелке.
- 8 Установить переключатель частот вращения гильзы в положение  $600\text{мин}^{-1}$ , тумблер - в положение «вкл» и перемешать испытуемую промывочную жидкость в течение 5 мин с целью разрушения в ней тиксотропной структуры.
- 9 Дождаться устойчивого, не изменяющегося при вращающейся гильзе в течение 1 мин, положения шкалы прибора и взять отсчет с точностью до 0,5 деления шкалы. Повторить измерения 1-2 раза при той же частоте вращения гильзы.
- 10 Провести измерения, согласно п. 9 при частотах вращения гильзы, равных  $600, 300, 200\text{ мин}^{-1}$ .

Примечания:

1. Измерения от момента окончания перемешивания промывочной жидкости по п. 8 и до момента снятия последнего повторного отсчета при частоте вращения гильзы, равной  $200\text{ мин}^{-1}$ , должны проводиться непрерывно с минимально возможной продолжительностью для того, чтобы исключить тиксотропное схва-

тывание и потерю устойчивости промывочной жидкости под действием центробежных и гравитационных сил.

2. При закаливании прибора, оснащенного пружиной № 1, на частоте вращения гильзы, равной  $600 \text{ мин}^{-1}$ , необходимо продолжить измерения, перейдя на частоту  $400 \text{ мин}^{-1}$ , а при заклипании прибора и на этой частоте проводить измерения на всех частотах, используя пружину № 2.

3. При значениях угла поворота шкалы прибора, оснащенного пружиной № 1, составляющих менее  $10$  град на частоте вращения гильзы, равной  $200 \text{ мин}^{-1}$ , результаты измерений на этой частоте в последующие расчеты не включать, а в той же ситуации на частоте  $300 \text{ мин}^{-1}$  использовать для измерений на всех частотах нестандартную пружину меньшей жесткости.

Это требование обусловлено тем, что работа в диапазоне углов поворота шкалы ВСН-3 от  $0$  до  $10$  град приводит к большим погрешностям оценки показателей реологических свойств.

4. Во всех случаях реометрию на ВСН-3 необходимо проводить не менее чем при трех различных частотах вращения гильзы.

По окончании реометрии производится расчет касательных напряжений и скоростей сдвига при всех использованных в процессе измерений частотах вращения гильзы.

Значения констант  $K$  для пружин № 1 и № 2, входящих в комплект прибора ВСН-3, приводятся в руководстве по его эксплуатации.

Кроме того, для определения показателей реологических свойств промывочных жидкостей, в том числе и при высоких температурах, используют ротационные вискозиметры, выпускаемые в основном американской компанией Fann Instrument: FANN HC 34A и 34A; FANN 35A и 35SA; FANN 35A / SR12 и 35SA/SR12; FANN 70 НТНР. Измерительные узлы перечисленных вискозиметров подобны используемым в отечественных приборах типа ВСН. Различные модели вискозиметров FANN отличаются приводом (ручной, электрический); числом частот вращения наружного цилиндра (гильзы) и, соответственно, диапазоном ско-

ростей сдвига; температурами и давлениями, реализуемыми в ходе реометрических измерений; способами регистрации измеряемых величин.

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

$$\eta = \phi_{600} - \phi_{300},$$

$$\tau_0 = \phi_{300} - \eta,$$

$$AV = \frac{\phi_{600}}{2},$$

где  $\eta$  - пластическая вязкость, мПа·с;

$\phi_{600}$ ,  $\phi_{300}$  - значения углов поворота шкалы вискозиметра при частотах вращения гильзы, соответственно равных 600 и 300 мин<sup>-1</sup>, град;

$\tau_0$  - динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут<sup>2</sup> (1фунт/100 фут<sup>2</sup> = 0,4788Па);

AV - эффективная вязкость, мПа·с.

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

- для вязкопластичных промывочных жидкостей

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

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

где  $K_1, K_2, K_3$  – константы, зависящие от упругости пружины вискозиметра. Для пружины №2, используемой при выполнении лабораторной работы  $K_1=10^{-3}$ ,  $K_2=0,3$ ,  $K_3=10^3$ .

- для псевдопластичных промывочных жидкостей:

$$\eta = 3,321g \cdot (\phi_{600} - \phi_{300}),$$
$$k = \frac{K \phi_{300}}{C^{-n}},$$

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

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

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

Совокупность значений, полученная по результатам реометрических измерений с помощью того или иного ротационного вискозиметра, может быть аппроксимирована любой из известных реологических моделей, описывающих связь  $\tau_0 = \tau(\gamma)$ .

#### 7.4.3. Условная вязкость промывочных жидкостей

Условная вязкость - величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению. В нашей стране условная вязкость (УВ, с) определяется временем истечения 500 см<sup>3</sup> промывочной жидкости через вертикальную трубку 2 вискозиметра ВБР-1 из воронки 1, заполненной 700 см<sup>3</sup> промывочной жидкости (рис. 7.6). В состав ВБР-1 также входят мерная кружка 3 и сетка 4.

### Техническая характеристика ВБР-1

Постоянная вискозиметра (время истечения 500 см<sup>3</sup> дистиллированной воды при температуре 20 ± 5 °С), с.....15

Абсолютная погрешность постоянной вискозиметра, р 3.: 7.6.  
с.....±0,5  
Вискозиметр ВБР-1

Диаметр отверстия трубки вискозиметра, мм.....5

Длина трубки вискозиметра, мм.....100

Вместимость при температуре (20 ± 5) °С, см<sup>3</sup>:

-воронки вискозиметра.....700

-мерной кружки.....500

### Порядок работы.

Воронку вискозиметра и мерную кружку промыть водой. Подготовить пробу промывочной жидкости, тщательно перемешать ее и, закрыв отверстие трубки пальцем правой руки, через сетку залить исследуемую жидкость в воронку до перелива.

Подставить мерную кружку под трубку вискозиметра. Убрав палец, открыть отверстие трубки и одновременно левой рукой включить секундомер.

В момент заполнения кружки до краев промывочной жидкостью остановить секундомер, закрыть отверстие трубки пальцем и прочесть показания секундомера.



За условную вязкость промывочной жидкости принимается среднее значение результатов трех измерений, отличающихся между собой не более чем на 2 с.

После каждого измерения мерную кружку необходимо ополаскивать водой.

Периодически осуществляемую проверку постоянной вискозиметра проводят в следующей последовательности: воронку вискозиметра подвешивают на стойке в вертикальном положении (отклонение от вертикали не должно превышать 10 град), закрывают отверстие трубки пальцем и заливают в воронку до перелива дистиллированную воду (допускается использование чистой пресной воды). Под трубку вискозиметра ставят мерную кружку, открывают отверстие трубки и одновременно включают секундомер. Производят не менее трех замеров, среднее значение которых для пригодного к работе вискозиметра должно составлять  $(15 \pm 0,5)$  с.

Вискозиметр ВБР-1 используется для регулярных измерений условной вязкости на каждой буровой установке и в лабораторных условиях.

За рубежом условную вязкость промывочных жидкостей измеряют с помощью воронки Марша, которая в отличие от ВБР-1 оснащена трубкой меньшей длины (50,8 мм) и меньшего диаметра (4,7 мм), но при этом ее воронка и мерная кружка имеют большую вместимость: соответственно 1500 и 946 см<sup>3</sup>. Постоянная воронки Марша, т.е. время истечения одной кварты (946 см<sup>3</sup>) пресной воды при температуре  $21 \pm 3^\circ\text{C}$ , равна  $26 \pm 0,5$  с. Порядок определения условной вязкости по воронке Марша аналогичен ВБР-1.

В практике получила распространение оценка текучести буровых растворов с помощью малой воронки, которая снабжена трубкой длиной 20 мм и внутренним диаметром 4 мм. Условная вязкость по малой воронке, обозначаемая  $T_{100}$ , оценивается временем истечения 100 см<sup>3</sup> бурового раствора из 200 см<sup>3</sup> промывочной жидкости, залитой в воронку.

#### **4.4 Структурно-механические свойства**

Под структурно-механическими свойствами понимается способность промыв-

вочных жидкостей в состоянии покоя образовывать пространственную внутреннюю структуру, обладающую определенной механической прочностью. Для возвращения структурированной системе свойств жидкости структуру необходимо разрушить, приложив некоторое усилие. Величина этого усилия зависит от силы сцепления между частицами дисперсной фазы промывочной жидкости, т.е. от прочности образовавшейся структуры, и характеризуется статическим напряжением сдвига.

Статическое напряжение сдвига - это усилие, при котором начинается разрушение структуры, отнесенное к единице площади, или иными словами, это минимальное касательное напряжение сдвига, вызывающее начало разрушения структуры в покоящейся промывочной жидкости. Статическое напряжение сдвига принято выражать в дПа.

Величина статического напряжения сдвига определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц шлама и утяжелителя при остановках циркуляции промывочной жидкости. Очевидно, что для обеспечения этой возможности величина статического напряжения сдвига должна превышать величину усилия, создаваемого весом частиц выбуренной породы или утяжелителя. В противном случае эти частицы при отсутствии циркуляции промывочной жидкости будут оседать в призабойную часть скважины, что в конечном итоге может привести к прихвату бурового инструмента шламом. Однако с увеличением статического напряжения сдвига ухудшаются условия самоочистки промывочной жидкости от шлама на поверхности, а также возрастает величина импульсов давления на забой и стенки скважины при иницировании течения промывочной жидкости (при пуске насоса) и при проведении СПО, что, в свою очередь, повышает вероятность флюидопроявлений, нарушений устойчивости стенок скважин, гидроразрывов пластов и поглощений промывочной жидкости. Таким образом, величина статического напряжения сдвига должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии в покоящейся промывочной жидкости частиц выбуренных пород и утяжелителя.

Для измерения величины статического напряжения сдвига используют прибор СНС-2, а также ротационные вискозиметры ВСН-3, ВСН-2М и др.

Для оценки характера нарастания прочности структуры во времени измерения делают через 1 мин ( $СНС_1$ ) и 10 мин ( $СНС_{10}$ ) покоя. Кроме названных показателей структурно-механические свойства промывочных жидкостей характеризуют и коэффициентом тиксотропии.

$$K_T = \frac{СНС_{10}}{СНС_1},$$

Рекомендуется  $K_T = 1-2$ , т.е. величина  $СНС_{10}$  не должна превышать величину  $СНС_1$  более чем в два раза, при этом предпочтение следует отдавать промывочным жидкостям, коэффициент тиксотропии которых близок к единице.

### Измерение статического напряжения сдвига промывочных жидкостей

**Прибор СНС-2** (рис. 7.7) состоит из измерительной части и привода 13, смонтированных на общей плите 11.

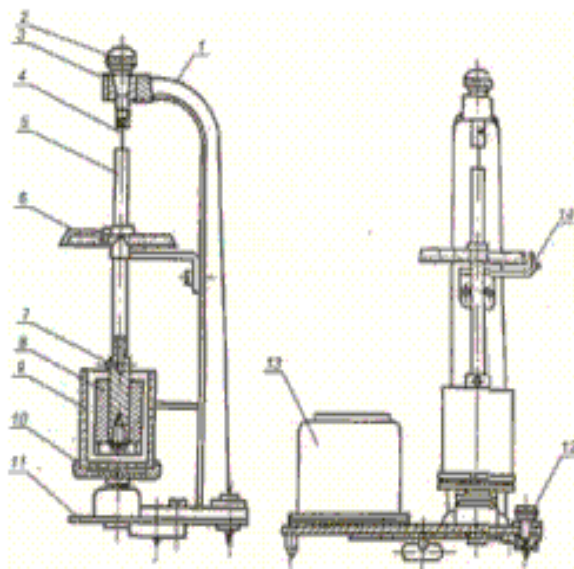


Рис. 7.7. Прибор СНС-2

Измерительная часть включает в себя внешний стакан 9, установленный на вращающейся опоре 10 и измерительный цилиндр 8, подвешенный на стойке 1 с помощью упругой нити 4, защищенной

металлической трубкой 5. К верхнему концу нити припаян диск с нанесенным на нем номером нити. С помощью этого диска нить подвешивается в пробке 2.

В средней части трубки установлена шкала 6 с ценой деления, равной 1 град. На стойке при помощи кронштейна закреплен указатель 14.

Для грубой установки шкалы на нуль в ней предусмотрено восемь отверстий, одним из которых она надевается на штифт, имеющийся на площадке трубки. Более точная установка шкалы на нуль осуществляется поворотом пробки в конусной втулке 3. Крепление нити в трубке осуществляется винтом 7. Соосность подвешенного измерительного цилиндра со стаканом регулируется с помощью установочных винтов 12. Вращение стакана осуществляется через редуктор и гибкую передачу от электродвигателя ДСД-2. Для включения электродвигателя на плите установлен тумблер.

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

Техническая характеристика СНС-2:

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

0,3 ..... 0 - 10

0,4 ..... 0 - 30

0,5 ..... 0 - 80

Частота вращения стакана, об/мин ..... 0,2

Наружный диаметр измерительного цилиндра, мм ..... 40

Высота измерительного цилиндра, мм ..... 60

Основная приведенная погрешность измерения, % ..... не более 5

Питание прибора - от сети переменного тока напряжением ..... 220 В.

### **Порядок измерений.**

Установить внешний стакан в опору, собрать упругую систему, для чего нить нужного предела измерения вставить в трубку и ее нижний конец укрепить винтом. За верхний конец нити подвесить упругую систему к стойке.

При помощи установочных винтов добиться равномерного зазора между подвесным цилиндром и внутренней стенкой стакана. Установить нуль шкалы против риски на стрелке указателя. Не трогая и не сдвигая пробку в гнезде стойки, снять упругую систему.

Тщательно перемешать пробу исследуемой промывочной жидкости и ковшем залить ее в стакан. Погрузив в стакан подвесной цилиндр, подвесить нить на пробку. При этом подвесной цилиндр должен быть погружен в жидкости точно до верхнего края и находиться в центре стакана.

Осторожно перемешать промывочную жидкость, повернув 2-3 раза рукой за трубку подвесную систему на угол 40 - 50 град. Установить шкалу в нулевое положение, включить секундомер и по истечении 1 мин включить электродвигатель прибора. По шкале отметить угол максимального закручивания нити  $\phi_1$  в град, остановить секундомер и выключить электродвигатель,

Промывочную жидкость вновь перемешать, повернув 2-3 раза подвесную систему, установить шкалу в нулевое положение и оставить прибор в покое на 10 мин. По истечении этого времени включить электродвигатель и зафиксировать максимальный угол закручивания нити  $\phi_{10}$ .

Определить статическое напряжение сдвига исследуемой промывочной жидкости по формуле

$$\text{СНС}_{1(10)} = K \cdot \phi_{1(10)},$$

где  $\text{СНС}_{1(10)}$  - статическое напряжение сдвига, соответственно, через 1 и 10 мин, Па;

$\phi_{1(10)}$  - угол поворота шкалы прибора соответственно после 1 и 10 мин покоя, град;

$K$  - коэффициент упругости нити, Па/град.

$K_{1,2} = 0,0380$  Па/град,  $K_{3,4} = 0,1224$  Па/град,  $K_{5,6} = 0,3010$  Па/град.

При определении статического напряжения сдвига с помощью **ротационного вискозиметра ВСН-3** необходимо налить в стакан до риски исследуемую промывочную жидкость, установить стакан на телескопический столик, поднять его и зафиксировать в верхнем положении поворотом по часовой стрелке.

Поставить переключатель частоты вращения гильзы в положение  $600 \text{ мин}^{-1}$ , тумблер - в положение «вкл» и с целью разрушения структуры перемешать исследуемую промывочную жидкость в течение 1 мин.

После этого тумблер установить в положение «откл», переключатель частоты вращения гильзы - в положение  $0,2 \text{ мин}^{-1}$  и оставить исследуемую промывочную жидкость в покое на 1 мин (10 мин).

По истечении заданного времени поставить тумблер в положение «вкл» и по шкале прибора зафиксировать наибольший угол поворота измерительного элемента (в момент разрушения структуры шкала возвращается в исходное положение).

Выключить прибор и рассчитать статическое напряжение сдвига исследуемой промывочной жидкости по формуле (14), в которой  $K$  - константа пружины ВСН-3, Па/град.

За величину статического напряжения сдвига принимается среднее значение результатов трех измерений.

#### **4.5. Фильтрационно-коркообразующие свойства промывочных жидкостей**

Столб промывочной жидкости, заполняющей скважину, создает гидростатическое давление, которое, как правило, превышает давление пластовых флюидов, находящихся в порах горных пород. Поскольку все горные породы в той или иной мере проницаемы, то при вскрытии их бурением под воздействием перепада давления происходит проникновение дисперсионной среды промывочной жидкости в околоствольное пространство. Поток дисперсионной среды перемещает частицы твердой фазы в направлении стенок скважины и, если размеры определенной части этих частиц находятся в диапазоне от чуть меньшего размера самых крупных пор до одной трети этого размера, то они застревают в суженных горловинах входа в поры и закупоривают их. Как только происходит закупорка входов в поры, в приствольной зоне порового пространства задерживаются и более мелкие частицы твердой фазы, образуя так называемую внутреннюю фильтрационную корку. Затем эти частицы откладываются уже непосредственно

на стенках скважины и таким образом, формируется наружная фильтрационная корка, через которую в околоствольное пространство поступает только фильтрат промывочной жидкости.

Следует отметить, что распространение фильтрата промывочной жидкости в радиальном направлении абсолютно не желательно, особенно при проходке слабосцементированных, рыхлых пород и вскрытии продуктивных песчано-глинистых пластов.

Поступление фильтрата промывочной жидкости в слабосцементированные и рыхлые породы вызывает их дополнительное увлажнение и связанные с этим обвалы, осыпи стенок скважины, частые и длительные проработки ее ствола, прихваты бурильной колонны и др.

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

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

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

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

При бурении имеют место три вида фильтрации: статическая, происходящая при остановках циркуляции промывочной жидкости в скважине; динамическая – в условиях циркуляции и мгновенная - при скалывании породы вооружением долота.

Между тем фильтрационно-коркообразующие свойства промывочных жидкостей традиционно характеризуются лишь показателем статической фильтрации и толщиной фильтрационной корки. Объясняется это тем, что для моделирования динамических условий необходимо сложное, громоздкое и дорогостоящее оборудование. Единственный на сегодняшний день серийно выпускаемый прибор для определения динамической фильтрации (FANN Model 90 Dynamic Filtration System) имеет габаритные размеры 305x455x711мм и массу 77 кг.

Показатель фильтрации  $\Phi$ , ( $\text{см}^3/30$  мин) численно равен объему фильтрата, прошедшего за 30 мин через фильтрационную корку диаметром 75 мм при определенном перепаде давления  $\Delta P$ . В нашей стране показатель фильтрации принято измерять с помощью прибора ВМ-6 при  $\Delta P = 0,1$  МПа.

Для измерения показателя фильтрации при более высоком, чем в ВМ-6, перепаде давления и, соответственно, более близком к имеющему место в реальных скважинных условиях, что несомненно повышает достоверность оценки показателя фильтрации используют фильтр-пресс ФЛР-1. Создаваемый в нем перепад давления равен 0,7 МПа, что является стандартной величиной при измерении показателя фильтрации в зарубежной практике.

Однако следует знать, что в целом скорость фильтрации к перепаду давления значительно менее чувствительна, чем к температуре. Рост температуры приводит к существенному увеличению скорости фильтрации по нескольким причинам. Во-первых, с увеличением температуры снижается вязкость фильтрата. Это, в свою очередь, вызывает снижение гидравлических сопротивлений при движе-



нии фильтрата в поровых каналах фильтрационной корки (пласта), в результате чего накопленный объем фильтрата увеличивается.

Во-вторых, с повышением температуры значительно возрастает степень флокуляции частиц твердой фазы промывочных жидкостей, что, как отмечалось выше, вызывает увеличение проницаемости их фильтрационных корок.

В-третьих, при высоких температурах возможна термодеструкция химических реагентов – понизителей фильтрации, приводящая к полной потере их функций и, соответственно, к резкому росту фильтрационных потерь.

Таким образом, существенное влияние температуры и перепада давления на скорость фильтрации очевидно. В этой связи кроме прибора ВМ-6 и фильтр-пресса ФЛР-1 для измерения величины показателя фильтрации используют еще и установку УИВ-2, позволяющую проводить испытания при температуре до 250°C и перепаде давления до 5 МПа.

### **Измерение показателя фильтрации промывочных жидкостей**

**Прибор ВМ-6** (рис. 7.8) состоит из плунжера 1, груза-шкалы 2, цилиндра 3 с ввернутой в него втулкой 4, иглы 5, фильтрационного стакана 6, основания 7, пробки 8, резиновой прокладки 9 и бумажного фильтра 10.

В комплект прибора входят бачок для масла емкостью 0,5 л, обеззоленная фильтровальная бумага или готовые фильтры диаметром 70 мм.

Техническая характеристика ВМ-6:

Предел измерения показателя фильтрации за 30 мин при диаметре фильтра 75 мм, см <sup>3</sup> .....	40
Цена деления шкалы, см <sup>3</sup> .....	1
Погрешность измерения, см <sup>3</sup> .....	±0,5
Давление фильтрации, МПа.....	0,1
Фактический диаметр фильтра, мм .....	53
Объем пробы промывочной жидкости, см <sup>3</sup> .....	100

**Порядок работы.**

1. Отвернуть цилиндр от фильтрационного стакана, вынуть стакан из основания, вынуть пробку. Фильтрационный стакан и основание прибора промыть горячей водой и насухо вытереть. Плунжерную пару смазать индустриальным маслом, проверить плавность движения плунжера, закрыть иглу.

2. Смочить один или два заготовленных заранее фильтра водой, вложить их в основание прибора и промокнуть сухим кружком фильтровальной бумаги.

3. Поверх подготовленного таким образом фильтра уложить резиновую прокладку, ввернуть фильтрационный стакан в основание, вставить пробку. Подготовить секундомер и положить его рядом с прибором.

4. Залить в фильтрационный стакан предварительно перемешанную пробу промывочной жидкости, не доливая до края на 3 - 4 мм.

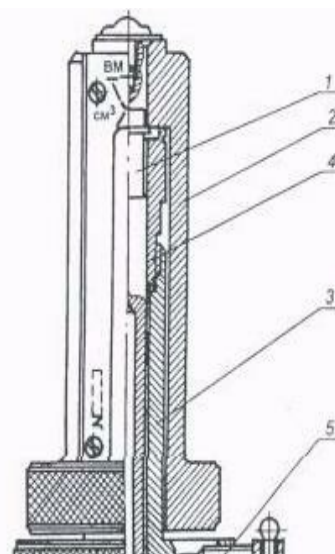
5. Навернуть цилиндр на стакан. Налить в цилиндр индустриальное масло, не доливая до верхнего края втулки на 10 мм. Во избежание смешивания масла с промывочной жидкостью его следует наливать слабой струёй так, чтобы оно стекало по внутренним стенкам цилиндра.

6. Вставить плунжер в цилиндр. Приоткрыть иглу и, вращая плунжер рукой за накатку на грузе, подвести нулевое деление шкалы к отсчетной риску на верхнем крае втулки. Если нулевое деление шкалы опустится ниже риски, то фактическое начальное показание прибора по шкале нужно принять за нулевое, вычитая его из всех промежуточных и окончательного отсчетов.

7. В момент вытаскивания пробки включить секундомер. Все операции от заполнения стакана промывочной жидкостью до пуска секундомера следует производить с минимальной продолжительностью, чтобы исключить возможность осаждения на фильтре частиц дисперсной фазы под действием силы тяжести и искажения вследствие этого результатов измерений.

8. Через 30 мин снять показания прибора, все это время периодически, вначале чаще, вращая плунжер рукой за накатку на грузе.

9. После снятия показаний открыть иглу, выпустить масло в чашку цилиндра и при открытой игле вынуть из



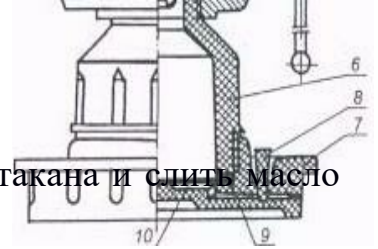


Рис. 7.8 –  
Прибор ВМ-6

него плунжер. Затем закрыть иглу, отвернуть цилиндр от стакана и слить масло из чашки в масляный бачок.

10. Вылить содержимое фильтрационного стакана и промыть его, подставив горловину под слабую струю воды. После этого вылить воду и отвернуть стакан от основания прибора.

11. Извлечь фильтр с образовавшейся на нем фильтрационной коркой и измерить ее толщину.

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

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

где  $\Phi_t$  - величина показателя фильтрации по истечению  $t$  минут с момента начала фильтрации,  $\text{см}^3$ ;

$\Phi_0$  - величина ошибки при значениях времени, близких к нулю,  $\text{см}^3$ ;

$\Phi_{30}$  - величина показателя фильтрации за стандартное время замера, равное 30 мин,  $\text{см}^3$ .

Ошибка при значениях времени, близких к нулю, возникает в результате способности мельчайших частиц твердой фазы промывочной жидкости проходить через фильтровальную бумагу, прежде чем произойдет закупоривание ее пор. При измерениях это проявляется в скачке показаний прибора ВМ-6 от нуля до определенного значения, которое называют мгновенной фильтрацией  $\Phi_0$ , ( $\text{см}^3$ ). После этого через фильтровальную бумагу проникает только фильтрат.

Использование зависимости (15) в практических целях позволяет существенно ускорить процесс определения показателя фильтрации. Так, если принять  $t = 7,5$  мин, то  $\Phi_{30} = 2 \cdot \Phi_{7,5}$ . Таким образом, для приближенной оценки показателя фильтрации за стандартное время замера  $\Phi_{30}$  достаточно взять отсчет по шкале прибора ВМ-6 через 7,5 мин с момента начала фильтрации и умножить его на два.

Для определения показателя фильтрации, значения которого выходят за пределы шкалы прибора ВМ-6, а также для прогнозирования величины показателя фильтрации по любому произвольному значению времени с момента начала фильтрации можно воспользоваться следующей формулой, вытекающей из формулы (15)

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

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

Точность показаний прибора ВМ-6 периодически контролируют с помощью бюретки, имеющей цену деления 0,1 см<sup>3</sup>. Для этого после взятия окончательного отсчета по шкале прибора и отсоединения цилиндра от фильтрационного стакана с промывочной жидкостью горловину стакана закрывают пробкой и фильтрат из основания прибора переливают в предварительно смоченную водой бюретку. Показание по шкале прибора и показание бюретки, умноженное на два, не должны различаться между собой более чем на 0,5 см<sup>3</sup>.

**Фильтр-пресс ФЛР-1** (рис. 7.9) состоит из фильтрационного стакана 1, крышки 2 с отверстием, сетчатого фильтра 3, баллона 4 с инертным газом давлением до 15 МПа, редуктора 5 для снижения давления от 15 до 0,7 МПа, регулировочного винта 6, манометров низкого и высокого давлений, перепускного клапана 7 с винтом 8 и измерительного цилиндра 9.

Техническая характеристика ФЛР-1:

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

**Выполнение опыта.**

Снять фильтрационный стакан, вывернуть крышку, промыть их водой и насухо вытереть. Смочить водой бумажный фильтр и промокнуть его сухой фильтровальной бумагой. Отвернуть полностью регулировочный винт редуктора и завернуть до упора винт перепускного клапана.

Залить в стакан предварительно перемешанную пробу промывочной жидкости, установить уплотнительное кольцо, на него положить подготовленный бумажный фильтр, затем сетчатый фильтр, закрыть стакан крышкой и установить его в рабочее положение поворотом на бобышке на 90 град. Под отверстие в крышке стакана подставить измерительный цилиндр объемом 10 или 50 см<sup>3</sup> в зависимости от предполагаемой скорости фильтрации.

Отвернуть вентиль баллона, поворотом регулировочного винта редуктора по часовой стрелке установить давление на выходе из редуктора 0,7 МПа. Отвернуть винт перепускного клапана на 3,5 оборота и одновременно включить секундомер.

Через 30 мин убрать из-под стакана измерительный цилиндр, завернуть до упора винт перепускного клапана, закрыть вентиль баллона, снять стакан, вывернуть крышку, извлечь уплотнительное кольцо и фильтры, вылить промывочную жидкость.

Взять отсчет по шкале измерительного цилиндра и определить значение показателя фильтрации, умножив объем полученного фильтрата в см<sup>3</sup> на два, так как площадь фильтрации ФЛР-1 в два раза меньше площади стандартного фильтра диаметром 75 мм.

Порядок проведения испытаний на приборе **фильтр-пресс**.

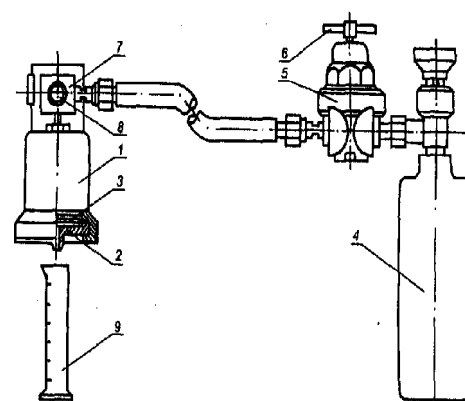


Рис. 7.9 Фильтр-пресс ФЛР-1

1. Соберите следующие сухие детали в таком порядке: основная чашка, резиновая прокладка, сетка, один лист фильтровальной бумаги, снова резиновое кольцо и камера корпуса.

2. Заполните камеру свежеперемешанным буровым раствором, не доходя до верхнего края на 1/4 дюйма (0,6 см). Заполнение ячейки до данного уровня необ-  
45

ходимо только для экономии углекислого газа. Установите прибор в раму фильтр-пресса.

3. Проверьте верхнюю крышку и убедитесь, что резиновая прокладка находится на месте и подготовьте все необходимое. Накройте фильтровальную ячейку верхней крышкой и закрепите ячейку в раме с помощью Т-образного винта.

4. Поместите сухой чистый градуированный цилиндр под трубкой на выходе из фильтрационной камеры.

5. Создайте в фильтрационной камере давление 100 фунтов/кв.дюйм (0,7 МПа) и фильтруйте в течение 30 минут.

6. По истечении 30 минут сбросьте давление с помощью спускного клапана и запишите объем собранного фильтрата в см<sup>3</sup>.

Порядок проведения испытаний с помощью **фильтр-пресса Фэнна**.

1 Возьмите камеру вверх дном (широким открытым концом вверх) и, закрыв указательным пальцем на противоположной стороне, заполните ее свежеперемешанным буровым раствором.

2 Затем, по порядку, вставьте уплотнительное кольцо, один бумажный фильтр и завинтите нижнюю крышку.

3 Переверните собранный прибор вертикально и подключите к источнику давления.

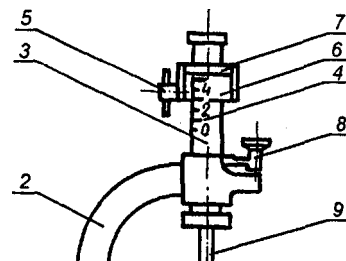
4 Поместите чистый сухой градуированный цилиндр под выходное отверстие.

5 Создайте в фильтрационной камере давление 100 фунтов/кв. дюйм (0,7 МПа) и фильтруйте в течение 30 минут.

6 По истечении 30 минут сбросьте давление и измерьте объем собранного фильтрата в куб. см. измерьте толщину фильтрационной корки с точностью до 1/32 дюйма (0,01 см).

7 Тщательно мойте фильтр-пресс после каждого использования.

### Измерение толщины и проницаемости фильтрационной корки



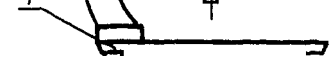


Рис. 7.10. Прибор ВИКА ИВ-2

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

Порядок измерения толщины фильтрационной корки рассмотрим на примере прибора ВИКА ИВ-2 (рис. 7.10), который состоит из основания 1, стойки 2, в гнезде которой свободно перемещается шток 3, шкалы с миллиметровыми делениями 4, винта 5, держателя 6, указателя 7, пружинного рычага 8 и пестика 9.

### **Порядок работы.**

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

2. Освободив шток нажатием на пружинный рычаг, упереть пестик в поверхность стекла, отвернуть винт, переместить держатель до совпадения указателя с нулем шкалы, завернуть винт.

3. Приподнять пестик и привести его в соприкосновение с поверхностью фильтрационной корки. Затормозив шток пружинным рычагом, взять отсчет по шкале прибора.

4. Перемещая стеклянную пластинку с фильтрационной коркой по основанию прибора, измерить толщину корки в шести точках и вычислить ее среднее значение.

**Проницаемость сформированной фильтрационной корки**, являющаяся основным параметром, от которого зависит скорость как статической, так и динамической фильтрации, может быть определена с помощью прибора ВМ-6. Для этого после окончания процесса измерения на ВМ-6 показателя фильтрации, т.е. после взятия отсчета, необходимо вставить на место пробку, открыть иглу, выпу-

стить масло в чашку цилиндра и при открытой игле вынуть из него груз-шкалу. Затем закрыть иглу, отвернуть цилиндр от фильтрационного стакана, вылить его содержимое, после чего фильтрационный стакан примерно на 1/3 заполнить дистиллированной водой и, слегка взболтав ее в стакане для удаления мягких поверхностных слоев фильтрационной корки, вылить. Все описанные выше операции нужно выполнять максимально осторожно с тем, чтобы не повредить сформировавшуюся на бумажном фильтре фильтрационную корку.

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

Проницаемость фильтрационной корки в  $\text{нм}^2$  ( $1 \text{ нм}^2 = 10^{-18} \text{ м}^2$ ) находится из уравнения (17), приведенного к следующему виду:

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

где  $k$  - проницаемость фильтрационной корки,  $\text{нм}^2$ ;

$V$  - объем дистиллированной воды в  $\text{см}^3$ , прошедшей через фильтрационную корку за время  $t$ , с;

$\delta$  - толщина фильтрационной корки, мм;

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

$\Delta p$  - перепад давления,  $\text{МПа}$ ;

$F$  - площадь фильтрационной корки,  $\text{мм}^2$ .

В зарубежной практике фильтрационные свойства буровых растворов определяются с помощью фильтр-пресса.

#### 4.6. Триботехнические свойства

Триботехнические свойства характеризуют способность промывочной жидкости снижать силу трения между контактирующими в ней поверхностями.



В общем случае при бурении контактирующими в промывочной жидкости поверхностями являются следующие: наружная поверхность бурильных труб и их соединений - стенка ствола скважины, вооружение породоразрушающего инструмента - забой скважины, внутренняя поверхность керноприемной трубы - керн, поршень (плунжер) - цилиндр бурового насоса. Снижение силы трения позволяет:

- уменьшить крутящий момент при вращении колонны бурильных труб и снизить сопротивления при ее продольном перемещении в скважине, что в целом снижает энергоемкость процесса бурения;

- снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов (затраты на их ликвидацию);

- повысить ресурс работы бурильных труб и их соединений, породоразрушающего инструмента, гидравлических забойных двигателей, гидравлических частей буровых насосов;

- увеличить выход керна в результате предупреждения его самоподклинок.

В качестве показателя триботехнических свойств промывочной жидкости чаще всего используют коэффициент триады трения «бурильные трубы - промывочная жидкость - стенка ствола скважины». Объясняется это тем, что наибольшие трудности, обусловленные силой трения и проявляющиеся в значительном росте крутящего момента при вращении и сил сопротивления при подъеме бурильной колонны, возникают в наклонных и горизонтальных скважинах, т.е. тогда, когда колонна бурильных труб лежит на стенке скважины. Именно в таких условиях применение промывочной жидкости с хорошей смазочной способностью дает наиболее ощутимый положительный эффект.

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

ный участок ствола при перекрытии вышележащего интервала обсадной колонной, то в трибометре в качестве материала стенки скважины используют сталь.

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

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

### Измерение коэффициента трения триады «бурильные трубы - промывочная жидкость - стенка ствола скважины»

Установка СР-1 (рис. 7.11) представляет собой четырехшариковую машину трения (ЧШМ). Ванна-обойма 1 установки служит для жесткого закрепления нижних шаров в чаше 2 и емкостью для исследуемой промывочной жидкости. Верхний шар, неподвижно закрепленный в обойме 3 шпинделя 4, прижимается к нижним шарам усилием  $P$  и вращается с частотой  $n$ . Возникающий при трении шаров момент трения воспринимается тарированной пружиной (торсионом) 5, жестко связанной со шкалой 6, и определяется по формуле

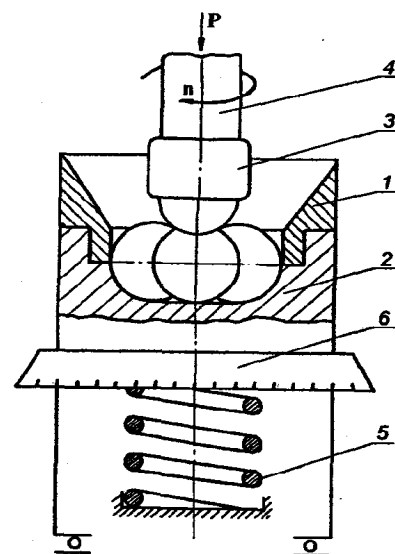


Рис. 7.11 - Схема четырехшариковой машины трения

по формуле

$$M_T = K \cdot \phi$$

где  $K$  - константа прибора (цена деления шкалы),  $H \cdot m$ ;

$\phi$  - число делений шкалы (отсчет по шкале).

В ЧШМ центры шаров образуют в пространстве правильный тетраэдр, угол между высотой и ребром которого равен  $35^{\circ}20'$ . Исходя из этого

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

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

### **Измерение коэффициента трения пары «бурильные трубы – фильтрационная корка»**

Фрикционные свойства характеризуются коэффициентом трения, измеряемым на приборах типа ФСК или КТК-2. Схема прибора КТК-2 приведена на рис. Принцип действия прибора основан на измерении "угла трения". Измерения проводят следующим образом:

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

$$K_{\text{тр}} = \text{tg } \phi$$

7. Заносят в журнал регистрации параметров промывочной жидкости полученное значение коэффициента трения. По величине коэффициента трения корки можно косвенно оценить также абразивность твердой фазы промывочной жидкости.

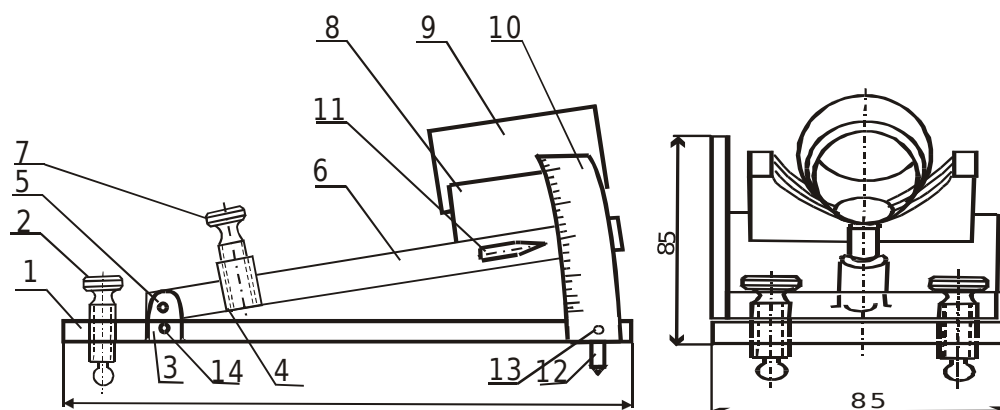


Рис. 7.12. Прибор для определения коэффициента трения фильтрационной корки буровой промывочной жидкости КТК-2: 1 – столик-основание; 2 – регулировочный винт; 3 – фиксирующая втулка; 4 – втулка; 5 – горизон-тальная ось; 6 – подвижная плита; 7 – винт; 8 – ложе; 9 – цилиндрический винт; 10 – шкала; 11 – стрелка; 12 – ножки; 13 – винт; 14 – винт.

Таблица 7.2 - Значения коэффициента трения при фиксированном угле наклона подвижной плиты прибора КТК-2

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

#### 4.7 Кинетическая устойчивость промывочных жидкостей

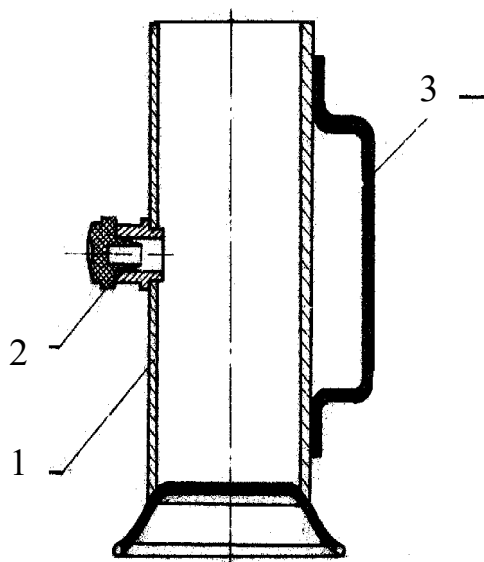


Рис. 7.13. Цилиндр стабильности ЦС-2: 1 – цилиндр; 2 – пробка;  
3 – ручка.

Для нормального

протекания процесса бурения важно, чтобы буровой раствор был кинетически (седиментационно) устойчивым, т.е., не только при движении, но и в покое раствор удерживал частицы твердой фазы равномерно распределенными по всему объему. Седиментационную устойчивость буровых промывочных жидкостей оценивают по величине двух параметров: стабильности и суточного отстоя. Стабильность определяют как разность плотностей нижней и верхней частей пробы бурового раствора, находившегося в покое в течение суток.

#### **Определение показателя стабильности бурового раствора.**

Показатель стабильности бурового раствора косвенно характеризует способность раствора сохранять свою плотность. Для определения показателя стабильности используется цилиндр стабильности ЦС-2 (рис.7.13).

В цилиндр вливают пробу раствора, дают отстояться в течение 24 часов. По истечении этого времени сливают через патрубок раствор из верхней половины цилиндра в стакан ареометра АБР-1 и измеряют относительную плотность -  $\rho_0^1$ .

Опорожнить ареометр, вымыть его и вытереть насухо. Перемешать раствор в нижней части цилиндра ЦС-2, заполнить этим раствором стакан ареометра и измерить его относительную плотность -  $\rho_0^2$ .

Вычислить стабильность бурового раствора по формуле:

$$C = \rho_0^2 - \rho_0^1$$

Если буровой раствор не вытекает из цилиндра через сливной патрубок даже после прочищения последнего, то следует извлечь верхний часть загустевшего раствора ложкой или шпателем. Если разность относительных плотностей соответственно для нормальных и утяжеленных растворов не превышает 0,02 - 0,05, то растворы считаются стабильными.

### **Определение напряжения электропробоя**

Для характеристики стабильности гидрофобных эмульсионных растворов определяют напряжение электропробоя. Напряжение электропробоя – величина, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в раствор.

Этот показатель косвенно характеризует стабильность буровых растворов на нефтяной основе.

Для измерения напряжения электропробоя используется прибор ИГЭР-1.

Основные характеристики:

диапазон измерения, В.....	0-600
скорость подъема напряжения. В/с.....	22 ± 3
величина тока в момент пробоя, мА.....	5 ± 0,15
температура испытуемого раствора, .....	°С20 ± 5
электропитание - переменный ток напряжением, В.....	220

### **Порядок работы:**

1. Поместить электроды в раствор так, чтобы клеммы были погружены на глубину от 25 до 50 мм;

2. Нажать на кнопку "измерение" и держать ее до момента пробоя, о чем свидетельствует вспышка сигнальной лампы "пробой"; снять показание вольтметра;

3. Включить тумблер "сеть", нажать на кнопку "реверс" и повернуть ручку "сброс" в направлении стрелки до упора;

4. Окончив измерения, отключить питание, отсоединить шнур питателя электродов, извлечь электроды из раствора, промыть в бензине, протереть насухо.

Импортное оборудование для определения показаний электросопротивления эмульсий включает в себя прибор по измерению электрической стабильности и зонд, содержащий два электрода. Методика определения и порядок работы аналогичны.

### **Определение суточного отстоя или показателя седиментации буровых растворов**

Показатель седиментации - величина, определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения его компонентов за определенное время. Он косвенно характеризует стабильность бурового раствора.

Для определения показателя седиментации применяют стеклянный мерный цилиндр вместимостью 100 см<sup>3</sup> (1000 см<sup>3</sup>) и ценой деления 1 см<sup>3</sup>. Тщательно перемешивают пробу бурового раствора и наливают в цилиндр до 100-го деления по шкале. Через 24 часа по шкале цилиндра делают отсчет положения уровня раздела фаз раствора. Показатель седиментации бурового раствора вычисляют по формуле:

$$S = 100 - V_p, \%$$

где 100 - вместимость мерного цилиндра, см<sup>3</sup>;

$V_p$  - положение уровня раздела раствора, см<sup>3</sup>.

### **4.8. Определение концентрации загрязняющих промывочную жидкость примесей**

Твердая фаза промывочных жидкостей состоит обычно из глин, выбуренной породы, утяжелителя, частиц металла и сплава породоразрушающего инструмента, повышенное содержание которых может увеличивать абразивные свойства растворов. Присутствие в промывочной жидкости этих частиц, условно называемых «песком», существенно снижает ресурс работы гидравлических частей буровых насосов, вертлюга, гидравлических забойных двигателей, бурильных труб и их соединений. По этой причине концентрация «песка» в промывочной жидкости не должна превышать 2-3 %.

Содержание твердой фазы раствора (ТФ) в процентах определяют путем

удаления из него дисперсионной среды и вымывания растворимых солей с последующим определением плотности сухого остатка. Содержание твердой фазы определяют методом дистилляции и путем высушивания.

### Определение содержания твердой фазы методом высушивания

Мерным цилиндром отмеряют 50 см<sup>3</sup> испытываемого раствора и выливают в предварительно взвешенную фарфоровую чашку вместимостью 100 – 150 см<sup>3</sup>. Остатки раствора из цилиндра смывают двумя-тремя порциями воды и сливают в чашку с раствором, которую помещают в сушильный шкаф, где высушивают при температуре 105<sup>0</sup>С до постоянной массы. После остывания взвешивают чашку с сухим остатком. Содержание твердой фазы определяют по формуле:

$$ТФ = 2(T_1 - T_2), \%$$

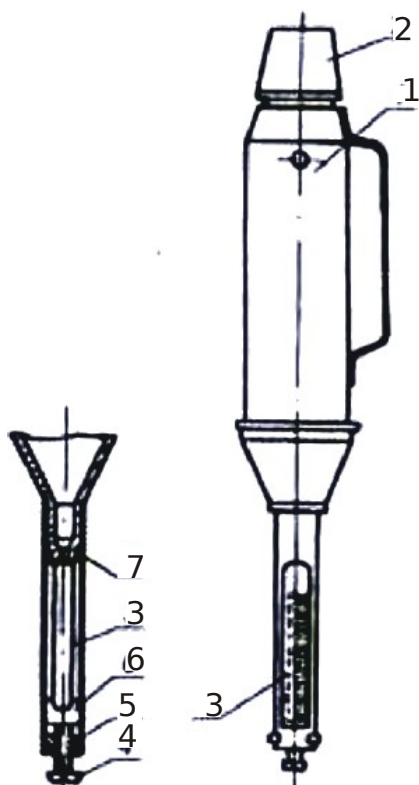


Рис. 7.14 -Металлический отстойник ОМ-2Сухой остаток при необходимости сохраняют для определения его состава.

### Определение содержания твердых примесей

Параметры, используемые для количественного определения концентрации посторонних твердых примесей получили название содержание «песка» и «отмытого песка».



Для измерения концентрации «песка» используется металлический отстойник ОМ-2. Концентрация песка (Сп, %) - это объем осадка, который образуется при отстаивании в течение 1 мин разбавленной водой промывочной жидкости, отнесенный к объему исходной промывочной жидкости.

Отстойник ОМ-2 (рис. 7.14) состоит из цилиндра 1, крышки 2, пробирки 3, винта 4, опоры 5, основания 6 и резиновой прокладки 7.

*Техническая характеристика ОМ-2:*

Объем отстойника до сливного отверстия, см<sup>3</sup> .....500

Объем крышки, см<sup>3</sup> .....50

Объем пробирки, см<sup>3</sup> .....10

Цена деления шкалы пробирки, см<sup>3</sup> .....0,1

**Порядок работы.** Промыть отстойник, залить в него сначала 200 - 300 см<sup>3</sup> воды, а затем полную крышку (50 см<sup>3</sup>) испытуемой промывочной жидкости, которую предварительно необходимо тщательно перемешать.

Остатки промывочной жидкости на внутренних стенках крышки аккуратно смыть водой и вместе с нею вылить в отстойник. Затем, держа отстойник вертикально, долить воду до уровня отверстия на его боковой поверхности. После этого плотно закрыть отстойник крышкой, повернуть его в горизонтальное положение отверстием вверх и интенсивно взболтать содержимое отстойника, прижимая крышку и закрыв боковое отверстие пальцем.

Установить отстойник а вертикальное положение, встряхнуть его несколько раз с целью удаления воздуха из пробирки и оставить в покое на 1 мин. По истечении этого времени определить по делениям на шкале пробирки объем осадка в см<sup>3</sup>. Удвоенный объем осадка составляет общее содержание посторонних твердых примесей в процентах:

$$П = 2 \cdot V_{п}, \%$$

Содержимое отстойника вылить, промыть его водой и насухо вытереть. Для чистки или замены пробирки следует вывернуть винт, а затем последовательно извлечь опору, основание и пробирку. Перед сборкой, проводимой в обратном

порядке, следует проверить исправность резиновой прокладки и при необходимости сменить ее.

Под содержанием «отмытого песка» понимается концентрация в буровом растворе только частиц песка и выбуренной породы. После измерения содержания «песка» содержимое отстойника ОМ-2 взбалтывают и отстойник оставляют в покое в течение 1 мин, потом жидкость с не осевшими частицами осторожно сливают. Оставшийся в отстойнике осадок смывают водой в фарфоровую ступку и отстаивают его в течение 2-3 мин. Жидкость осторожно сливают, оставшийся в ступке осадок растирают пестиком, после чего в ступку доливают воду и смешивают с осадком. Содержимое ступки отстаивают, мутную воду сливают и вновь производят растирание осадка. Операция повторяется до тех пор, пока не будет удалена вся глина, о чем будет свидетельствовать отсутствие мути в воде. Отмытый осадок переносят в отстойник ОМ-2, где разбавляют водой и определяют его объем  $V_{оп}$ . Содержание "отмытого песка" в процентах составит:

$$ОП = 2 \cdot V_{оп}, \%$$

### **Определение содержания песка по стандарту АНИ**

Этот метод позволяет определить содержание песчаных фракций в буровом растворе, имеющих размер частиц более 74 микрон. Для определения содержания песка используется градуированная туба, сетка с размером ячеек 200 меш. (74) мкм и воронка.

#### **Порядок работы:**

- заполняют стеклянную тубу исследуемым раствором до отметки «Mud to Here», затем доливают водой до отметки «Water to Here»;
- закрывают верх тубы большим пальцем и энергично встряхивают;
- после этого осторожно выливают суспензию на сито, жидкость, проходящая через сито, сливается;
- в тубу вновь наливают воды, взбалтывают и выливают через сито;
- эту процедуру повторяют до тех пор, пока песок не будет отмыт от глинистых частичек, о чем свидетельствует прозрачная вода, вытекающая через сито.

Допускается постукивание по корпусу цилиндра с ситом или дном цилиндра о поверхность раковины. Механического усилия при пропускании через сито применять нельзя;

- на верхнюю часть цилиндра с сеткой надевают воронку и переворачивают;
- песчаные фракции, попавшие на сито при сливании суспензии и промытые водой от глинистых частиц, возвращают в тубу через воронку с помощью водной струи;

объемные проценты песчаных фракций считывают непосредственно по делениям внизу тубы, градуированной в процентах.

После использования промывают и сушат тубу, сито и воронку.

### **Определение содержания жидкостей и твердой фазы в буровых растворах. Ретортный анализ**

Ретортный анализ позволяет определить количество и тип жидкости, а также количество твердой фазы, из которых состоит буровая жидкость. Буровой раствор помещается в стальной контейнер и затем подвергается нагреву, пока жидкость не начнет испаряться. Жидкость, входящая в состав бурового раствора, возгоняется, затем, охлаждаясь, конденсируется и собирается в градуированный цилиндр. Объем жидкости, нефти или воды, измеряется и результаты рассчитываются в процентах. Количество твердой фазы подсчитывается дифференцировано.

#### **Порядок работы:**

1. Освободите реторту от блока-изолятора. Используя шпатель в качестве отвертки, отделите нижнюю часть.

2. Верхнюю часть камеры заполните "тонкой стальной шерстью" или введите 5-6 капель "жидкой стальной шерсти".

3. Нижнюю часть камеры заполните испытуемым буровым раствором и аккуратно закройте крышкой, удалите избыток раствора, выдавленный через отверстие в крышке.

4. Очистьте резьбу от раствора и соберите камеру.

5. Собранную реторту поместите в блок-изолятор и накройте изолирующей оболочкой.

6. Добавьте в мерный цилиндр объемом  $10 \text{ см}^3$  каплю смачивателя и установите его под нижнюю часть реторты. Подключите реторту к источнику нагрева.

7. Нагревайте реторту до окончания выделения капель из конденсатора.

Время нагрева зависит от типа исследуемого раствора и составляет 20-30 минут. В случае использования термостатированной реторты, подогрев ведется до конца процесса разгонки.

Меры предосторожности.

1. Заполняйте нижнюю часть камеры как можно полнее, без воздушных "подушек".

2. Не забудьте отключить реторту после окончания нагрева.

Для определения жидкой и твердой фаз необходимо использовать градуированный цилиндр, сразу показывающий объемные проценты жидких фаз (нефти и воды).

### **Определение содержания газа в буровом растворе**

Промывочная жидкость может загрязняться газом при разбурировании газосодержащих пластов, в результате негерметичности всасывающей и нагнетательной линий буровых насосов, а также обработки промывочной жидкости реагентами, вызывающими ее вспенивание.

Насыщение промывочной жидкости газом (аэрация) при-

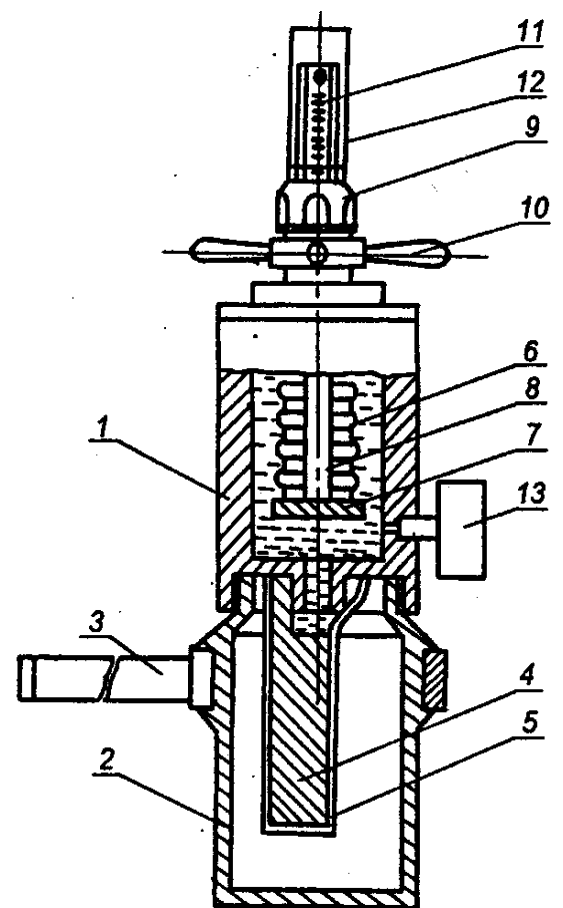


Рис. 7.15 - Прибор для определения газосодержания в буровом ра-

водит к снижению ее плотности и повышению вязкости со всеми вытекающими в связи с этим возможными осложнениями, в частности, флюидопроявлениями и нарушениями устойчивости стенок скважин. Кроме этого, с увеличением концентрации газа в промывочной жидкости ухудшается и работа буровых насосов.

Концентрацию газа ( $C_0$ , %) можно определить с помощью прибора ПГР-1 и методом разбавления.

**Определение концентрации газа прибором ПГР-1.** Прибор ПГР-1 (рис. 15) состоит из корпуса 1 и герметично соединяемого с ним стакана 2, предназначенного для заполнения исследуемой промывочной жидкостью; съемной ручки 3, облегчающей соединение стакана с корпусом; вкладыша 4, на который надет резиновый разделитель 5; сильфона 6 с заглушкой 7, жестко соединенной со штоком 8, который может опускаться или подниматься по резьбе при вращении гайки 9, осуществляемом маховиком 10; шкалы 11, укрепленной на верхней части штока; прозрачной крышки 12, ввинченной в гайку 9 и имеющей кольцевую риску для отсчета показаний по шкале; манометра 13.

Свободная полость корпуса заполнена веретенным маслом АУ. Принцип действия прибора основан на свойстве газов сжиматься под действием избыточного давления, создаваемого в масляной камере корпуса и передаваемого на исследуемую промывочную жидкость через резиновый разделитель при вращении маховика и гайки, приводящем к опусканию штока и растягиванию сильфона.

Техническая характеристика ПГР-1:

Предел измерения содержания газа в промывочной жидкости, %	....10
Цена деления шкалы, %	..... 0,5
Погрешность измерения, %	..... $\pm 0,4$
Объем стакана, см <sup>3</sup>	.....300
Давление в рабочих емкостях, МПа	.....0,3

**Порядок работы.** Повернуть маховик по часовой стрелке до упора. Отсоединить стакан от корпуса. Стакан и резиновый разделитель промыть водой и насухо вытереть. Заполнить стакан до краев промывочной жидкостью и соединить

его с корпусом прибора. Вращая маховик против часовой стрелки, довести показания манометра до 0,3 МПа и взять отсчет по шкале прибора.

Сбросить давление, повернув маховик до упора по часовой стрелке, отсоединить стакан от корпуса, вылить промывочную жидкость, вымыть стакан и резиновый разделитель и насухо их вытереть.

**Определение содержания газа методом разбавления.** Рассматриваемый метод основан на уменьшении объема промывочной жидкости в результате удаления из нее газа при разбавлении пробы раствора водой.

Для выполнения опыта необходимо иметь:

- мерный цилиндр объемом 250 см<sup>3</sup> с притертой пробкой;
- мерный цилиндр объемом 200 см<sup>3</sup> без пробки;
- мензурку или мерный цилиндр объемом 50 см<sup>3</sup>.

**Порядок работы.** В мерный цилиндр с притертой пробкой налить 50 см<sup>3</sup> промывочной жидкости, отмеренной мензуркой. Подготовить пробу воды объемом 200 см<sup>3</sup> и вылить ее в цилиндр с промывочной жидкостью, предварительно обмыв этой водой мензурку.

Цилиндр с разбавленной водой промывочной жидкостью закрыть притертой пробкой, энергично взболтать в течение 1 мин и оставить в покое на некоторое время.

После опадения пены определить объем жидкости в цилиндре  $V_{ж}$  и вычислить объемное процентное содержание газа по следующей формуле:

$$C_o = (250 - V_{ж}) \cdot 2$$

где  $V_{ж}$  - объем жидкости в цилиндре после удаления газа, см<sup>3</sup>;

250 - суммарный объем жидкости и газа, см<sup>3</sup>;

2 - множитель для получения результата в процентах.

#### 7.4.8. Определение объемной концентрации в промывочной жидкости твердой фазы и частиц коллоидных размеров

Механическая скорость бурения в значительной степени зависит от величины дифференциального давления, определяемой разностью между гидродинамическим давлением промывочной жидкости на забой сква-

жины и поровым (пластовым) давлением. При этом на величину дифференциального давления преимущественное влияние оказывает плотность промывочной жидкости.

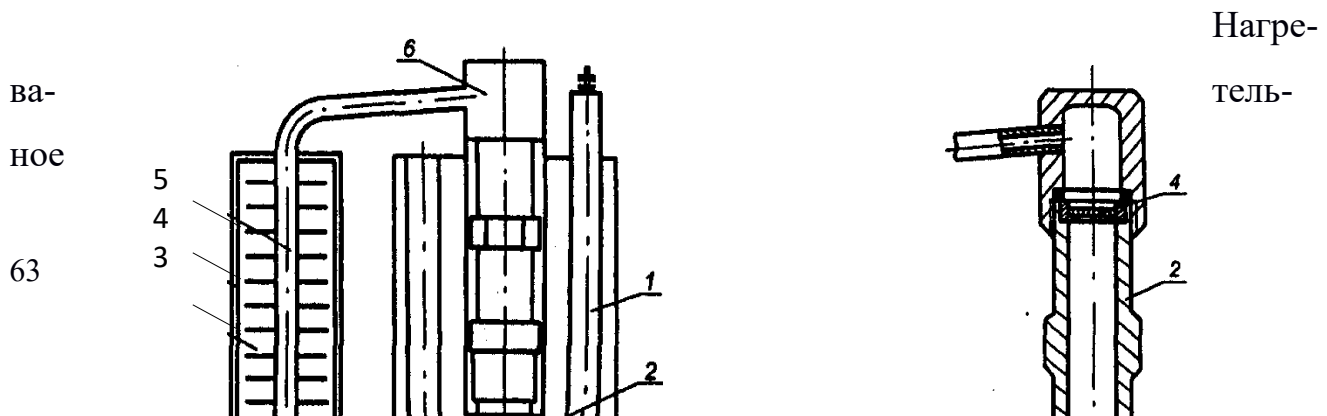
Однако промывочные жидкости с одной и той же плотностью могут содержать разное количество твердой фазы. Объемная концентрация твердой фазы и степень ее дисперсности оказывают на механическую скорость бурения не менее значимое влияние, чем дифференциальное давление. Это влияние обусловлено образованием на забое фильтрационной корки, проницаемость которой по мере роста объемной концентрации и степени дисперсности твердой фазы снижается, что препятствует выравниванию давлений в скважине и в порах горных пород (трещине отрыва) и затрудняет тем самым удаление выбуренных частиц с забоя скважины.

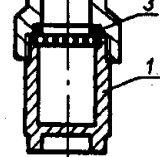
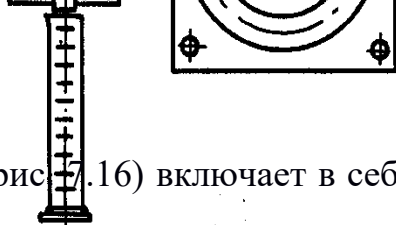
Наибольшее негативное влияние на  $v_{\text{мех}}$  объемной концентрации глины объясняется высокой степенью ее дисперсности, т.е. высокой концентрацией в ней частиц коллоидных размеров (менее 2 мкм), которые, главным образом, и обуславливают низкую проницаемость образующейся на забое фильтрационной корки.

В этой связи в соответствии с рекомендациями ВНИИКРнефти объемное содержание частиц коллоидных размеров ( $C_k$ , %) в неутяжеленной промывочной жидкости с  $\rho < 1200$  кг/м не должно превышать 2-3 %.

Концентрация в промывочной жидкости той или иной твердой фазы и других компонентов может быть определена с помощью установки ТФН-1.

Установка ТФН-1 состоит из следующих основных узлов: нагревательного устройства, конденсатора, испарителя и измерительного цилиндра. Все основные узлы и детали установки расположены внутри металлического корпуса, имеющего откидную крышку.





устройство (рис. 7.16) включает в себя электронагреватель 1 и термостат 2. Конденсатор представляет собой цилиндр 3, наполненный теплопоглощающим материалом 4. Внутри цилиндра расположена трубка 5, на верхнем конце которой приварена крышка 6, к которой крепится испаритель.

Испаритель (рис. 7.17) состоит из нижней камеры 1, верхней камеры 2, калибровочной крышки 3 и фильтра 4.

Измерительный цилиндр объемом 10 см<sup>3</sup> имеет шкалу с ценой деления 0,2 см<sup>3</sup>. Нагрев пробы промывочной жидкости в нижней камере испарителя производится теплом корпуса термостата, который в свою очередь нагревается от электронагревателя. Пары жидкой фазы промывочной жидкости через верхнюю камеру испарителя и фильтр попадают в дренажную трубку, проходят конденсатор и в виде капель стекают в измерительный цилиндр. Разделение конденсата в измерительном цилиндре на составные части (вода и углеводородная жидкость) происходит за счет различных значений их плотности.

Техническая характеристика ТФН-1:

- Объем выпариваемой пробы промывочной жидкости, см<sup>3</sup>..... 10
- Температура нагрева промывочной жидкости, °С.....450 ± 50
- Продолжительность анализа, мин .....не более 60
- Основная приведенная погрешность определения концентрации твердой и жидкой фаз, %..... не более 4
- Электрическое питание установки напряжением 220 ± 45 В.....переменный ток

**Порядок работы.** Взвешиванием определить общую массу ( $m_1$ ) предварительно очищенных от пыли и грязи деталей испарителя (нижняя камера, калибровочная крышка, верхняя камера и фильтр).

Заполнить промывочной жидкостью нижнюю камеру испарителя, закрыть ее калибровочной крышкой, соединить с верхней камерой и фильтром, после чего определить массу испарителя вместе с исследуемой промывочной жидкостью ( $m_2$ ).



Испаритель соединить с конденсатором; гаечными ключами затянуть все резьбовые соединения, прикладывая момент 20 - 40 Н·м; вставить испаритель в гнездо термостата; против сливного отверстия конденсатора установить измерительный цилиндр.

Закрыть откидную крышку и включить установку в сеть. Начало нагрева установки контролируется по загоранию сигнальной лампочки на передней панели.

После прекращения выпадения капель конденсата в измерительный цилиндр, что свидетельствует об окончании анализа, отключить установку от сети.

Открыть откидную крышку, извлечь испаритель с конденсатором и установить их в специальной подставке для охлаждения (температура испарителя перед разборкой и взвешиванием должна быть не выше 50 °С).

Определить полученные в измерительном цилиндре конденсатные объемы воды  $V_B$  и углеводородной жидкости (нефти, эмульсионного концентрата и др.)  $V_H$  с точностью до 0,1 см<sup>3</sup>.

Охлажденный испаритель отсоединить от конденсатора и взвесить ( $m_3$ ). По приведенным ниже формулам рассчитать плотность анализируемой промывочной жидкости; объем, плотность и объемную концентрацию всей твердой фазы и отдельных ее составляющих, а также объемную концентрацию в промывочной жидкости водорастворимых солей

$$\rho = \frac{m_2 - m_1}{10}$$

$$C_c = 54,1 \cdot \rho_\phi - 54,1$$

$$V_c = \frac{C_c}{10}$$

$$V_T = 10 - V_B - V_H - V_c$$

$$\rho_T = \frac{m_3 - m_1}{V_T}$$

$$C_H = 10 \cdot V_H$$

$$C_T = \frac{100 \cdot (\rho - 1) + 0,2 \cdot C_H - 1,85 \cdot C_c}{\rho_T - 1}$$

$$C_y = \frac{\rho_y \cdot (\rho_T - \rho_G) \cdot C_T}{\rho_T \cdot (\rho_y - \rho_G)}$$

$$C_G = C_T - C_y$$

где  $m_1, m_2, m_3$ , - масса соответственно пустого испарителя, испарителя с пробой промывочной жидкости и испарителя с твердой фазой, г;

$\rho, \rho_f, \rho_g, \rho_y, \rho_T$  - плотность соответственно промывочной жидкости, ее фильтрата, глины, утяжелителя и твердой фазы в целом, г/см<sup>3</sup>;

$C_G, C_y, C_T, C_H, C_s$  - объемная концентрация в промывочной жидкости соответственно глины, утяжелителя, твердой фазы в целом, нефти (углеводородной жидкости) и соли, %;

$V_T, V_s$  - объем соответственно твердой фазы и соли в пробе промывочной жидкости, см ;

$V_B, V_H$  - конденсатный объем соответственно воды и нефти (углеводородной жидкости) в измерительном цилиндре, см<sup>3</sup>.

Если  $\rho_f = 1$  г/см<sup>3</sup>;  $\rho_T \approx 2,65$  г/см<sup>3</sup> и  $V_H = 0$ , то водорастворимые соли, утяжелитель и нефть (углеводородная жидкость) в исследуемой промывочной жидкости отсутствуют.

#### 4.9. Состав твердой, жидкой и газообразной фаз

Расчет содержания твердой фазы, утяжелителя, соли, объемные проценты нефти, воды позволяет определить ретортный анализ.

При применении реторты объемные проценты жидкости (нефти и воды) необходимо рассчитать:

$\Phi$  (нефть) - объемные проценты =  $V \text{ см}^3 \times 10$

$\Phi$  (вода) - объемные проценты =  $V \text{ см}^3 \times 10$

$\Phi$  (тв.ф.) - объемные проценты = 100 - общая сумма жидкостей.

#### Расчет содержания твердой фазы в неутяжеленных буровых растворах

Для расчета твердых частиц в неутяжеленных буровых растворах необходимо иметь следующие результаты анализа: плотность, содержание хлоридов, результаты разгонки на реторте (% содержание воды, нефти, твердой фазы) и со-

держание бентонитовых частиц, определенное методом титрования метиленовой сини. Если содержание хлоридов в растворе более 10000 мг/л, рассчитайте объемные проценты соли, пользуясь номограммой на рис. 7.18 или нижеуказанным расчетом.

Объемные проценты соли,  $\Phi$  (соли), в буровом растворе рассчитываются по формуле:

$$\Phi(\text{соли}) = 0,18 \cdot \Phi(\text{воды}) \frac{\text{мг/л Cl}}{300000}$$

где  $\Phi(\text{соли})$  - объемный процент соли;

$\Phi(\text{воды})$  - объемный процент воды из реторты;

мг/л Cl - концентрация хлоридов, мг/л.

Расчет концентрации соли в буровом растворе производится по формуле:

$$\text{Соль, кг/м}^3 = 2,853 \frac{\text{мг/л Cl}}{10000} [\Phi(\text{воды}) + \Phi(\text{соли})] + 0,058$$

Количество частиц с низким удельным весом рассчитывается по формуле:

$$\begin{aligned} \text{LSGS, кг/куб.м} = & 2,853 \cdot \left\{ 68,25 \cdot [D - 8,33 \left( 1 - \frac{\Phi(\text{соли})}{100} \right) + \right. \\ & \left. + 1,33 \frac{\Phi(\text{нефти})}{100} \right\} - (0,375 \cdot S) \end{aligned}$$

где D - плотность бурового раствора, фунт/галлон;

$\Phi$  (нефти) - объемный процент нефти, рассчитанный выше;

S - концентрация нефти в буровом растворе, фунт/баррель.

Количество выбуренных частиц подсчитывается приблизительно:

$$\text{DS, кг/м}^3 = \text{LSGS} - \text{MBT}$$

где LSGS - количество частиц с малой плотностью;

MBT - количество глинистых частиц, определенных методом адсорбции метиленовой сини.

Если буровой раствор содержит барит, то есть является утяжеленным. расчеты производятся следующим образом:

Сначала определяют объемный процент соли  $\Phi$  (соли) по формуле:

Следующей рассчитывают концентрацию соли в буровом растворе по формуле:

$$\text{Соль, кг/м}^3 = \frac{\text{мг/лCl}}{10000} [\Phi(\text{воды}) + \Phi(\text{соли})] + 0,058 \cdot 2,853$$

Затем вычисляют общее количество нерастворенных частиц в буровом растворе:

$$\text{Тв.ф., кг/м}^3 = \{(42 \cdot D) - [(3 \cdot \Phi(\text{нефти}) + (3,5 \cdot \Phi(\text{воды}) + S)]\} \cdot 2,853$$

где: D - плотность раствора, фунт/галлон;

$\Phi(\text{нефти})$  - объемный процент нефти (ретортный);

$\Phi(\text{воды})$  - объемный процент воды (ретортный);

S - концентрация соли, фунт/баррель;

Далее рассчитывается средняя плотность нерастворенных частиц:

*Тв.ф.*

$$SG = \frac{\text{Тв.ф.}}{3,5 \cdot [\Phi(\text{тв.ф.}) - \Phi(\text{соли})]}$$

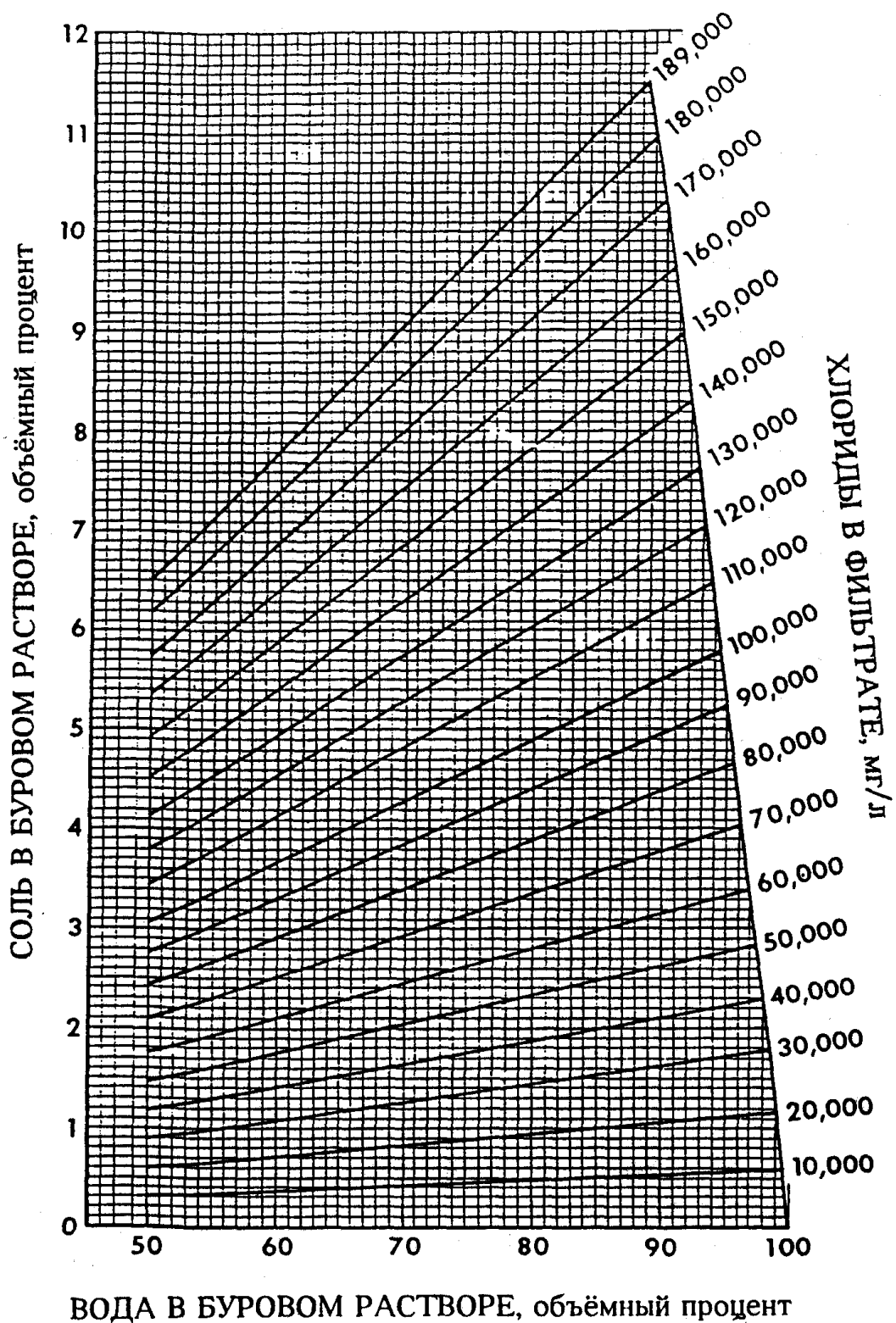


Рис. 7.18. Объемное содержание соли в буровом растворе

- где  $SG$  - средняя плотность нерастворенных частиц;
- Тв.ф. - общее содержание нерастворенных частиц;
- $\Phi(\text{тв.ф.})$  - объемный процент твердой фазы (ретортный);
- $\Phi(\text{соли})$  - объемный процент соли, рассчитанный выше.

После определения средней плотности нерастворенных частиц рассчитывают фракцию барита в нерастворенной твердой фазе:

$$FB = 2,62 - \frac{6,85}{SG}$$

где FB - фракция барита в нерастворенной твердой фазе;

SG - средняя плотность нерастворенной твердой фазы.

Когда известна фракция барита в нерастворенной твердой фазе, концентрация барита в буровом растворе рассчитывается по формуле:

$$\text{Барит, кг/куб.м} = \text{Тв.ф.} \cdot \text{FB}$$

где Тв.ф. - общее количество нерастворимых твердых частиц;

FB - фракция барита в нерастворенной твердой фазе.

Затем, когда содержание барита в буровом растворе известно, рассчитывают концентрацию твердых частиц с малой плотностью:

$$\text{LSGS, кг/м}^3 = \text{Тв.ф.} - \text{Барит}$$

где Тв.ф. - общее количество нерастворимых твердых частиц, кг/м<sup>3</sup>;

Барит - концентрация барита, кг/м<sup>3</sup>.

Окончательно содержание выбуренных твердых частиц рассчитывается по формуле:

$$\text{DS, кг/м}^3 = \text{LSGS} - \text{MBT}$$

где LSGS - общее количество твердых частиц с малой плотностью, кг/м<sup>3</sup>;

MBT - количество бентонита, определенного испытанием с метиленовой синью, кг/м<sup>3</sup>.

#### 7.4.9. Определение водородного показателя (рН)

##### **Определение (рН) колориметрическим способом**

Сущность работы с индикаторной бумаги заключается в сравнении цвета индикаторной бумаги, смоченной раствором, с эталоном и определении рН.

##### **Порядок работы:**

- берут полоску (25 мм) индикаторной бумаги и осторожно кладут ее на поверхность бурового раствора;

- после того, как бумажная полоска впитает фильтрат и изменит свой цвет, сравнивают его с цветовой шкалой, изображенной на боковой стороне того определителя, из которого взята полоска и определяют соответствующее значение рН.

Можно использовать для определения фильтрат бурового раствора. Однако следует учитывать, что рН бурового раствора может отличаться от рН фильтрата.

### **Электрометрический метод определения водородного показателя**

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

#### **Порядок работы:**

- рН-метр является чувствительным прибором, поэтому требуется большая аккуратность при работе с ним;

- включают прибор и откалибровывают его по буферному раствору (с учетом температурного фактора);

- промывают головку зонда проточной водой или прополаскивают в чистой воде, затем осторожно вытирают сухой тканью;

- испытуемый раствор наливают в химический стакан и погружают в него зонд;

- регистрируют величину рН после того, как показания прибора стабилизируются.

После замера зонд необходимо тщательно вымыть, поместить в дистиллированную воду и выключить прибор.

#### *Калибровка прибора:*

рН-метр должен калиброваться с помощью буферных растворов перед каждым его применением. Для этой цели имеются буферные растворы с определенным значением рН. При калибровке необходимо использовать не менее двух видов раствора. Для получения наилучших результатов прибор должен калибро-

ваться с таким буферным раствором, значение рН которого близко к значению рН исследуемой пробы. Перед проведением измерения электрод должен находиться в буферном растворе в течение 5 минут.

**Порядок работы:**

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

#### 7.4.10 Определение кинематической вязкости

Для определения кинематической вязкости жидкости предназначен капиллярный вискозиметр типа ВПЖ. Кинематическая вязкость - это мера сопротивления жидкости течению под влиянием гравитационных сил.

Вискозиметр ВПЖ (Оствальда) представляет собой U - образную трубку. В одно колено этой трубки впаян капилляр, переходящий в расширения (верхнее и нижнее). Выше и ниже расширения (нижнего) на колене нанесены метки, позволяющие фиксировать объем протекающей через капилляр жидкости. Верхнее расширение предохраняет от выброса жидкости из колена в процессе работы с прибором. В нижней части другого колена имеется расширение, сделанное с целью сократить изменение нижнего уровня жидкости в U-образной трубке. В верхнем конце широкого колена находится отвод стеклянной трубки, соединенный резиновым шлангом с резиновым баллоном.

**Порядок работы:**

- жидкость с помощью резинового баллона, присоединенного к отводу, осторожно нагнетают в нижнее расширение немного выше верхней риски (или заливают через широкое колено);



- при измерении широкое колено должно быть закрыто резиновой пробкой. Нужно следить, чтобы в капилляре и расширении не образовалось пузырьков воздуха;

- после того как жидкость поднялась в расширение (верхнее), прекращают нагнетание и вынимают пробку из колена;

- при истечении жидкости из капилляра включают секундомер в тот момент, когда мениск пройдет верхнюю риску, и останавливают в момент совмещения точки мениска с нижней риской.

Кинематическую вязкость при данной температуре рассчитывают по формуле:

$$v = C \cdot t,$$

где  $C$  - постоянная вискозиметра,  $\text{мм}^2/\text{с}^2$ ;

$t$  - время истечения жидкости от верхней до нижней риски, с.

#### **4.10 Определение удельного электрического сопротивления**

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

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

##### **Порядок работы:**

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

- присоединяют ячейку к измерителю удельного сопротивления;

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

- держа черную кнопку нажатой, нажимают красную кнопку;

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

- регистрируют измеренное удельное сопротивление и температуру ячейки;
- извлекают ячейку и моют дистиллированной водой.

#### 4.11 Определение стабильности эмульсий

Испытатель эмульсий используется для определения стабильности и типа эмульсий.

Прибор снабжен вмонтированной в корпус шкалой отсчета. Для пробы предназначен зонд с электродами.

##### **Порядок работы:**

- испытатель эмульсий фирмы “Бароид” может работать от внутренних батарей либо от внешней 12 В сети постоянного тока. После выбора источника питания устанавливают соответственно переключатель питания (положение пост. ток - D.C);

- устанавливают переключатель множителя прибора в положение XI, а ручку регулировки напряжения - на ноль;

- погружают зонд в хорошо перемешанную пробу так, чтобы электроды были покрыты раствором;

- медленно поднимают напряжение, поворачивая по часовой стрелке ручку регулировки и следя за флажковым индикатором под шкалой прибора;

- когда появится движение красного флажка, показывающее протекание тока между электродами, определяют по шкале прибора значение напряжения пробоя. Если пробоя не происходит, устанавливают переключатель диапазона в положение X2 или X4 и повторяют указанные выше операции;

- после каждого использования тщательно моют зонд, проявляя осторожность, чтобы не изменить зазор между электродами;

#### 4.12 Определение относительной плотности порошкообразных материалов

Для порошкообразных материалов плотность определяется с помощью волюметра Ле-Шателье. Этот прибор представляет собой мерную колбу емкостью 100-150 см<sup>3</sup> с длинным узким горлом. В нижней части горла имеется расширение, ниже и выше которого нанесены деления, позволяющие отмерять объем с точностью до 0,1 см<sup>3</sup>.

Перед определением плотности материал необходимо высушить. Плотность определяется в обезвоженной углеводородной жидкости - бензине, керосине, бензоле и т.п. Для определения плотности материалов, химически инертных по отношению к воде, можно использовать дистиллированную воду.

##### **Порядок работы:**

- волюметр заполняют жидкостью до нижней нулевой черты и помещают в термостат с температурой 20 °С;
- оставшиеся на горле колбы капельки жидкости снимают свернутой в трубочку фильтровальной бумагой;
- навеску материала в количестве 90-100 г высыпают в прибор небольшими порциями до тех пор, пока уровень жидкости, вытесняемой материалом, не поднимется в горле колбы до деления, соответствующего 20 см<sup>3</sup> или до другого деления вблизи этой отметки;
- для удаления пузырьков воздуха прибор необходимо несколько раз энергично повернуть вокруг своей оси и затем уточнить отсчет;
- при определении нужно следить за тем, чтобы материал не застрял в горле сосуда или не остался на стенках;
- оставшуюся часть материала взвешивают.

Относительная плотность рассчитывается по формуле:

$$\rho_o^{20} = (P_1 - P_2) / V \cdot \rho_v,$$

где  $P_1$  - масса материала, взятого до опыта, г;

$P_2$  - масса оставшегося материала, г;

$V$  - объем жидкости, вытесненной материалом,  $\text{см}^3$ ;

$\rho_{\text{в}}$  - плотность воды,  $\text{г}/\text{см}^3$

Относительная плотность вычисляется как среднеарифметическое из результатов двух определений, отличие между которыми не должно быть более 0,02.

#### 7.4.14 Определение флокулирующей способности

Для определения флокулирующей способности применяют мерный стеклянный цилиндр емкостью  $100 \text{ см}^3$ . Исследования проводят на глинистом растворе с малым содержанием твердой фазы (3-4) %.

##### **Порядок работы:**

- после обработки реагентом-флокулянтom глинистый раствор интенсивно перемешивают, затем выливают в цилиндр до отметки  $100 \text{ см}^3$  и выдерживают в статических условиях в течение определенного времени;

- уровень образовавшейся осветленной части замеряется через 5, 10, 30 минут.

Коэффициент флокуляции определяется по формуле:

$$K_{\text{ф}} = \frac{V_{\text{осв}}}{V} \cdot 100 \%,$$

где  $V_{\text{осв}}$  - объем осветленной части раствора,  $\text{см}^3$ ;

$V$  - полный объем глинистого раствора (суспензии),  $\text{см}^3$

#### 7.1.15 Определение вспениваемости и пенообразующей активности

Для определения вспениваемости и пенообразующей активности используется мерный цилиндр емкостью  $500 \text{ см}^3$ .

##### **Порядок работы:**

- приготовленный водный раствор реагента 1 %-ой концентрации перемешивают на высокооборотной мешалке в течение пяти минут;

- затем в цилиндр наливают  $200 \text{ см}^3$  этого раствора и оставляют в покое на 5 минут;

- по истечении заданного времени отсчитывают увеличение объема раствора.

Пенообразующую активность рассчитывают по формуле:

$$\Pi = V_1 \times V,$$

где  $V$  - первоначальный объем раствора, см<sup>3</sup>;

$V_1$  - увеличенный объем раствора, см<sup>3</sup>

Вспениваемость определяется по формуле:

$$B = \frac{V_1}{V} \times 100 \%,$$

где  $V$  - первоначальный объем раствора, см<sup>3</sup>;

$V_1$  - увеличенный объем раствора, см<sup>3</sup>

#### 7.1.16. Определение ферментативной устойчивости

Для определения микробиологической устойчивости реагента используется ротационный вискозиметр ВСН-3 или вискозиметр FANN.

##### **Порядок работы:**

- приготовленный водный раствор реагента (для высоковязких - 1 %, низковязких - 3 %) перемешивают на вискозиметре при 600 об/мин в течение 1-3 минут;

- по шкале отсчитывают показание угла поворота измерительного элемента в момент максимального значения;

- аналогично снимают показания при 300 об/мин;

- водный раствор реагента оставляют в покое до следующего замера;

- реологические показатели определяют через 1, 3, 5, 10 и 15 суток.

#### 7.1.17 Определение липкости глинистой корки

Для определения липкости глинистой корки используют прибор Sticking tester - испытатель дифференциального прихвата.

##### **Порядок работы:**

- перед началом работы проверяют устойчивость опоры на рабочем столике прибора;

- поверхность пластины тщательно моют и вытирают;
- помещают в камеру фильтр (2 шт. для отечественной фильтровальной бумаги) диаметром 6,3-6,5 мм, резиновое уплотнение и пластмассовое кольцо-прокладку;
- удерживая кольцо-прокладку в центре, завинчивают прижимное удерживающее кольцо поверх уплотнений кольцевым гаечным ключом;
- вставляют конец с резьбой одного золотникового штока в нижнее центральное отверстие камеры и затягивают его вручную, как можно плотнее;
- заполняют камеру буровым раствором до линии отметки  $\approx 170 \text{ см}^3$  (6,3 мм от верхнего края);
- устанавливают камеру на подставку, совмещая два ее отверстия с выступающими штырями подставки;
- выбирают нужную пластину;
- осторожно вставляют шток вращающейся пластины через крышку (чтобы не разрезать кольцо “0”) гладкой поверхностью вниз от внутренней поверхности крышки;
- устанавливают крышку камеры и вращающуюся пластину на камере и затягивают крышку камеры предварительно убедившись, что кольцо “0” правильно расположено на крышке;
- вставляют другой золотниковый шток в крышку камеры вручную затягивают его. Если камера оставлена прикрепленной болтами к подставке, а золотниковый шток в крышке заканчивается на одном уровне со штырями подставки и установочный держатель мешает, поворачивают камеру на  $90^\circ$ ;
- устанавливают редуктор над верхним концом золотникового штока и вставляют блокирующий штифт;
- повернув выпускной клапан редуктора в положение “закрото”, открывают вентиль на баллоне;
- устанавливают регулятор на  $477,5 \text{ фунтов/дюйм}^2$  ( $33,4 \text{ кг/см}^2$ );

- мерный цилиндр подставляют под камеру и поворачивают нижний клапан золотникового штока на 1/4 против часовой стрелки от положения, полученного при затягивании вручную;

- открывают верхний золотниковый шток и регистрируют время начала опыта;

- буровой раствор фильтруют в течение 10 мин. (или до необходимой толщины глинистой корки, или необходимого объема фильтрата);

- толкнуть пластину вниз, пользуясь рычагом, путем попадания в канавку на бруске в перекрещивающейся опоре, до соприкосновения с глинистой коркой, одновременно придают поршню вращательное движение легким раскачиванием 2-3 раза;

- время необходимое для прихвата - 2 мин., прикладываемая сила к бруску - 22-35 кг;

- регистрируют время и объем фильтрата;

- оставляют пластину в состоянии прихвата на 10 мин.;

- измеряют крутящий момент специальным ключом, для чего необходимо совместить втулку-зажим, муфту с ключом крутящего момента;

- вращать пластину можно в любом направлении, наблюдая при этом за циферблатом, и удерживая камеру рычагом, заклиненным между колоннами над платформой камеры;

- фиксируют объем фильтрата, максимальный крутящий момент, время прихвата, если было использовано не 10 мин, а другое время;

- опыт по определению крутящего момента повторяют 3-6 раз с промежутками в 30 с и отмечают среднее значение крутящего момента;

- закрыв вентиль на баллоне, поворачивают регулятор против часовой стрелки до освобождения диафрагмы, открывают впускной клапан;

- снимают ключ для крутящего момента, редуктор с верхнего золотникового штока, вынимают штифт;

- ослабив крышку камеры, отвинчивают винты крышки;

- при неподвижности штока вращающейся пластины осторожно проталкивают его через крышку;
- наклонив камеру сбрасывают образец, тщательно смывая его с края пластины;
- при необходимости замерить толщину образовавшейся глинистой корки, осторожно снимают вращающуюся пластину с крышки;
- очищают поверхность пластины с помощью деревянной лопатки, что бы не поцарапать ее гладкую поверхность;
- снимают прижимное кольцо специальным ключом;
- удаляют уплотнение и фильтровальную бумагу с глинистой коркой, если она осталась;
- тщательно очищают все части прибора, резьбовые соединения смазывают смазкой для предупреждения коррозии.

#### 7.1.18 . Определение ингибирующей способности бурового раствора

Ингибирующие свойства бурового раствора определяются по показателю увлажняющей способности. Исследования проводятся на искусственно приготовленных образцах, спрессованных из немодифицированного бентонита, относящегося к группе монтмориллонитовых минералов.

##### **Порядок работы:**

- торцы образцов очищают от парафина, полностью погружают в емкость, наполненную глинистым раствором или его фильтратом и оставляют на 4 часа;
- по истечении 4 ч образцы извлекают из фильтрата, лишние капли убирают фильтровальной бумагой и взвешивают с точностью до 0,1 г. Если образцы находились в глинистом растворе, дополнительно очищают их от налипшей глинистой корки, затем взвешивают.

Величину увлажнения образца определяют как среднеарифметическое по пяти параллельным образцам и рассчитывают по формуле:

$$A = \frac{\sum (P^1 - P)}{5P} \times 100,$$



где  $A$  - величина увлажнения образца;

$P^1$  - масса увлажненного образца, г;

$P$  - исходная масса образца, г .

По величине увлажнения образца определяют текущую скорость увлажнения:

$$V_{\tau} = \frac{A}{\tau},$$

где  $V_{\tau}$  - текущая скорость увлажнения, % · час<sup>-1</sup>;

$\tau$  - время увлажнения образца, ч.

По текущей скорости увлажнения рассчитывают показатель увлажняющей способности:

$$\Pi_0 = \frac{V_{\tau}}{e^{-v \ln \tau}},$$

где  $v$  - показатель степени.

Показатель степени зависит от коллоидно-химической природы глины. Величина его прямо пропорциональна коэффициенту коллоидальности  $K$ .

$$v = K - 0,85$$

Время устойчивости ствола скважины определяют по формуле:

$$T_{уст} = \frac{8,3 \cdot R_{скв} \cdot \rho_{ра-ра}}{\Pi_0 \cdot P_{пор}},$$

где  $R_{скв}$  - радиус скважины, м;

$\Pi_0$  - показатель увлажняющей способности, 1/час;

$\rho_{ра-ра} / P_{пор}$  принимается равным 1.

## 7.5. Регулирование физико-химических свойств промывочных жидкостей

### 7.5.1. Основные сведения

Наиболее широко используемым типом промывочных жидкостей являются суспензии, т.е. дисперсные системы, состоящие из жидкой дисперсионной среды и твердой дисперсионной фазы. При этом дисперсионная сре-

да чаще всего представлена водой, а дисперсная фаза - глиной, существенно реже мелом, торфом, сапропелем, асбестом и др. Дисперсная фаза суспензий кроме преобладающих в ней твердых веществ может в незначительных количествах содержать углеводородные жидкости и газы. Наличие в составе суспензий углеводородных жидкостей, выполняющих функции смазочных и противоприхватных добавок, желательно, тогда как газообразная составляющая дисперсной фазы в данном случае является посторонней примесью, которая загрязняет суспензию.

Перечисленные выше твердые вещества относятся к активной части дисперсной фазы, качество и количество которых во многом определяет важнейшие функциональные свойства промывочных жидкостей. Кроме активной твердой фазы в состав суспензий может входить и инертная, включающая в себя утяжелители и закупоривающие материалы (наполнители). Помимо названных активной и инертной составляющих твердой дисперсной фазы в суспензиях всегда присутствуют частицы выбуренных пород, которые в зависимости от степени их дисперсности и минералогического состава могут быть как активными, так и инертными. В нашей стране активные высокодисперсные частицы выбуренных пород нередко используют в качестве основной дисперсной фазы промывочных жидкостей, приготовляемых непосредственно в скважинах, т.е. путем так называемого самозамеса. За рубежом самозамес, т.е. целенаправленное применение выбуренных пород в качестве дисперсной фазы промывочных жидкостей, не практикуется, так как свойства таких естественных суспензий трудно поддаются управлению и их кондиционирование требует повышенного расхода химических реагентов. Таким образом, если при ориентации на самозамес присутствие в промывочной жидкости на начальном этапе ее «жизненного цикла» высокодисперсных частиц выбуренных пород является желательным, то во всех других случаях их аккумуляция в промывочной жидкости вредна. Что же касается грубодисперсных частиц выбурен-

ных пород, то они, так же как и газообразная фаза, относятся к загрязняющим промывочную жидкость примесям.

Для придания промывочным жидкостям требуемых свойств на этапе приготовления, регулирования их свойств в процессе бурения, а также для защиты растворов от возмущающих воздействий (высоких и низких температур, полиминеральной агрессии, воздействия выбуренных глинистых частиц, бактерий и т.д.) применяют различные химические реагенты.

Основной объем буровых работ как в нашей стране, так и за рубежом, выполняется с промывкой скважин суспензиями, в которых активной твердой фазой являются высокодисперсные разности глин. Исходя из этого, очевидно, что функциональные свойства глинистых суспензий во многом определяются качеством исходных материалов для их приготовления, то есть качеством глин (глинопорошков) и воды, и от степени диспергирования глин.

В первую очередь качество глинистого раствора определяется минералогическим составом глины и составом ее обменного комплекса. Рядом исследователей выявлено коллоидное явление, свойственное глинам. Это непосредственное восприятие или наличие зарядов у твердых частиц или их ядер. Данное явление, обнаруженное при исследовании грунтов и впервые описанное Томсоном, известно под названием обмена ионов. Способность глинистых минералов адсорбировать катионы является следствием неуравновешенности их структуры. Обменная емкость выражается количеством молей обменных катионов, содержащихся в 1 кг сухой глины. Для наиболее распространенных глинистых минералов обменная емкость составляет: у монтмориллонита 0,8-1,5, гидрослюд 0,1-0,4, палльгорскита 0,2-0,3, каолинита 0,03-0,15. В глинистых минералах обменными катионами являются:  $H^+$ ,  $Al^{3+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $K^+$ ,  $NH_4^{2+}$ ,  $Na^+$ ,  $Li^+$ . В природных глинах основные обменные катионы - это натрий или кальций, по преобладанию которых в составе глина получает название натриевой или кальциевой. Тип глины определяет свойства глинистого раствора при взаимодействии с веществами, содержащимися в его дисперсионной среде. Управляя обменными процессами в глинах можно искусственно превращать натриевые глины в кальциевые и обрат-

но, существенно меняя свойства получаемого из них раствора.

Частицы глины в воде приобретают отрицательный электрический заряд, который обуславливает различные электрокинетические явления, происходящие на поверхности глинистых частиц.

Для приготовления растворов используют глины либо в комовом виде, либо в виде порошка. Размеры комков не должны превышать 150-200 мм. Глинопорошки готовят на специальных заводах механическим или физико-механическим способами. Механический способ заключается в измельчении исходной глины до заданной тонкости помола по схеме “дробление - сушка - помол”. Качество порошков при этом определяется качеством исходного сырья. Как правило, глинопорошки готовят из высококачественных бентонитовых глин.

Физико-химические способы получения глинопорошков имеют второстепенное значение, так как более трудоемки, хотя позволяют получать кондиционные порошки из менее качественного сырья.

Для повышения качества глинопорошков их модифицируют путем введения при помолке веществ, улучшающих их свойства: кальцинированной соды, алюминатов, полиакрилатов и других. Тонкость помола глинопорошков должна быть такой, чтобы остаток на сите N°0071 был не более 10%. Для сохранения качества глинопорошки расфасовывают на заводе в плотные многослойные бумажные мешки.

Глины характеризуются выходом раствора  $Q_p$  - количеством кубических метров раствора заданной условной (эффективной) вязкости, получаемого из одной тонны массы. В качестве эталонной условной вязкости глинистого раствора принимают величину 25с по ТУ - 39 - 658 - 81, однако более корректно использование эффективной вязкости  $\eta_{эф}=18\div 20\text{мПа}\cdot\text{с}$  по ГОСТ 25795 - 83 измеряемой на ротационном вискозиметре, а также при ограниченном содержании «песка» (прибор ОМ-2).

Для приготовления буровых растворов используются глинопорошки заводского изготовления, выпускаемые по ТУ 39-044-74.

По техническим условиям ОСТ 39-202-86 глинопорошки в зависимости от

минералогического состава глинистого сырья, выхода из них глинистого раствора с определенной вязкостью и наличия модифицирующих добавок подразделяются на следующие типы и марки (табл. 7.3).

Таблица 7.3. Вилы и марки глинопорошков по ОСТ 39-202-86

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

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

*Бентонитовый глинопорошок* содержит 70 % и более минерала монтмориллонита и, как правило, получает название по наименованию месторождения глин,

из которых он изготавливается. Его кристаллическая решетка - трехслойная, которая обладает подвижностью, то есть способностью растягиваться и сжиматься за счет связываемых прослоев воды. Частицы бентонитовой глины имеют чешуйчатое строение, однако в пределах элементарных образований имеют кристаллическую структуру. Средние линейные размеры чешуек находятся в пределах 0,01-0,1 мкм и в 10-100 раз превышают их толщину. Удельная поверхность бентонита высока и составляет 450-900 м<sup>3</sup>/г. Способность к набуханию обратима, хотя во времени процесс набухания может растягиваться на 2-4 недели. При этом увеличение объема может быть 20-кратным.

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

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

*Палыгорскит* - гидратированный алюмосиликат магния. Его кристаллы состоят из двойных цепочек (лент) кремнекислородных тетраэдров. Эти ленты соединяются между собой катионами магния, алюминия или железа, образуя цеолитоподобные каналы размером 0,37-0,64 нм. Палыгорскит имеет небольшую обменную емкость (0,2-0,3 моль/кг) и жесткую структурную решетку, поэтому адсорбирует воду, не увеличиваясь в объеме. Характер взаимодействия палыгорскита с пресной и соленой водой одинаков.

*Каолиниты и гидрослюды* характеризуются жесткой кристаллической решеткой, малой обменной емкостью (каолинит - 0,03-0,15 моль/кг, слюды - 0,1-0,4

моль/кг) и плохой способностью к набуханию, поскольку катионы (и вода) слабо проникают в межслойное пространство. Обменными являются только те катионы, которые расположены на краях частиц глины. Смешанослойные минералы (гидрослюды + монтмориллонит) обладают относительно большей диспергируемостью, так как в них возрастает содержание компонентов с подвижной решеткой.

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

Не модифицированные бентонитовые глинопорошки применяются для приготовления всех типов буровых растворов на водной основе. Расходные показатели материала зависят от конкретной рецептуры системы и могут колебаться от 5,6 до 20% (мас. к объему).

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

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

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

Глинопорошки упаковывают в четырех-пятислойные крафт-мешки, которые при хранении на складах укладывают штабелем в перевязку.

Буровые растворы из глинопорошков готовятся с помощью блока приготовления раствора (БПР), гидромешалок, глиномешалок, фрезерно-струйных мельниц, диспергаторов различных типов и цементировочных агрегатов в сочетании с цементосмесительными машинами. Для приготовления раствора из модифицированных глинопорошков вода затворения (в зависимости от жесткости) обрабатывается кальцинированной (0,1-0,5%) или каустической содой (0,05-0,1%).

Как показывают многочисленные исследования, вскрытые скважиной глинистые отложения легко поддаются увлажнению и с повышением влажности набухают, вспучиваются и подвергаются пластическому течению. В основе указанных явлений лежат физико-химические изменения состояния глинистых пород в процессе бурения под воздействием бурового раствора и его фильтрата.

Первоначально считалось, что в повышении влажности горных пород и их разупрочнении основную роль играет проникающее действие фильтрата бурового раствора. Дальнейшие поиски причин привели к необходимости исследования осмотических и диффузионных процессов на границе раздела фаз. В результате осмотической диффузии происходит как бы выравнивание концентраций в двух граничащих средах. При этом проникновение воды в глинистые породы может быть более интенсивным, чем фильтрация бурового раствора.

Увлажнение глинистых пород по-разному влияет на их устойчивость. В сланцеватых глинистых породах увлажнение происходит по поверхностям сланцеватости, где имеется тонкий слой высокодисперсных коллоидных частиц. Этот слой в первую очередь увлажняется, теряет прочность и выполняет роль смазки на поверхностях скольжения, что приводит к осыпанию сланцеватых пород, особенно в случаях нарушений или изменения согласованного залегания пластов.

Увеличение влажности однородных глин вызывает их объемное набухание. На первых этапах развития процесса может происходить кратковременная усадка глины в связи с переупаковкой структурных элементов и разрушением пор. Однако затем она сменяется резким увеличением объема вследствие гидратации



глины. Так как процесс гидратации происходит в стесненных условиях, он сопровождается ростом давлений. Набухающие глины нарушают ствол скважины, а температурный фактор интенсифицирует этот процесс.

Изменение влажности глин в результате массообменных процессов протекает в течении определенного времени. Время, по истечении которого происходит потеря устойчивости ствола скважины, реально оценивается временем «критического» увлажнения пород.

Глинистые породы в естественных условиях залегания (при всестороннем сжатии) находятся в устойчивом состоянии, поскольку породы не подвергаются локализации напряжений и уравновешены внешней нагрузкой. Создание дополнительной вертикальной или боковой нагрузки на глины вызывает переход их в пластичное или текучее состояние, что возможно и без изменения их влажности.

Многие исследователи полагают, что причиной нарушения устойчивости пород стенок скважины являются напряжения, возникающие в результате вскрытия их скважиной. При этом напряженное состояние возникает в результате изменения равномерного всестороннего сжатия пород, так как давление бурового раствора в скважине значительно ниже горного давления.

Таким образом, вскрытие горного массива скважиной нарушает в нем состояние равновесия. Около скважины формируется силовое поле с максимальной концентрацией напряжений на ее стенках. При этом, возникающие нарушения способствуют возникновению различно направленных деформаций.

Пластическое течение происходит в вязких глинах, даже если напряжение в них не превышает предела текучести. В этом случае впитывание воды (фильтрата) из бурового раствора вызывает набухание глин и деформацию стенок скважины.

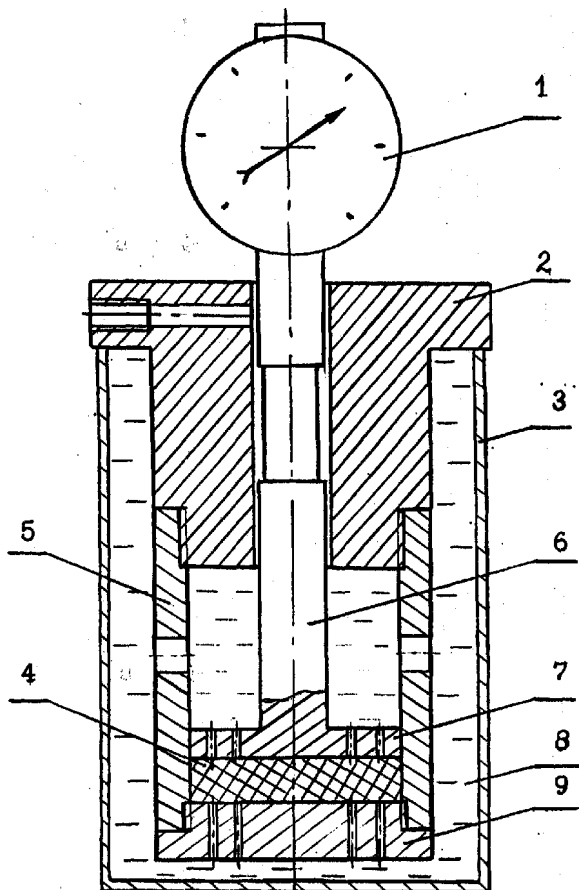
При бурении скважин пластическая деформация вязких глин приводит к образованию больших объемов шлама и обваливанию пород. Тенденция бурового шлама и обвалившейся породы набухать и диспергироваться значительно затрудняет регулирование свойств раствора.

Вязкие глины можно проходить с очень высокой скоростью, однако скорости бурения ограничиваются необходимостью качественной очистки ствола. В то же время максимально допустимая скорость бурения зависит от расхода бурового раствора. Время, в течение которого интервал таких глин может оставаться необсаженным, весьма непродолжительно, даже при использовании для промывки ингибированных буровых растворов. Обычно деформацию предотвращают путем повышения плотности бурового раствора, в том числе для предупреждения притока в ствол пластовых флюидов из переслаивающихся с глинистыми сланцами песчаных пропластков. Вместе с тем, обваливание ствола замедляется, если буровой раствор содержит реагент, регулирующий фильтрацию, так как образующиеся трещины коагулируются дисперсной глинистой фазой раствора (глинистой коркой).

Набухание глин и глиносодержащих пород обусловлено их взаимодействием с водой. Молекулы последней окружают поверхность кристаллов минерала, проникают между частицами в пачках и раздвигают их. Набухание предшествует пептизации глинистых материалов при приготовлении растворов. Оно протекает в два этапа: первый - всасывание воды, второй - развитие процесса набухания. Набухание веществ изучается, преимущественно, по весовому количеству поглощенной жидкости, увеличению объема исходного вещества, количеству тепла, выделенного при набухании, и другими методами. Начальное набухание является внутрискристаллическим и зависит от энергии гидратации обменных катионов. На этой стадии набухания только одним граммом монтмориллонита связывается примерно  $0,5 \text{ см}^3 \text{ H}_2\text{O}$ . При этом межслоевое расстояние увеличивается от  $0,95 \text{ нм}$  (для сухого материала) до  $2 \text{ нм}$ , соответствуя четырем слоям присоединенной воды. На следующей стадии (макроскопическое или вторичное набухание) Намонтмориллонит поглощает примерно  $10 \text{ см}^3$  воды на  $1 \text{ г}$  глины и увеличивает свой объем до 20 раз. На величину набухания оказывают влияние не только обменные катионы, но и анионы. С увеличением заряда аниона набухание возрастает, что в основном обусловлено осмотическими процессами.

На набухании глин отрицательно сказываются снижение рН и солевая агрессия. Так, максимум набухания у бентонитовой глины «аскангель» в пресной воде больше первоначального в 17,7 раза, однако в соленой он в 10 раз меньше. Лишь палыгорскит одинаково набухает в пресной и соленой воде.

Процессы, происходящие при набухании глин в контакте с промывоч-



1 - индикатор; 2 - крышка; 3 - стакан; 4 - глина; 5 - цилиндр; 6 - шток; 7 - поршень; 8 - вода (раствор); 9 - дно цилиндра.

ной жидкостью, во многом объясняют поведение стенок скважины, сложенных глинистыми породами.

В основе явления набухания лежит действие адсорбционных, осмотических и капиллярных сил. Кинетику набухания определяет тип кристаллической решетки минерала, дисперсность, температура, давление, состав обменных катионов, а также состав и содержание активных компонентов в среде набухания. Степень и скорость набухания оценивается на приборе Жигача - Ярова.

С целью повышения точности получаемых результатов и надежности работы прибор был модифицирован в ТюмГНГУ совместно с АлНИ за счет уменьшения количества разъемных соединений. Прибор представ-

лен на рис. 7.19. Принцип работы прибора достаточно прост. В цилиндр 5 между двумя бумажными фильтрами помещается проба глинопорошка 4. Проба уплотняется, после чего необходимо удостовериться в свободном движении поршня. Цилиндр 5 соединяется с крышкой 2, в которой устанавливается мессура 1 (индикатор часового типа ИЧ ГОСТ 577 - 68). Стрелку индикатора с помощью винта устанавливают в нулевое положение, затем прибор помещается в сосуд 3 с внешней дисперсионной средой (раствор или вода) заданной концентрации в расчетном количестве. Жидкость 8 через отверстия в поршне 7 и в дне цилиндра 9 поступает к фильтровальной бумаге и к пробе глинопорошка, постепенно смачивая весь его слой. Начало смачивания слоя, определяемое по первоначальному отклонению стрелки, является начальным моментом отсчета времени опыта. По мере набухания глинистых частиц объем пробы изменяется и достигает некоторой стабильной величины. В процессе опытов производятся измерения объемов пробы, соответствующих различным моментам времени. На основании получаемых результатов строится кривая кинетики изменения объема пробы изучаемого глинистого минерала при его взаимодействии с жидкостью.

Оценка величины набухания осуществляется по формулам

$$K = \gamma\alpha / m + \text{tg}\beta - 1,$$

где  $K$  - коэффициент набухания, равный отношению объема жидкости  $V_{\text{ж}}$

связанной пробой, к объему сухих частиц  $V_0$ ;

$\gamma$  - плотность сухой глины, г/см<sup>3</sup>;

$m$  - масса навески пробы, г;

$\text{tg}\beta$  - коэффициент, показывающий какая доля от объема пор в сухой пробе сохраняется в набухшей пробе;

$\alpha$  - коэффициент зависящий от свойства глины и величины  $\text{tg}\beta$ .

Учитывая это, можно оценить степень набухания  $K_1$  следующим образом:

$$K_1 = (V_{\text{ж}} + V_0) / V_0 = K + 1,$$

Предлагаемый коэффициент степени набухания  $K_1$  показывает, во сколько раз увеличился объем сухих частиц исследуемого вещества. Для упрощения оценки кинетики набухания вместо величин  $V_{ж}$ ,  $V_0$  в формулы целесообразно подставить линейные значения  $l_{ж}$  и  $l_0$ . Это позволило получить следующие зависимости:

$$K = l_{ж} / l_0 ,$$

где  $l_{ж}$  - высота пробы исследуемого набухающего порошка в

дистиллированной воде или водном растворе реагента, мкм;

$l_0$  - высота “таблетки” исходной сухой пробы, мкм.

Для оценки степени набухания  $K_1$  формула примет вид:

$$K_1 = (l_{ж} + l_0) / l_0 ,$$

Нами предложено дополнительно определять коэффициент сравнительного набухания  $K_в$ , который учитывает разницу величин набухания в дистиллированной воде и растворах (фильтратах) исследуемых химических реагентов, по формуле:

$$K_в = (l_в - l_{ж}) / l_в ,$$

где  $l_в$  - изменение высоты пробы образца (порошка) при испытании в

дистиллированной воде, мкм.

С увеличением температуры уменьшается пластическая вязкость промывочных жидкостей и возрастает фильтратоотдача; статическое и динамическое напряжение сдвига глинистых суспензий, как правило, возрастают. Глинистые суспензии, обработанные кальцием, при температуре свыше 130°C могут затвердевать в результате образования гидроалюмосиликатов кальция при реакциях кальция с глиной и кремнеземом.

Увеличение давления мало сказывается на свойствах жидкости на водной основе, если она не газирована. В случае же жидкостей на углеводородной основе с увеличением давления плотность, вязкость, динамическое напряжение сдвига возрастают тем значительнее, чем выше температура.

В большинстве случаев для бурения используют химически обработанные промывочные жидкости на водной основе. Причиной ухудшения их свойств может быть также разложение химических реагентов при повышении температуры выше некоторого предела либо под воздействием бактерий.

Таким образом, необходимость регулирования в процессе бурения свойств промывочной жидкости вызвана рядом причин: изменением с глубиной состава горных пород и насыщающих их жидкостей, пластовых давлений; ростом температуры и другими неблагоприятными факторами.

Регулировать свойства можно либо изменением концентрации и дисперсности твердой фазы либо обработкой специальными химическими реагентами, либо при одновременном использовании этих способов. Прежде чем вводить дополнительное количество или новый компонент дисперсной фазы (либо химреагент), следует удалить из промывочной жидкости излишнюю твердую фазу, в том числе тонкодисперсную, сверх того количества, которое необходимо для сохранения стабильности системы, удержания тяжелых частиц во взвешенном состоянии при остановках циркуляции и формирования малопроницаемой фильтрационной корки в стенках скважины. Дополнительные компоненты необходимо вводить в циркулирующую жидкость равномерно в течение одного или нескольких полных циклов циркуляции и лишь после того, как она прошла через механизмы очистной системы.

Для химической обработки используют большое число веществ - реагентов, при малых добавках которых существенно изменяются свойства промывочной жидкости. Большинство реагентов способствуют изменению одновременно нескольких свойств, хотя и в разной степени.

В таблице 7.4 приведены наиболее часто применяемые при бурении скважин химические реагенты.

Таблица 7.4. Материалы и химические реагенты, применяемые при бурении скважин

Шифр	Наименование реагентов	Основное назначение	ГОСТ, ОСТ, ТУ	Внешний вид
КМЦ-700 КМЦ-600 КМЦ-500	Карбоксиметилцеллюлоза и ее импортные	Понизитель фильтрации глинистых растворов. Доп. назначение: повышение структурно-механиче-	ОСТ 6-05-386-80	Мелкозернистый порошкообразный материал

Tylose VHR Gabrosa и др.	аналоги	ских и реологических показателей (для высоковязких марок)		
КЕМ PAS Сауран и др.	Среднемолекулярный сополимер полиакрилата натрия и импортные аналоги	Снижение водоотдачи. Доп. назначение: повышение вязкости пресных глинистых растворов, флокулянт.		Порошок светло-желтого цвета
ГИВПАН-Г ГИВПАН-Н	Гидролизованное волокно полиакрилонитрильное	Повышение вязкости пресных глинистых растворов. Дополн.: снижение водоотдачи	ТУ 49560-04-02-90	Вязкая жидкость от светло-желтого до серого цвета
НТФ	Нитрилотриметилфосфоновая кислота	Снижение структурно-механических и реологических показателей глинистых растворов	ТУ 6-09-5283-86	Порошок белого цвета
	Графит	Смазочная добавка	ГОСТ 17022-79	Порошок серебристого цвета
ГКЖ	Гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость	Гидрофобизирующая добавка, предотвращающая диспергирование, гидратацию и переход глин в глинистый раствор. Дополн.: регулятор щелочности глинистых растворов		Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета
POLY KEM D, DK -drill	Высокомолекулярный полиакриламид и импортные аналоги	Селективный флокулянт, стабилизатор сланцев		Порошок белого цвета

Продолжение таблицы 7.4

Каустик	Гидроксид натрия (натр едкий технический)	Регулирование pH глинистого раствора	ТУ 6-01-1306-85	Гранулированный материал белого цвета
ВНИИЖ	Смазочная добавка на основе рыбожировых отходов	Смазочная добавка к глинистому раствору	ТУ 6-04-53-82	Коричневая пастообразная масса
СРЖН	Жир рыбий сульфированный нейтральный	Смазочная добавка к глинистому раствору	ТУ 6-01-868-79	Пастообразная масса от светло-коричневого до темно-коричневого цвета
ПБМА, ПБМБ, ПБМВ, ПБМГ, ПБА, ПБВ, ПБГ	Бентонитовый глинопорошок	Для приготовления глинистых растворов, регулирования коллоидной составляющей, увеличения структурно-механических и реологических показателей	ОСТ 39-202-86	Порошкообразный материал
ППГ, ППВ	Порошок палыгорскитовый	Для приготовления глинистых растворов	ТУ 480-1-334-91	Порошкообразный материал
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Кальцинированная сода	Модифицирующая добавка к глинопорошку, регулятор pH раствора		Порошкообразный материал белого цвета
ЭКОС-Б-3	Смазочная	Для улучшения смазочной	ТУ 3850722-	Однородная

	добавка	характеристики глинистого раствора	87	жидкость от светло- до темно- коричневого или черного цвета
ПКД 515 марки А, Б	Поверхностно-активные вещества	Сохранение коллекторских свойств пласта	ТУ 39-0576670-ОП-211-95	Жидкость от светло- до темно- коричневого цвета
Барит	Баритовый концентрат	Утяжелитель глинистых растворов	ОСТ 39-128-87	Порошок светло-серого цвета
ЖРК-1	Железно-рудный концентрат титанованадиевый	Утяжелитель глинистых растворов	ТУ 0803-22-0158754-95	Порошок стального цвета

### 7.5.2. Регулирование агрегативной устойчивости буровых растворов

При бурении скважин в глинистый раствор могут попадать соли щелочных и щелочноземельных металлов, значительно изменяющие свойства раствора. Соли могут поступать в раствор из состава разбуриваемых пород или вместе с минерализованными пластовыми жидкостями. Наиболее распространенными представителями их являются хлористый кальций, гидроксид кальция, гипс, хлористый натрий, хлористый калий, бишофит и др. Вместе с тем эти соли применяются в практике бурения как реагенты-ингибиторы гидратации и диспергирования глин и сланцев. Химические реагенты-электролиты или посторонние электролиты, попадающие в глинистый раствор при бурении, изменяют строение и размеры двойного электрического слоя мицелл глинистых частиц. Тем самым электролиты влияют на один из факторов, обеспечивающих агрегативную устойчивость глинистой суспензии.

Изменение агрегативной устойчивости глинистого раствора сопровождается изменением и его технологических свойств.

Характер действия электролитов на свойства глинистых растворов зависит от вида катионов и анионов электролита. Катионы электролита играют роль коагулирующих ионов для глинистой суспензии. Степень понижения агрегативной устойчивости суспензии зависит от вида катиона и его концентрации. При увеличении концентрации электролита агрегативная устойчивость понижается и, следовательно, увеличивается степень коагуляции



глинистого раствора.

По возрастанию коагулирующей способности одновалентные катионы располагают в следующий ряд:



Это называется рядом Гоффмейстера, или лиотропным рядом.

Коагулирующая способность двухвалентных катионов на два порядка выше, чем у одновалентных, и возрастает в следующей последовательности:



Коагулирующая способность трехвалентных катионов на порядок выше, чем у двухвалентных.

Поскольку частицы глины заряжены отрицательно, а катионы образуют слой противоионов, адсорбция ионов на поверхности глинистой частицы увеличивает ее отрицательный заряд. Увеличение заряда поверхности глинистых частиц, в свою очередь, способствует увеличению заряда противоионов и повышению агрегативной устойчивости глинистой суспензии. Анионы могут способствовать катионному обмену на поверхности глинистых частиц, если анион электролита образует с противоионами глинистых частиц нерастворимые соединения.

Коагуляция, как следствие понижения агрегативной устойчивости, приводит к повышению статического и динамического напряжений сдвига глинистого раствора, загустеванию его и постепенному росту водоотдачи (гидрофильная коагуляция). При высокой концентрации электролита и ограниченном содержании твердой фазы в растворе может наступить коагуляционное разжижение, характеризующееся понижением статического и динамического напряжений сдвига, потерей седиментационной устойчивости и резким увеличением водоотдачи (гидрофобная коагуляция).

Повышение агрегативной устойчивости глинистой суспензии при добавлении малых количеств некоторых реагентов-электролитов сопровождается понижением статического и динамического напряжений сдвига, разжижением глинистого раствора, понижением его водоотдачи.

## Характеристика реагентов-электролитов

### Хлористый калий

Хлористый калий КСI (сильвин) – представляет собой серовато-белый кристаллический продукт или мелкие зерна различных оттенков красно-бурого цвета, хорошо растворимые в воде, нейтральный электролит, мало меняющий щелочность среды. В зависимости от метода получения, технический КСI выпускают двух марок: Ф - продукт, получаемый флотационным обогащением калийных руд, К- продукт, кристаллизации из раствора. Технический КСI выпускается в виде мелкокристаллического порошка или спрессованных гранул.

Хлористый калий применяется в качестве ингибитора внутрикристаллического набухания глинистых пород, склонных к осыпям и обвалам, как основа для хлоркалийевых, гипсо-калийевых и известково-калийевых растворов. Использование хлористого калия в растворах для вскрытия продуктивных пластов снижает негативные последствия контакта водной фазы с глинистым цементом пласта. Кроме того, КСI может применяться в качестве добавки в минерализованные по NaCl растворы для снижения растворимости горных пород, сложенных галитом и карналлитом.

При приготовлении хлоркалийевых растворов оптимальные добавки КСI составляют 3-7% по массе от объема раствора и выбираются из условия получения достаточной степени ингибирования. Ввод реагента производится после обработки раствора реагентами – понизителями вязкости и фильтрации. Раствор, обработанный КСI, имеет более низкое значение рН, чем исходный, поэтому раствор дополнительно обрабатывается едким калием. При вводе КСI раствор загустевает, однако через 1-2 цикла циркуляции происходит выравнивание его реологических параметров.

Реагент транспортируется навалом в специальных саморазгружающихся или закрытых железнодорожных вагонах. При перевозке железнодорожным или водным путем продукт должен быть упакован в бумажные битуминизированные мешки по ГОСТ 2226-75, полиэтиленовые мешки по ГОСТ 17811-78 и специальные контейнеры.

Гарантийный срок хранения - 12 месяцев со дня изготовления. Хранить надо в закрытом помещении. Хлористый калий пожаро- и взрывобезопасен, мало токсичен.

### **Гидроокись кальция (гашеная известь)**

Гидроокись кальция (гашеная известь)  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  - сильная щелочь, представляет собой порошок белого цвета. Растворимость ее в воде невелика и уменьшается с повышением температуры. Добавление другой более растворимой щелочи, например, каустической соды, также снижает растворимость извести. На воздухе активно взаимодействует с углекислым газом, образуя карбонат кальция  $\text{CaCO}_3$ . Поэтому при длительном хранении на воздухе активность извести резко снижается.

Гашеная известь - ингибитор набухания и диспергирования сланцев и глинистых пород, а также регулятор pH высококальциевых растворов. В бурении известь используется:

- для приготовления ингибированных известковых растворов (совместно с каустической содой, понизителями фильтрации и лигносульфонатами), обладающих технологическими преимуществами (меньшей чувствительностью к содержанию твердой фазы, легкой регулируемостью реологических свойств);

- в соленасыщенных растворах при бурении интервалов глинистых пород, хорошо диспергирующих в насыщенном растворе хлористого натрия;

- для регулирования pH хлоркальциевых растворов;

- как структурообразователь для загущения растворов при борьбе с поглощениями.

Известь обычно - применяют в виде известкового молока, представляющего собой водный раствор  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ , придающий раствору белый цвет.

При работе с известью следует соблюдать меры предосторожности, предусмотренные для работы со щелочью. При использовании сухой извести необходимо пользоваться противопылевыми респираторами.

### **Сульфат кальция (гипс)**

Сульфат кальция (гипс)  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  (ГОСТ 4013-74) – белое

порошкообразное вещество плотностью 2320 кг/м<sup>3</sup>, труднорастворимое в воде (при 20<sup>0</sup>С растворяется 0,202 %). В присутствии NaCl растворимость его возрастает в 2,5 – 2,8 раза. С небольшим количеством воды гипс быстро образует твердеющую массу. Добывается он из природных залежей.

Применяется сульфат кальция как ингибитор гидратации и набухания сланцев глинистых пород в условиях высоких забойных температур. Добавляют его совместно с реагентами - понизителями фильтрации и разжижителями (хром- и феррохромлигносульфонатами) для приготовления ингибированных гипсовых растворов.

При работе с порошком гипса в случаях его распыления необходимо пользоваться противопылевыми респираторами и очками.

### **Хлористый кальций**

Хлористый кальций (CaCl<sub>2</sub>) получают при производстве кальцинированной соды. Это бесцветное кристаллическое вещество, хорошо растворимое в воде. Выпускается он либо в жидком виде (28-30 %-ной концентрации), либо в сухом (гранулированном). Размер частиц CaCl<sub>2</sub>, выпускаемого в виде чешуек и гранул, не должен превышать 10 мм. CaCl<sub>2</sub> выпускается трех марок: кальцинированный, плавленый и жидкий. В твердом состоянии выпускается двух видов: кристаллогидрат (CaCl<sub>2</sub>·2H<sub>2</sub>O), при растворении в воде происходит охлаждение; плавленый порошок типа мела, хорошо растворим в воде с выделением тепла, причем с увеличением температуры растворимость повышается. Очень гигроскопичен, поэтому хранение сухого хлористого кальция в незапечатанной таре не допускается.

CaCl<sub>2</sub> применяется в буровых растворах как ингибитор гидратации и набухания сланцев и глинистых пород, а также для приготовления ингибированных хлоркальциевых растворов.

Высокая осмотическая активность раствора CaCl<sub>2</sub> обуславливает его использование в качестве водной фазы гидрофобных эмульсионных растворов.

В хлоркальциевых растворах для получения высокой концентрации ионов Ca<sup>++</sup> в фильтрате добавляют CaCl<sub>2</sub> до 2-3% совместно со стабилизаторами КССБ или КМЦ.

Добавляется  $\text{CaCl}_2$  в раствор в виде 30-50%-ного раствора, а также в виде кристаллогидрата плотностью  $2512 \text{ кг/м}^3$  и порошка.

При высоком содержании  $\text{CaCl}_2$  используемая КМЦ высаливается, что приводит к росту фильтрации. При совместном использовании КМЦ и КССБ повышается порог коагуляции КМЦ, улучшается стабилизация раствора.

Перед обработкой раствора  $\text{CaCl}_2$  необходимо снизить содержание твердой фазы раствора до 10-15% (по высококоллоидальной глине) путем разбавления водой, свежеприготовленным раствором, а также обработать его реагентами-стабилизаторами.

Кальцинированный и плавленный  $\text{CaCl}_2$  упаковывают в стальные барабаны массой 150 кг или в полиэтиленовые мешки массой не более 50кг, жидкий - упаковывают в металлические бочки, транспортируют любым видом транспорта в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на данном виде транспорта.

Хлористый кальций хранят в крытых складских помещениях, исключаящих попадание влаги.

Работы с  $\text{CaCl}_2$  должны выполняться в спецодежде, спецобуви и предохранительных приспособлениях.

### **Хлористый натрий**

Хлористый натрий (поваренная соль или галит)  $\text{NaCl}$  - представляет собой белый кристаллический продукт плотностью  $2170 \text{ кг/м}^3$ . Нейтральный электролит, мало меняющий щелочность среды, доставляется на буровые в незатаренном виде либо в джутовых мешках массой 50 кг.

Поваренную соль используют для насыщения водной фазы раствора перед вскрытием соленосных отложений для предупреждения растворения стенок скважины и образования каверн.  $\text{NaCl}$  может использоваться как структурообразователь перестабилизованных пресных растворов. Добавки соли при этом не превышают 0,1-0,3% от объема раствора.

С ростом концентрации  $\text{NaCl}$  до 5% набухание глинистых пород, представленных минералами монтмориллонитового ряда и смешанослойными, резко сни-

жается и при добавках более 5% изменяется незначительно. С увеличением концентрации NaCl период набухания всех глин снижается. Кроме того, может применяться в качестве регулятора осмотической активности водной фазы гидрофобно-эмульсионных растворов. Добавка соли при этом не превышает 0,1 – 0,3 % от объема раствора.

Ввод NaCl в соленасыщенные буровые растворы на водной основе проводится после его стабилизации реагентами-понижителями фильтрации. Если приготовление минерализованного раствора проводится на соленой воде и глина предварительно не гидратирована в пресной воде, плотность раствора из-за худшего распускания глины получается выше, а структурно-механические свойства слабее.

Индивидуальные средства защиты при работе с NaCl - спецодежда, рукавицы и защитные очки. Предусмотреть защиту органов дыхания.

### **Бишофит**

Бишофит  $MgCl_2 \cdot 6H_2O$  - шестиводная соль хлорида магния хорошо растворяется в воде любой минерализации. Выпускается бишофит в виде чешуирированных кристаллов, затаривается в мешки массой в 40 кг. Качество поставляемого бишофита характеризуется следующими показателями:

- содержание ионов магния, не менее 11,8 %
- в пересчете на  $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ , не менее 96 % .
- содержание хлористого кальция в пересчете на CaO, не более 0,2 %
- содержание сульфат-ионов, не более 1,1 %
- содержание ионов щелочных металлов ( $Na^+$  и  $K^+$ ), не более 1,0 %
- содержание нерастворимого в воде остатка, не более 0,2 %

Реагент предназначен для получения буровых растворов на основе гидрогеля магния, а также для насыщения буровых растворов при разбураивают солевых отложений с пропластками карналлита и бишофита. Для получения насыщенного

раствора добавляют к объему воды 306% бишофита. При этом первоначальный объем увеличивается в 1,5 раза. Бишофит обладает высокой гигроскопичностью, поэтому хранить его необходимо в закрытых мешках.

### **Каустическая сода**

Каустическая сода (NaOH) (гидроокись натрия, едкий натр) представляет собой бесцветную непрозрачную кристаллическую массу плотностью 2,13 г/см<sup>3</sup>, полностью растворяется в воде, вплоть до получения 52% вес. раствора при 20°С.

Каустическая сода используется для регулирования рН раствора. Это обеспечивает необходимую щелочную среду для коррекции степени дисперсии глин и полной их ионизации, а также растворимости дисперсантов (таких как лигно-сульфонаты и лигнины) и некоторых полимеров. Поддержание высоких значений рН помогает контролировать коррозию и уменьшать загрязнение кальцием или магнием, которые высаждаются в виде гидроксидов.

Большие добавки NaOH (0,5-0,8%) могут привести к повышению вязкости и водоотдачи, что свидетельствует о развитии коагуляции. Поэтому не рекомендуется добавлять NaOH непосредственно в буровой раствор. Можно использовать для смягчения жесткости воды.

Водные растворы NaOH вводятся в буровой раствор через желобную систему при постоянной циркуляции.

Каустическая сода в твердом виде поставляется в 50-килограммовых полипропиленовых мешках с внутренним полиэтиленовым покрытием или в 25- или 50-килограммовых стальных бочках; жидкий NaOH также транспортируют в стальных специальных железнодорожных цистернах, автоконтейнерах, в стальных сварных бочках или полиэтиленовых бочках вместимостью 50-60 л.

Все виды работ с реагентом следует проводить только в защитной одежде: костюме из х/б ткани, в резиновых сапогах и перчатках.

### **Кальцинированная сода**

Кальцинированная сода - карбонат натрия (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) - белый мелкокристаллический порошок плотностью 2500 кг/м<sup>3</sup> (ГОСТ 5100-85) с содержанием основно-

го вещества 99%. Растворяется в воде и не растворяется в органических растворителях. Максимальная растворимость около 34% при 34<sup>0</sup>С.

Водный раствор Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> имеет сильнощелочную реакцию (рН=12).

Основное назначение кальцинированной соды - связывание агрессивных ионов кальция и магния при загрязнении бурового раствора минерализованными хлоркальциевыми, хлормagneиевыми водами, гипсом, ангидритом и цементом.

Кроме того, применяется как химический диспергатор глин при приготовлении растворов из кальциевых глин и для облагораживания глинопорошков (увеличение выхода раствора из 1т глиноматериала). Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> используется для смягчения жесткости водопроводной и пластовой воды.

Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> используют в сухом виде и в виде 5-10% водных растворов.

Небольшие добавки соды способствуют снижению вязкости и водоотдачи раствора, а также росту вязкости, СНС и коагуляции раствора.

Техническую кальцинированную соду упаковывают в четырехслойные бумажные мешки массой 60 кг. Реагент, поставляемый на длительное хранение, упаковывают в два четырехслойных бумажных мешка, вложенные один в другой.

Работы с технической кальцинированной содой персонал должен выполнять в спецодежде, спецобуви, предохранительных приспособлениях.

### **Комплексная соль (Стерлитамакское ОАО Сода)**

Комплексная соль - тонкодисперсный порошок белого цвета, хорошо растворимый в воде. В составе комплексной соли преобладают хлористый кальций (52-62%) и хлористый натрий (24-30%). Насыпной объемный вес порошка составляет 890 кг/м<sup>3</sup>.

Комплексная соль является эффективным заменителем хлористого кальция, используется для приготовления ингибирующих буровых растворов и обработки продуктивных пластов при их первичном и вторичном вскрытии.

С повышением концентрации ионов кальция в растворе повышается ионный обмен натрия на кальций, что значительно сокращает объем пленки связанной глинистыми минералами воды. Это позволит увеличить диаметр пор и капилля-



ров, что приводит к более полному восстановлению естественной проницаемости продуктивных пластов.

Оптимальная добавка комплексной соли в раствор составляет 1,75-3,5% по массе от объема раствора.

Перед обработкой раствора комплексной солью необходимо снизить содержание твердой фазы раствора до 10-15% (по высококоллоидальной глине) путем разбавления его свежеприготовленным раствором, а также обработать раствор реагентами-стабилизаторами (КМЦ, Tulosa, Finn-Fix и т.д.).

Комплексная соль упаковывается в полиэтиленовые герметичные контейнеры массой 1 тонна либо в 5-ти слойные крафт-мешки массой 25 кг. Особых мер осторожности при работе с реагентом соблюдать не требуется.

#### **Кислый фосфат аммония**

Кислый фосфат аммония  $(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$  (или диаммонийфосфат, представляет собой белые кристаллы, используется с полианионной целлюлозой в качестве ингибитора набухания глинистых сланцев в концентрации от 5 до 22 кг/м<sup>3</sup>.

#### **Хлорид хрома**

Хлорид хрома  $\text{CrCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  – зеленые или фиолетовые кристаллы. Получается из оксида хрома и хлора или соляной кислоты. Токсичен. Используется как добавка к ксантановой смоле для образования цепей с поперечными связями. Концентрации от 0,3 до 1,5 кг/м<sup>3</sup>.

#### **Хромкалиевый сульфат**

Хромкалиевый сульфат  $\text{CrK}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$  (хромовые или хромкалиевые квасцы) – красные или зеленые кристаллы. Получают путем восстановления дихромата калия в разбавленной серной кислоте с оксидом серы. Токсичен. Применение то же, что и для хлорида хрома.

Химические реагенты могут применяться для обработки раствора как в сухом виде, так и в виде водных растворов различной концентрации.

Если реагент вводится в твердом состоянии, массу его добавки рассчитывают по формуле:

$$Q_{\text{ХР}} = \frac{n \cdot V}{100 - \frac{n}{R_{\text{ХР}}}}, \text{ Г}$$

где  $V$  - исходный объем обрабатываемого раствора, мл;

$n$  - концентрация химического реагента в глинистом растворе, в % по весу твердого вещества к объему отработанного глинистого раствора;

$R_{\text{ХР}}$  - плотность химического реагента, г/см<sup>3</sup>.

Если реагент вводится в виде водного раствора концентрации  $C$  % (т.е. в 100мл водного раствора содержится  $C$  г реагента), то объем добавляемого водного раствора химреагента определяют по формуле:

$$V_{\text{ХР}} = \frac{n \cdot V}{C - n}, \text{ см}^3$$

### 7.5.3. Регулирование вязкостных свойств промывочных жидкостей

Если концентрация глины в суспензии достаточно высока, флокуляция вызовет образование из отдельных хлопьев пространственной структуры (геля). Гели, обычно наблюдаемые в буровых растворах на водной основе, являются результатом флокуляции под действием растворимых солей, которые всегда присутствуют в концентрациях, достаточных по крайней мере для умеренной флокуляции.

Флокуляцию можно предотвратить и даже перейти к пептизации добавлением натриевых солей некоторых сложных комплексов, особенно полифосфатов, таннатов и лигносульфонатов. Например, если в разбавленную суспензию натриевого монтмориллонита добавить приблизительно 0,5 % гексаметафосфата натрия, порог флокуляции возрастет с 15 до 400 мэкв/л хлорида натрия. Аналогичная добавка полифосфата приведет к разжижению структурированного бурового раствора. Это действие известно под названием пептизации (или дефлокуляции), а подходящие добавки к буровым растворам называются пептизаторами, или понизителями вязкости.

Понизители вязкости обычно включают в себя сравнительно крупные анионоактивные частицы, которые адсорбируются на положительно заря-

женных частицах, тем самым, снижая силы притяжения между ними, но, не оказывая влияния на гидратацию глины.

Почти не вызывает никаких сомнений, что понизители вязкости адсорбируются на ребрах кристаллов. Концентрация пептизатора сравнима с концентрацией анионов, участвующих в ионном обмене.

Понизители вязкости вводят в буровой раствор для уменьшения гидравлических сопротивлений и загустевания. Однако опыт показал, что некоторые из этих веществ выполняют и другие важные функции, в частности снижение фильтрации и толщины фильтрационной корки, уменьшение влияния воды на вскрытый скважиной пласт, эмульгирование углеводородной фазы и т.д.

### **Характеристика реагентов-разжижителей**

#### **Таннины**

Слово «таннины» - это собирательный термин для группы сложных вяжущих веществ, состоящих из углерода, водорода и кислорода, а в некоторых случаях содержащих небольшие количества азота и фосфора. Они относятся к очень слабым кислотам с молекулярной массой в диапазоне 300 - 1000, легко растворяются в щелочах и осаждаются тяжелыми металлами.

Таннины можно подразделить на два широких химических класса: гидролизуемые таннины, состоящие из сложных эфиров одной или нескольких полифенолокислот (например, галловой кислоты), и конденсированные таннины, состоящие из фенольных ядер, из которых можно получить катехин или протокатеховую кислоту. Гидролизуемые таннины называют также галлотаннинами или пирогаллоловыми таннинами, а конденсированные таннины – флавоганнинами или катехинотаннинами.

Таннины образуются во многих растениях и экстрагируются из коры, древесины или плодов.

Экстракт квебрахо был одним из первых понизителей вязкости бурового раствора, который использовали в США и одно время был важным компонентом щелочно-таннатных и известковых растворов.

Внедрение лигносульфонатов кальция привело к снижению потребности в квебрахо для известковых растворов. Известковые растворы были почти полностью заменены растворами, обработанными хромлигносульфонатом, и это привело к дальнейшему сокращению применения квебрахо.

В настоящее время в США применение квебрахо в качестве понизителя вязкости ограничено неглубокими скважинами и буровыми растворами на пресной воде, в которые его добавляют в виде раствора с каустической содой. Квебрахо без соды можно добавлять в буровой раствор для противодействия его загрязнению цементом. Концентрация квебрахо колеблется от 1,5 до 6 кг/м<sup>3</sup>.

### **Полифосфаты**

Полифосфатами называются фосфаты, в которых два атома фосфора или более соединены между собой атомами кислорода. Полифосфаты могут быть кристаллическими или стекловидными. Стекловидные полифосфаты - это аморфные смеси полифосфатов натрия с цепями различной длины.

Полифосфаты натрия получают нагреванием содержащих водород ортофосфатов до определенной температуры для удаления воды или сплавлением с безводными компонентами при необходимых соотношениях. Получаемые при этом продукты дробят с образованием крупнозернистого белого порошка.

Полифосфаты натрия — очень эффективные пептизаторы глины в пресной воде и были одними из первых понизителей вязкости буровых растворов. Они неэффективны в сильно минерализованных (более 10 г/л) буровых растворах.

В качестве понизителей вязкости в настоящее время поставляют кислый пирофосфат натрия, тетрафосфат натрия и гексаметафосфат натрия.

Полифосфаты натрия обычно используются в концентрациях от 0,3 до 3 кг/м<sup>3</sup>.

### **Лигнит (леонардит)**

Вещество, которое называют по-разному - лигнит, леонардит, горный лигнин, бурый уголь, выветрившийся уголь, стало важным компонентом буровых растворов.

Лигнит является сырьем для продуктов, которые пригодны для буровых растворов как на водном, так и на углеводородной основе.

Леонардит - это окисленный в природных условиях лигнит, образовавшийся в результате длительного выветривания. Это название используется для обозначения продуктов окисления лигнита с высоким содержанием гуминовых кислот.

Гуминовые кислоты представляют собой сложные карбоновые соединения с фенольными радикалами, ассоциированными, вероятно, водородными связями. Их молекулярная масса колеблется от 300 до 4000.

Лигнит не пригоден в качестве понизителя вязкости растворов, содержащих кальций, хотя его можно использовать в растворах, загрязненных цементом. Лигнит не пригоден также для снижения вязкости сильно минерализованных растворов.

Леонардит обладает большей термостабильностью, чем другие понизители вязкости. Он отлично предотвращает отверждение известковых растворов при температурах, приближающихся к 150 °С. Лигнит обеспечивает устойчивую фильтрацию при бурении высокотемпературных скважин.

Леонардит - универсальный материал для стабилизации эмульсий. При растворении в каустической соде он становится эмульгатором нефти в воде. Одно из производных лигнита, используемых в растворах на углеводородной основе преимущественно для снижения фильтрации, повышает устойчивость эмульсии нефти в воде.

Щелочно-калиевый лигнитный продукт ограничивает впитывание воды глинистыми сланцами, снижает фильтрацию в проницаемые породы и служит в качестве дополнительного источника ионов калия в композиции бурового раствора, предназначенного для разбуривания глинистых сланцев.

## Лигносульфонаты

Лигносульфонаты являются побочными продуктами сульфитной варки, осуществляемой для отделения целлюлозной пульпы от древесины. Оболочки клеток древесины представляют собой сложную смесь полимеров. От 70 до 80 % такой ткани образуют полисахариды (именуемые холоцеллюлозой), остальную часть ткани составляет лигнин.

При отделении целлюлозы при помощи сульфитной варки лигнин и гемицеллюлоза разлагаются и растворяются горячим раствором бисульфита. В качестве бисульфита могут использоваться гидросульфиты кальция, магния, натрия или аммония, хотя чаще всего используется первый из них. Отработанный сульфатный щелок содержит около 10 % твердой фазы, из которых одна половина представлена лигнином, а другая - гидролизной глюкозой, органическими кислотами и смолистыми материалами.

В отечественной практике бурения в качестве реагентов для обработки глинистых растворов применяли следующие лигносульфонаты:

- сульфит-спиртовая барда (ССБ);
- конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ);
- окисленный хромзамещенный лигносульфонат ОКЗИЛ;
- феррохромлигносульфонат (ФХЛС);
- окисленная сульфит-спиртовая барда (ОССБ).

Первым лигносульфонатом, который начали широко использовать в буровых растворах в США, был лигносульфонат кальция. Он упростил приготовление известковых буровых растворов благодаря уменьшению их загустевания при добавлении извести в буровые растворы на пресной воде. В буровой раствор добавляют примерно одинаковые количества лигносульфоната кальция и извести (до 17 кг/м<sup>3</sup>)- После этого в раствор вводят их дополнительные количества для поддержания его свойств. При добавлении нефти к буровым растворам, обработанным лигносульфонатом кальция (включая растворы на минерализованной воде), образовывались устойчивые эмульсии.

Понижение вязкости глинистых буровых растворов происходит в основном благодаря адсорбции отрицательно заряженных мицелл лигносульфоната на ребрах глинистых частиц. Вследствие образования адсорбционного слоя конечной толщины для понижения вязкости требуются более высокие концентрации лигносульфонатов, чем полифосфатов, так как последние оказывают влияние на кинетику двойного электрического слоя.

Адсорбция лигносульфонатов на поверхности глинистых частиц уменьшает набухание и расслоение глин, обеспечивая тем самым стабилизацию ствола скважины и получение недиспергированного бурового шлама. Многослойная адсорбционная пленка лигносульфонатов вокруг глинистых частиц образует полупроницаемую мембрану, которая замедляет проникновение жидкости и тем самым сводит к минимуму разрушение частиц глины при разбурировании мягких диспергируемых пластов.

КССБ представляет собой модификацию сульфит-спиртовой барды, получаемую при нагревании смеси ССБ, формалина и серной кислоты. Выпускаются три разновидности конденсированной сульфит-спиртовой барды: КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4.

Основное назначение КССБ-1 – понижение водоотдачи пресных глинистых растворов при температурах до 120<sup>0</sup>С. Разжижающая способность КССБ-1 хуже, чем у других лигносульфонатов, но реагент достаточно эффективно понижает вязкость кальциевых растворов.

КССБ-2 отличается повышенной стойкостью к минеральной агрессии. Этот реагент способен понижать водоотдачу глинистых растворов при минерализации до 100 г/л хлорида натрия в присутствии солей кальция и температуре до 150 <sup>0</sup>С.

КССБ-4 получают с добавлением хроматов, поэтому реагент отличается повышенной термостойкостью. Применяется для понижения водоотдачи пресных и минерализованных глинистых растворов, эффективен при температурах 185 – 200<sup>0</sup>С.

Реагент хорошо растворяется в воде и может вводиться непосредственно в раствор.

ФХЛС рекомендуется для разжижения буровых растворов, загустевших от действия глины, солей и температуры, а также для снижения водоотдачи пресных и среднеминерализованных растворов. Кроме того, используется для обработки растворов загрязненных ангидритом, цементом и минерализованными водами. Для первичной обработки необходимо 2 – 3 % ФХЛС. Оптимальное действие реагента проявляется при  $\text{pH}=8,5 - 10$ . Применяется в виде 30 – 40% водного раствора или в виде сухого порошка. Одновременно в раствор вводят каустическую соду в количестве до 20% от массы реагента (в пересчете на сухое вещество) для увеличения  $\text{pH}$ .

### **Нитрилтриметиленфосфоновая кислота (НТФ)**

Это сложное органическое соединение, имеющее несколько функциональных групп, одна из которых – алкилфосфоновая  $\text{R-PO}-(\text{OH})_2$ . Действие реагента заключается в блокировании активных центров структурообразования раствора, путем создания прочных комплексов глинистых частиц с катионами, входящими в состав кристаллической решетки глинистых минералов.

НТФ представляет собой малотоксичный порошок белого цвета, без запаха, хорошо растворимый в воде. Термостойкость до 180 – 200 °С. Оптимальные добавки составляют 0,01 – 0,03%. Применяется в виде 10%-ного водного раствора. Водородный показатель раствора находится в пределах 1,25 – 1,50. При работе с реагентами необходимо соблюдать меры предосторожности, обусловленные наличием фосфоновых соединений и кислот.

Реагент НТФ поставляется в многослойных бумажных мешках с ламинированным вкладышем массой до 25 кг.



#### 7.5.4. Регулирование фильтрационных свойств промывочных жидкостей

Образование фильтрационной корки на стенках скважины играет важную роль в процессе бурения и заканчивания скважин. Фильтрационная корка укрепляет стенки скважины и препятствует распространению фильтрата вглубь проницаемых пластов. Однако, для того, чтобы положительные стороны коркообразования появились в полной мере, нужно чтобы фильтрационная корка была малопроницаемой, прочной и тонкой. Если это условие не выполняется, то применение такой жидкости может послужить причиной возникновения осложнений.

Таким образом, для обеспечения нормального состояния ствола скважины, предупреждения возможных осложнений, создания условий для надежного разобщения пластов при цементировании и предотвращения загрязнения продуктивных пластов необходимо применять глинистые растворы с хорошими коркообразующими свойствами. Следует учитывать, что коркообразование влияет на скорость проходки. Процесс коркообразования происходит не только на стенках скважины, но и на забое во время работы долота. Мгновенно образующаяся на свежееобнаженной поверхности фильтрационная корка мешает выравниванию давления и препятствует быстрому удалению выбуренных обломков с поверхности забоя. Оба эти явления ограничивают скорость бурения. Из этого следует, что улучшать коркообразующие свойства глинистого раствора нужно настолько, насколько это необходимо для нормального без осложнений бурения.

Применяемые для этого понизители водоотдачи представляют собой, как правило, высокомолекулярные анионогенные полиэлектролиты линейного строения с большой плотностью зарядов. При растворении в воде они образуют лиофильные коллоидные системы. В глинистом растворе эти реагенты действуют как защитные коллоиды. Они стабилизируют глинистую суспензию, повышая агрегативную устойчивость. Поэтому крахмал, карбоксиметилцеллюлозу, сульфатцеллюлозу и гидролизованый полиакрилонитрил часто называют реагентами-стабилизаторами.

При обработке глинистого раствора понизителями водоотдачи анионы реагента присоединяются на краях глинистых частиц, где возможен анионный обмен. Длинные высокогидратированные цепи полианионов накладываются друг на друга, переплетаются и образуют на поверхности глинистых частиц защитные оболочки. Часть реагента остается не связанной с поверхностью глинистых частиц и распределяется в дисперсионной среде, которая в результате этого превращается в разбавленную лиофильную коллоидную систему.

При обработке понизителями водоотдачи степень дисперсности глинистых частиц, как правило, не меняется, однако частицы, окруженные защитными солеватыми оболочками, в процессе фильтрации образуют малопроницаемую глинистую корку. Снижение проницаемости глинистой корки объясняется наличием в ее составе молекул реагента, закупоривающих поры между глинистыми частицами. С другой стороны, лиофильные коллоидные системы отличаются слабой фильтруемостью, причем с повышением концентрации их фильтруемость ухудшается. Поскольку дисперсионная среда обработанного раствора представляет собой разбавленную лиофильную коллоидную систему; обладающую пониженной фильтруемостью и повышенной вязкостью, то это обстоятельство также служит причиной снижения водоотдачи глинистого раствора.

Как известно, структурообразование в глинистом растворе обусловлено слипанием глинистых частиц по краям, слабо защищенным гидратными оболочками и имеющим активные "центры коагуляции" в виде ненасыщенных валентностей разного знака. При обработке понизителями водоотдачи молекулы реагента экранируют "центры коагуляции". Возможность слипания частиц уменьшается. Реагент как бы подавляет структурообразование в глинистом растворе. В итоге статическое напряжение сдвига уменьшается.

Уменьшение интенсивности структурообразования при обработке пресных растворов наблюдается лишь до некоторого предела концентрации понизителя водоотдачи, при превышении которого интенсивность структурообразования и величина статического напряжения сдвига начинают расти. Такой характер из-

менения структурно-механических свойств объясняется особенностями строения молекул реагента.

При малых концентрациях макромолекулы реагента имеют форму беспорядочно свернутых клубков, слабо взаимодействующих друг с другом. При увеличении концентрации способность молекул к образованию клубков уменьшается, цепи несколько распрямляются, приобретая вид спиралей или сильно изогнутых нитей. Между отдельными звеньями молекул реагента возникают связи; молекулы сцепляются друг с другом, способствуя структурообразованию. Статическое напряжение сдвига при высоких концентрациях понизителей водоотдачи, таким образом, увеличивается вследствие структурообразования в самом реагенте.

При обработке глинистого раствора реагентом-понижителем водоотдачи подавляется структурообразование, и влияние этого фактора на величину условной вязкости уменьшается. Но одновременно с этим увеличиваются силы внутреннего трения между частицами, покрытыми толстыми сольватными оболочками. Кроме того, сам реагент обладает высокой вязкостью и при обработке происходит увеличение трения между дисперсионной средой и глинистыми частицами, а также трения между молекулами дисперсионной среды, содержащей реагент. В результате внутреннее трение в глинистом растворе в целом возрастает. Поэтому, несмотря на уменьшение интенсивности структурообразования, увеличение сил внутреннего трения в глинистом растворе под влиянием реагента приводит к росту его условной вязкости.

Степень загустевания глинистого раствора при обработке реагентами-понижителями водоотдачи зависит от концентрации водного раствора реагента. Разбавленные растворы понизителей водоотдачи в меньшей степени повышают условную вязкость глинистого раствора, т.к. в этом случае в глинистый раствор вводится дополнительное количество воды.

Таким образом, при обработке химическими реагентами-понижителями водоотдачи происходит снижение водоотдачи и повышение условной вязкости глинистого раствора. Статическое напряжение сдвига при малой концентрации реаген-

та снижается; а при более высокой растет. Реагенты-понижители водоотдачи не коагулируют в присутствии значительных количеств электролитов. Благодаря этому такие реагенты обладают способностью стабилизировать глинистый раствор, т.е. защищать его от коагуляции, и тем самым поддерживать высокое качество при попадании в раствор посторонних солей. За такое действие понизители водоотдачи называют реагентами – стабилизаторами.

### **Характеристика реагентов – понизителей водоотдачи**

Для регулирования фильтрационных и коркообразующих свойств буровых растворов широко применяют реагенты - понизители водоотдачи. К понизителям водоотдачи промывочных жидкостей относится ряд реагентов, распределяющихся на две группы полимеров:

1. Производные полисахаридов - крахмал, эфиры целлюлозы (карбоксиметилцеллюлоза - КМЦ, сульфоэфиры целлюлозы - СЭЦ, карбоксиметилоксиэтилцеллюлоза - КМОЭЦ) и др.

2. Продукты ферментации растительных микроорганизмов (биополимеры).

3. Продукты на основе полиакрилатов - гидролизованный полиакрилонитрил (гипан), гидролизованный полиакриламид (ГПАА), метас и др.

Резкую границу между реагентами - разжижителями и понизителями водоотдачи провести трудно. Многие «реагенты – разжижители» также обеспечивают снижение фильтрации жидкой фазы буровых растворов. Однако с возрастанием способности реагента уменьшать водоотдачу снижается его действие как разжижителя. И, наоборот, с возрастанием активности реагента как разжижителя снижается его способность уменьшать фильтрацию.

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

Интенсивность снижения фильтрации жидкой фазы промывочной жидкости обуславливается физико-химическими свойствами образующейся структуриро-

ванной системы, т.е. способностью последней удерживать воду в адсорбционных пленках и в ячейках структуры.

Понизители водоотдачи, образуя вокруг частиц глины вязкие структурированные слои, обладающие довольно высокой упругостью, механической прочностью и гидрофильностью, повышают плотность упаковки дисперсных частиц в фильтрационной корке, а также способствуют увеличению содержания связанной воды.

### **Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)**

КМЦ - растворимое в воде высокомолекулярное соединение (полимер), получаемое из целлюлозы при обработке ее едким натром и монохлоруксусным натрием. Химический состав КМЦ описывается общей формулой  $(C_6H_7O_2(OH)_{3-x}(OCH_2COONa)_x)$ .

Разновидности КМЦ отличаются степенью замещения (СЗ) и полимеризации. Степень замещения (СЗ) показывает количество групп ОН в 100 звеньях молекулы карбоксиметилцеллюлозы, в которых водород замещен группой  $OCH_2COONa$ . КМЦ, предназначенная для обработки буровых растворов, имеет среднюю степень замещения  $C_3=85$ . Степень полимеризации (СП) характеризует число звеньев в макромолекуле реагента (от 250 до 700).

Промышленность производит для нужд бурения различные марки КМЦ, отличающиеся степенью полимеризации: КМЦ-250, КМЦ-350, КМЦ-500 и КМЦ-600, КМЦ-700 цифры в обозначении марки реагента характеризуют степень полимеризации (среднюю).

КМЦ загущает пресные глинистые растворы, поскольку вызывает сильное увеличение внутреннего трения и существенный рост пластической вязкости. Минерализованные растворы под влиянием КМЦ разжижаются, так как реагент, образует на глинистых частицах защитные оболочки, подавляет структурообразование и устраняет основную причину загустевания. Кроме того, при высокой минерализации молекулы реагента принимают более глобулизированную конформацию (свертываются в клубки) и влияние их на внутреннее трение в растворе уменьшается.

Способность КМЦ понижать водоотдачу минерализованных глинистых растворов усиливается при повышении степени полимеризации реагента. Так, КМЦ-250 эффективна в глинистых растворах, содержащих до  $70 \text{ кг/м}^3$  хлорида натрия при отсутствии солей двухвалентных металлов, КМЦ-350 сохраняет эффективность в присутствии  $150 \text{ кг/м}^3 \text{ NaCl}$  и  $2-3 \text{ кг/м}^3 \text{ CaCl}_2$ . Эти марки выходят из употребления. КМЦ-500 и КМЦ-600 применяются при обработке насыщенных по  $\text{NaCl}$  соленых растворов с содержанием хлоридов двухвалентных металлов (до  $10 \text{ кг/м}^3$ ). (КМЦ-700 до  $20 \text{ кг/м}^3$ ).

Термостойкость КМЦ зависит от степени полимеризации. КМЦ-250 можно применять при температуре до  $100^\circ \text{C}$ , КМЦ-350 - до  $130^\circ \text{C}$ . КМЦ-500 в минерализованных растворах сохраняет эффективность при температурах  $140-160^\circ \text{C}$ , КМЦ-600 при температурах  $150-160^\circ \text{C}$ , (в пресных растворах - при  $180^\circ \text{C}$ ) - КМЦ-700 до  $180^\circ \text{C}$ . Первичная обработка по КМЦ-600 от  $0,7-1,5 \%$ . Вторичная  $0,3-0,6 \%$ . Наиболее эффективно КМЦ понижает водоотдачу, если водородный показатель глинистого раствора находится в пределах  $\text{pH} - 8,5 - 10$ . При меньших значениях  $\text{pH}$  уменьшается адсорбция реагента на глинистых частицах, а при  $\text{pH} > 11$  возможен щелочной гидролиз КМЦ, особенно при высоких температурах. КМЦ обладает достаточной стойкостью к действию микроорганизмов и не требует специальных мер для предупреждения бактериального разложения.

Реагент представляет собой хлопьевидный материал или тонкозернистый порошок белого или кремового цвета с влажностью до  $10\%$ . Порошкообразный реагент хорошо растворяется в воде, и его целесообразно вводить в глинистый раствор в твердом состоянии, а хлопьевидный реагент - предварительно растворить в воде и применять в виде раствора с концентрацией  $50-100 \text{ кг/м}^3$ .

Водорастворимые эфиры целлюлозы, обладающие повышенной стойкостью к агрессии двухвалентных катионов.

Карбоксиметилцеллюлоза с высокой степенью полимеризации способна придавать заданные фильтрационные свойства глинистым растворам, насыщенным хлоридом натрия. Однако двухвалентные катионы существенно понижают эффективность реагента.

Карбоксиметилцеллюлоза является полиэлектролитом и в водной среде диссоциирует с образованием органического макроаниона и многочисленных катионов натрия. В присутствии двухвалентных катионов происходит замещение катионов натрия двухвалентными катионами  $\text{Ca}^{++}$  и  $\text{Mg}^{++}$  и образование нерастворимой разновидности КМЦ, которая не способна эффективно понижать водоотдачу глинистого раствора. Необходимость создания реагентов, стойких к агрессии двухвалентных катионов, обусловила синтез эфиров целлюлозы, отличающихся химическому составу от КМЦ, Это сернокислые эфиры целлюлозы (СЭЦ), имеющие химический состав  $[\text{C}_6\text{H}_7\text{O}_2(\text{OH})_{3-x} \times (\text{OSO}_3\text{Na})_x]_n$  и степень полимеризации не ниже  $\text{СП} = 250$ . Лабораторные испытания СЭЦ показали, что реагент способен сохранять агрегативную устойчивость глинистой суспензии и эффективно понижать водоотдачу минерализованного глинистого раствора, содержащего  $300 \text{ кг/м}^3$  хлорида натрия и  $50 \text{ кг/м}^3$  хлорида кальция. Высокая стойкость СЭЦ объясняется тем, что в присутствии ионов  $\text{Ca}^{++}$  и  $\text{Mg}^{++}$  не происходит перехода реагента в нерастворимую форму.

Высокой устойчивостью к действию солей кальция и магния обладает оксиэтилцеллюлоза  $[\text{C}_6\text{H}_7\text{O}_2(\text{OH})_{3-x} \times (\text{OC}_2\text{H}_4\text{OH})_x]_n$  - (ОЭЦ). Стойкость этого молекулярного соединения к агрессии двухвалентных катионов обусловлена тем, что ОЭЦ не является полиэлектролитом и не подвергается осаждающему действию таких катионов. В процессе испытаний ОЭЦ обеспечивала сохранение агрегативной устойчивости и низкой водоотдачи глинистого раствора, содержащего  $260 \text{ кг/м}^3 \text{ NaCl}$  и  $50 \text{ кг/м}^3 \text{ CaCl}_2$ .

Метилкарбоксиметилцеллюлоза (МКМЦ) - это смешанный эфир целлюлозы. Ее состав характеризуется формулой  $[\text{C}_6\text{H}_7\text{O}_2(\text{OH})_{3-x-y} \times (\text{OCH}_3)_x \times (\text{OCH}_2\text{COONa})_y]_n$ . Реагент содержит неионогенные группы  $\text{OCH}_3$ , благодаря чему он обладает повышенной стойкостью к агрессии двухвалентных катионов. МКМЦ оказалась способной сохранять агрегативную устойчивость и понижать водоотдачу глинистого раствора, насыщенного хлоридом натрия и содержащего  $40 \text{ кг/м}^3 \text{ CaCl}_2$  и  $\text{MgCl}_2$ . Прошла промышленное испытание КМОЭЦ – карбоксиметилкарбоксиметилцеллюлоза. Данные водорастворимые эфиры целлюлозы, обладающие

повышенной стойкостью к солям двухвалентных катионов, прошли стадию промышленного эксперимента.

В настоящее время производятся различные торговые марки КМЦ как в нашей стране (Камцел, КМЦ-Н), так и за рубежом (Tylose, Finnfix, Gabroza, СМС, Celpol, Рас R(L), Экопак и т.д.), свойства которых определяются соответствующими ТУ и сертификатами. КМЦ совместима практически со всеми реагентами, применяемыми для обработки буровых растворов, причем с рядом реагентов (КССБ, гипан, ГКЖ, крахмал, полиэтиленоксид) образует так называемые комплексные реагенты, в результате чего повышается эффективность их применения. Реагент несовместим с хроматами из-за их высокой окислительной способности и эффективен в нейтральных и слабощелочных средах.

### **Крахмал**

Крахмал был первым органическим полимером, который в значительных количествах использовали в буровых растворах. Он является главным компонентом семян зерновых культур (таких как кукуруза, пшеница, рис) и клубневых культур (картофель и тапиока). Его формула  $(C_6H_{10}O_5)_n$ . При гидролизе крахмала образуется глюкоза, а также в небольших количествах азот, жирные и фосфорные кислоты. Углеводная часть содержит два полисахарида – амилозу и амилопектин. В буровом растворе крахмал используется в основном для снижения водоотдачи. Его удобно вводить в раствор через конусную струйную мешалку. Крахмал подвержен ферментативному разложению многими микроорганизмами, поэтому когда буровой раствор не насыщен солями или pH не равно приблизительно 12 необходимо добавлять бактерицид. Кроме того, на скорость разложения влияет температура и непрерывная циркуляция.

Для использования в буровых системах и растворах для заканчивания скважин предложено большое число модификаций и производных крахмала. Устойчивый к ферментации продукт (модифицированный крахмал МК) получен путем перемешивания влажного крахмала (около 20% воды) с добавлением 3% параформальдегида и 3% бис- (2-гидрокси, 3,5-дихлорфенил) сульфида и продавливания этой смеси через подогреваемый экструдер непрерывного действия.



Модификация крахмалов осуществляется различными методами: путем декстринизации кислотой; фосфатированием; окислением; обработкой альдегидами, амидами, ферментами и т.п. В настоящее время выпускается целый ряд модифицированных крахмалов, лишенных негативных свойств исходного продукта, которые успешно используются в буровых системах и растворах при строительстве скважин.

Для безглинистых растворов в качестве понизителя фильтрации рекомендовано несколько производных крахмала выпускаемых различными зарубежными фирмами: Flogel LV, Dextrid, Stabilose, Supramyl, IDFLO-D C240, KEM-STARCHE, ИКР и отечественными производителями: МК, КМК (карбоксиметилированный крахмальный реагент), ЭКР (экструзионный крахмалсодержащий реагент), 18МК-К, ПС (полисахарид + сульфатцелл), РС («реабул» + сульфатцелл) и т.д. Реагенты представляют собой беловатый порошок или волокнистый материал белого цвета, объемной плотностью  $592 - 704 \text{ кг/м}^3$ , легко растворимы в пресной и морской воде, а также концентрированных рассолах. Поставляются в 25-кг шестислойных бумажных мешках. Импортные реагенты устойчивы в промышленных условиях примерно до  $150^\circ\text{C}$ .

Благодаря своей высокой растворимости смешивается быстро, со скоростью от 5 до 10 минут на мешок. Оптимальная концентрация варьируется в пределах  $5,7 - 17,2 \text{ кг/м}^3$ .

### **Биополимеры**

Биополимеры – это природные высокомолекулярные соединения, являющиеся структурной основой всех живых организмов, они обеспечивают их нормальную деятельность, выполняя разнообразные биологические функции. К биополимерам относят белки, нуклеиновые кислоты и полисахариды; известны также смешанные биополимеры, например липопротеиды (комплексы, содержащие белки и липиды), гликопротеины (соединения в молекулах которых олиго- и полисахаридные цепи ковалентно связаны с пептидными цепями белка), липополисахариды (соединения молекулы которых построены из липида, олиго- и полисахарида).

В качестве реагентов-биополимеров применяют сочетание простых сахаридов и бактерий *Xantomonas Campestris*. В настоящее время биополимеры выпускаются различными зарубежными фирмами (M-I Drilling Fluids, Clearwater. Inc, International Kasp Fluids, Kem Tron. Inc и т.д.) наиболее распространенными являются: Kem X, Kem XD, Kelzan, Xanthan Gum, XC, XCD, XB-полимер, родопол, flo-viz. Отличия заключаются в разном сочетании компонентов. Биополимеры представляют собой сильно разветвленный анионный полиэлектролит. Отличительной особенностью растворов на их основе является ярко выраженная псевдопластичность.

В основном, реагент представляет собой порошок от кремового до бронзового цвета, объемной плотностью  $0,6 - 0,8 \text{ г/см}^3$ , легко растворим в пресной и морской воде, а также в насыщенных рассолах. Поставляется в 25-кг бумажных мешках с внутренним полиэтиленовым покрытием.

Полимер смолы ксантана является продуктом ферментации встречающегося в природе растительного микроорганизма. Ксантановая смола извлекается путем осаждения с изопропиловым спиртом и, затем, высушивается и измельчается. Основной функцией смолы ксантана является увеличение вязкости при низких скоростях сдвига. Снижение сдвиговых усилий позволяет свести к минимуму потери давления и давление в стояке внутри бурильной колонны и на долоте, для оптимизации гидравлики и максимальных скоростей проходки. Кроме того, биополимеры предназначены для ингибирования глинистых отложений, создания структуры в водном растворе и снижения фильтрации. Оптимальные добавки ксантановой смолы составляют от  $0,71 - 5,7 \text{ кг/м}^3$ , для приготовления высоковязких систем может потребоваться более высокое содержание биополимера (вплоть до  $11,4 \text{ кг/м}^3$ ).

Эффективен в широком диапазоне pH, от 3 до 12, однако, ионы хрома и железа могут вызвать осаждение полимера и потерю вязкости, при более высоких значениях pH и высоком содержании ионов кальция возможно разжижение раствора.

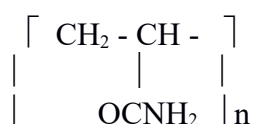
ХВ-полимер и КЕМ X представляют собой биополимерный структурообразователь на основе ксантана, применяются в различных системах буровых растворов и используются в процессе бурения, капитального ремонта и заканчивания скважин. Реагенты в минимальной степени ухудшают коллекторские свойства пласта и полностью разлагаются под воздействием кислоты или окисляющих реагентов. Стабильны в соленасыщенных растворах, в том числе с высокой жесткостью.

Для предотвращения образования комков и минимизирования потерь реагента следует медленно и равномерно добавлять в приемный желоб через воронку со скоростью 20 – 30 минут на мешок. В пресных и слабосоленых буровых растворах оптимальная концентрация реагента 0,6 – 1,4 кг/м<sup>3</sup>, в соленасыщенных и минерализованных (CaCl<sub>2</sub>), соответственно, 1,4 – 2,9 кг/м<sup>3</sup> и 2,9 – 5,8 кг/м<sup>3</sup>. При обработке растворов биополимерами требуется биоцид, т.к. возможно бактериальное разрушение. Для улучшения несущей и удерживающей способности промывочных жидкостей на неводной основе можно использовать олигомер жирной кислоты.

### **Полиакриламид (ПАА)**

Полиакриламид - представляет собой продукт полимеризации акриламида, высокомолекулярные вещества с молекулярной массой от 30000 до 6000000. Технический ПАА выпускается в виде гранул или гелеобразного продукта, хорошо растворимого в воде. Гелеобразный продукт получают известковым или аммиачным способом (ТУ 6-01-1049-81). Сухой гранулированный ПАА белого или слабо-коричневого цвета влажностью до 20%, трудно растворяется в воде (при температуре 40...50 °С в течение 48 ч. Водный раствор ПАА представляет собой гель светло-желтого цвета обычно 8%-ной концентрации плотностью 1160... 1180 кг/м<sup>3</sup>.

Структурная формула полиакриламида имеет вид:



Он имеет обычно нейтральную или слабо щелочную реакцию (рН не более 8,5). Полиакриламид предназначен для снижения фильтрации пресных и слабо-минерализованных растворов с низким содержанием твердой фазы, а также в качестве селективного флокулянта тонкодисперсной фазы.

В буровых растворах используются модификации гидролизованного полиакриламида:

- для пресных и слабоминерализованных растворов до температуры 130<sup>0</sup>С - 10 частей 8%-ного ПАА и 1,5 частей NaOH; или 4 части 8%-ного ПАА и 6 частей кремнийорганической жидкости ГКЖ-10,11;

- для пресных растворов до температуры 80<sup>0</sup>С - 10 частей 8%-ного ПАА, 1 часть NaOH и 1 часть триполифосфата натрия;

- для минерализованных (10-15% NaCl и 0,2% CaCl<sub>2</sub>) до температуры 120<sup>0</sup>С - 10 частей 8%-ного ПАА, 1,5 части NaOH, 1 часть Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>.

Полиакриламид-гель хранится в закрытых складских помещениях при температуре не выше 35<sup>0</sup>С в закрытой таре во избежание его высыхания. Срок гарантийного хранения гранулированного ПАА - 12 мес, а гелеобразного - 4 мес со дня изготовления. ПАА-гель технический относится к малотоксичным продуктам. Токсикологическая характеристика обусловлена наличием остаточного мономера - акриламида (АА).

В последнее время для обработки буровых растворов широко применяют импортные разновидности ПАА: DK-Drill, Супан, Су-Drill, IDBOND, Polykem D, Smectex, Kem Pas, Ez-Mud DP, New Drill HP и другие, различающиеся степенью гидролиза (3...30г) и содержанием основного вещества (90...98%).

### **TYLOSE (концерн Hoechst)**

Tylose - техническая Na-карбоксиметилцеллюлоза высокой вязкости, представляет собой гранулы белого цвета, влажностью до 5% и плотностью 1,6 г/см<sup>3</sup>. Водородный показатель 5%-ного водного раствора Tylose равен 11. термоустойчива до 150<sup>0</sup>С, устойчива к воздействию микроорганизмов, стабилизирует кальциевые и натриевые системы и эффективна в диапазоне рН от 6 до 14.

Tylose VHR предназначена для управления вязкостными и фильтрационными свойствами бурового раствора. Действует как стабилизирующий агент и защитный коллоид в любых растворах на водной основе. Кинематическая вязкость 1% водного раствора реагента 17 сПз.

Tylose EC7 техническая Na-карбоксиметилцеллюлоза сверхвысокой вязкости. Кинематическая вязкость 1% водного раствора реагента 42 сПз.

Tylose ECH полианионная карбоксиметилцеллюлоза высокой вязкости. Предназначена для регулирования вязкости и фильтрации безглинистых буровых растворов и растворов с низким содержанием твердой фазы, эффективна при содержании хлористого натрия, вплоть до насыщения.

Оптимальная добавка Tylose VHR (EC7) в буровой раствор составляет 0,2-0,25%, Tylose ECH 0,1 – 0,2%.

Обработка Tylose осуществляется путем введения реагента в циркулирующий раствор либо в сухом виде через гидросмеситель, либо в виде предварительно приготовленного 8-10%-ного водного раствора. Лучший эффект снижения водоотдачи наблюдается при добавке реагента в сухом виде.

Tylose упаковывается в полиэтиленовые мешки по 25 кг, хранить необходимо в сухом закрытом помещении, исключающем попадание влаги.

### **GABROSA / GABROYL (фирма AKZO)**

Gabrosa - карбоксиметилцеллюлоза средней вязкости, представляет собой гранулярное вещество белого цвета с влажностью 6%. Содержание основного вещества не менее 52%. Водородный показатель 1% водного раствора Gabrosa изменяется в пределах 7-10. Предназначена для управления вязкостными и фильтрационными свойствами буровых растворов.

Gabroyl – полианионная целлюлоза высокой вязкости, регулятор фильтрации во всех видах буровых растворов на водной основе без повышения вязкости, включая растворы с гипсовой и KCl основами.

Оптимальная добавка Gabrosa в раствор составляет 0,1-0,25%, Gabroyl – 0,05 – 0,75%.

Обработка растворов осуществляется путем добавки реагентов в циркулирующий раствор либо в сухом виде через гидросмеситель, либо в виде предварительно приготовленного 8-10%-ного водного раствора. Лучший эффект снижения водоотдачи наблюдается при добавке в сухом виде.

Реагенты упаковываются в многослойные бумажные мешки, ламинированные полиэтиленом, массой по 25 кг. Транспортирование разрешается любым видом крытого транспорта, предохраняющим его от действия влаги.

#### **DEXTRID (Baroid Limited)**

Dextrid – органический полимер, модифицированный полисахарид, представляет собой хорошо растворимый в воде порошок белого цвета с термостойкостью до 150<sup>0</sup>С. Ферментативно устойчив. Предназначен для снижения фильтрации пресных и слабоминерализованных глинистых растворов, оптимальное содержание в буровом растворе 0,3 – 0,5%.

#### **STABILOSE (AVEBE) – производные крахмала**

Stabilose LV (HTL) - карбоксиметилированный полимерный реагент, понизитель фильтрации пресных и минерализованных глинистых растворов, термостойкостью до 110 –150<sup>0</sup>С, ферментативно устойчив.

Flocgel LV – низковязкий модифицированный крахмал, понизитель фильтрации глинистых растворов с высокой концентрацией одновалентных и двухвалентных катионов (NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>), термостойкость до 120<sup>0</sup>С, полностью биопразлогаем, ферментативная устойчивость зависит от концентрации соли и pH.

Bohramil BR – модифицированный крахмальный реагент, понизитель фильтрации буровых растворов на пресной и морской воде, ингибированных глинистых сланцев, обладает повышенной ферментативной устойчивостью, термостойкость до 120<sup>0</sup>С. Рекомендуется применять при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин в низкопроницаемых коллекторах и при разбуривании неустойчивых глинистых отложений. Оптимальное содержание реагента в буровом растворе 0,3 – 0,5 %, для ингибирования глинистых пород 1,0 – 3,0 %.

#### **Биополимеры: BW XC-POLYMER и BW XCD-POLYMER**

Представляют собой порошкообразное вещество от кремового до бронзового цветов, хорошо растворимое в воде.

BW XC-Polymer и BW XCD-Polymer предназначены для ингибирования глинистых отложений, повышения вязкости буровых растворов, создания структуры в водном растворе, для обеспечения стойкости системы к сдвиговым воздействиям, снижения фильтрации до 8 см<sup>3</sup>/30 мин. Эффективны при применении в буровых растворах для разбуривания многолетнемерзлых пород и неустойчивых глинистых отложений в горизонтальных скважинах.

Рекомендуемая рецептура: водный раствор BW XC-Polymer 0,4-0,5% концентрации; водный раствор BW XCD-Polymer+ мел + глинопорошок до требуемой плотности.

Для обработки расчетный объем реагента растворяется в воде до кондиционного состояния и вводится в течение одного-двух циклов циркуляции в буровой раствор с целью доведения его технологических параметров до проектных значений.

По рекомендациям и справочным данным полимерный раствор обрабатывается дополнительными реагентами, предотвращающими ферментативное разложение биополимеров (реагентами-бактерицидами).

BW XC-Polymer и BW XCD-Polymer хранится в закрытых складских помещениях в закрытой таре, исключая попадания влаги. Биополимеры относятся к малотоксичным реагентам, лимитирующий показатель - токсикологический.

### **KELZAN XCD**

Kelzan XCD - линейный полисахарид с высоким молекулярным весом, ксантановая смола, хорошо растворяется в воде. Представляет собой мелкодисперсный порошок желтоватого цвета. Предназначен для регулирования вязкости в водных буровых растворах.

Kelzan XCD эффективен как в пресной, так и в морской воде, без каких-либо других добавок. Реагент способен к гелеобразованию и может реагировать с ионами хрома. Среда с высоким содержанием кальция и высоким pH будет способствовать осаждению реагента.

Kelzan XCD рекомендуется применять при потерях бурового раствора за счет фильтрации в проницаемые породы. Обычная концентрация в растворах на пресной воде составляет 1,5-3,0 кг/м<sup>3</sup>; а в растворах на соленой воде - 3,0-6,0 кг/м<sup>3</sup>. Добавляется через бункер со скоростью 15-30 мин/мешок.

#### **KEM X (KEM TRON. INC)**

KEM X - высококачественный ксантановый биополимер, производимый фирмой KEM TRON, обеспечивает требуемые реологические свойства раствора, улучшает удерживающие и выносящие свойства, снижает зону вторжения раствора и фильтрата в пласт. Полностью биоразлагаем, растворим в кислотах.

Состав биополимерного раствора плотностью 1080-1100 кг/м<sup>3</sup>: хлорид натрия 13-15 %; КМЦ (Tylose EC7) 1,2-1,4 %; KEM X 0,15-0,2 %; СРЖН 0,25-0,3%; вода остальное.

#### **KEM PAS (фирма Kem Tron, Inc)**

Kem Pas - среднемолекулярный сополимер полиакрилата натрия с высоким анионным зарядом. Представляет собой порошок светло-желтого цвета влажностью до 5%. Хорошо растворим в воде, не подвержен бактериальному разложению. Приблизительный удельный вес реагента - 0,80г/см<sup>3</sup>, реагент хорошо растворяется в воде.

Kem Pas применяется для регулирования фильтрации буровых растворов на пресной и минерализованной воде. Для обеспечения максимальной эффективности уровень растворенного кальция в фильтрате не должен превышать 200 мг/л (0,02%).

Обычная дозировка реагента для регулирования фильтрации составляет от 1,42 до 2,85 кг/м<sup>3</sup>.

В случае малоинтенсивного снижения фильтрации бурового раствора рекомендуется обработку произвести вводом только Kem Pas с целью увеличения активности глинистой фазы выбуренной породы. Перенасыщение раствора полимерами приводит к его расслоению. В этом случае рекомендуется частично обновить раствор свежеприготовленным бентонитовым раствором.

#### **POLY KEM D (фирма M-I Drilling Fluids)**



Poly Kem D - высокомолекулярный полиакрилат/ полиакриламид с анионным зарядом (обменным комплексом). Представляет собой мелкодисперсный порошок белого цвета или жидкость, хорошо растворимые в воде. Удельный вес реагента 1,07 г/см<sup>3</sup>.

Poly Kem D используется для придания вязкостных свойств растворам без твердой фазы. Реагент является селективным флокулянтom и ингибитором глин и глинистых сланцев, в том числе и в растворах солей типа KCl, совместим с другими реагентами.

Оптимальное содержание реагента Poly Kem D - 0,05-0,3% по весу от объема раствора. Малоустойчив к ионам кальция.

Реагент вводится в буровой раствор через всасывающую линию буровых насосов.

### **POLY PLUS (фирма M-I Drilling Fluids)**

Poly Plus - высокомолекулярный полиакрилат/полиакриламид с анионным зарядом. Представляет собой мелкодисперсный порошок белого цвета или жидкость, хорошо растворимые в воде. Удельный вес реагента - 1,07 г/см<sup>3</sup>.

Poly Plus используется для регулирования вязкости растворов без твердой фазы, снижает набухаемость глинистых отложений. По эффективности снижения фильтратоотдачи глинистых суспензий Poly Plus превосходит Сурап приблизительно в 2 раза. Реагент является сильным флокулянтom грубодисперсных частиц.

Оптимальная добавка реагента Poly Plus составляет 0,1-0,4%. Приготовление водного раствора более высокой расчетной концентрации осуществляется в гидромешалке, куда загружается необходимое количество реагента, наливается вода и производится перемешивание в течение 20-30 минут до полного растворения реагента. Водный раствор Poly Plus вводится в буровой раствор через всасывающую линию буровых насосов. Poly Plus уязвим к действию ионов кальция.

## **7.6. Обоснование типа, параметров и качества промывочной жидкости**

Решение задачи обоснования вида промывочной жидкости начинают с анализа геологических условий бурения – разделения геологического разреза на определенные интервалы, сходные по условиям бурения. При этом критериями выделения пород в единый технологический интервал является однородность минералогического состава горной породы, содержание ней близких по составу и степени минерализации пластовых флюидов, температура пластов, их проницаемость и пористость, величины пластовых давлений и давлений гидроразрыва пород, наличие зон возможных осложнений (прежде всего осыпи, обвалы, набухание глинистых разностей пород, наличие многолетнемерзлых пород, проявляющие и поглощающие пласты, наличие соленосных отложений и т.д.).

Анализ пород разреза должен базироваться на степени его изученности, то есть опыте бурения скважин в данном районе (РД, инструкции, карта поинтервальной обработки, ГТН, проекты и т.д.). При этом особое внимание должно уделяться анализу влияния достигнутого уровня технологии бурения и технологических параметров применяемых промывочных жидкостей на успешность безаварийной проводки скважин на данной площади или месторождении. При выделении в разрезе технологического интервала должны учитываться возможности самопроизвольного искривления вертикальных скважин или решение специальных задач при наклонно-направленном, особенно кустовом бурении (наличие интервалов профиля скважины, требующих регулирования свойств бурового раствора). Следует отметить, что разделение разреза на интервалы условно одинаковой буримости при проектировании режимов бурения и выборе типов долот не всегда и не обязательно должно совпадать с разделением разреза на технологические интервалы при проектировании карты поинтервальной обработки скважин на данном месторождении. При этом продуктивный пласт выделяется, как правило, в отдельный технологический интервал. Если возможны альтернативные варианты разделения разреза, то в первую очередь в этом случае должны учитываться эксплуатационные затраты на бурение данного технологического интервала. Разрез скважины, должен быть разделен, не менее чем на девять технологических интервалов.

Свойства буровых растворов в комплексе с технологическими мероприятиями и технологическими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями при условии качественного вскрытия продуктивных горизонтов.

Параметры промывочной жидкости определяются в первую очередь необходимостью создания гидростатического давления в стволе скважины, препятствующего проявлению пластового и порового давления геологических формаций. Кроме того, состав и свойства промывочной жидкости должны способствовать предупреждению обвалов и осыпей пород, слагающих разрез скважины, обеспечивать создание минимальной зоны проникновения фильтрата в продуктивные пласты и своими реологическими свойствами способствовать максимальной реализации технических характеристик забойных двигателей и наземного оборудования, качественной промывки ствола скважины и выносу шлама.

Одним из основных показателей бурового раствора является плотность, которая выбирается исходя из требований правил безопасности, особенностей геологического строения разреза и опыта бурения скважин в аналогичных условиях. Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине превышающего пластовое (поровое давление) на величину:

– 10-15 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м) но не более 15 кгс/см<sup>2</sup>;

– 5 % для скважин глубиной более 1200 м (интервалов от 1200 м до проектной глубины), но не более 25 кгс/см<sup>2</sup>;

Сначала определяется допустимый диапазон изменения планируемой плотности бурового раствора из условия недопущения поступления пластовых флюидов в скважину и гидроразрыва пород разреза по формуле [1]:

$$\frac{P_{пл}}{gH}$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;

$H$  – текущая глубина скважины, м;

$P_{пл}$  – пластовое (поровое) давление на глубине  $H$ , кг/м<sup>2</sup>;

$P_z$  – горное (геостатическое) давление на глубине  $H$ , кг/м<sup>2</sup> (или давление раскрытия трещин);

Расчет плотности бурового раствора для промывки в случае депрессии на пласт в глинодержащих породах определяется по формуле:

$$\rho_1 = \frac{P_{пл} + \Delta P_{диф}^d}{g \cdot H_k}$$

где  $\Delta P_{диф}^d = (10-15\%) \cdot P_{ск}$  (согласно [2]) – допустимая депрессия на пласт;

$P_{ск}$  – скелетное давление пород кг/см<sup>2</sup>;

$$P_{ск} = P_{гор} - P_{пор}$$

$P_{гор}$  – горное давление на глубине, кг/см<sup>2</sup>;

$$P_{гор} = \rho_{гор} \cdot g \cdot H_k$$

где  $\rho_{гор}$  – средняя плотность горных пород, слагающих вскрываемый пласт, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{пор}$  – поровое давление на глубине  $H_k$ , кг/см<sup>2</sup>;

$$P_{пор} = K_a \cdot \rho_v \cdot g \cdot H_k$$

где  $K_a$  – коэффициент аномальности порового давления;

$\rho_v$  – плотность пресной воды,  $\rho_v = 1000$  кг/м<sup>3</sup>.

Плотность бурового раствора  $\rho_2$  через коэффициент запаса определяем по следующей формуле:

$$\rho_2 = \frac{K_3 \cdot P_{пл}}{g \cdot H}, \text{ кг/м}^3$$

где  $K_3$  – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым;

$$K_3 = 1,10-1,15 \text{ при } H \text{ до } 1200 \text{ м};$$

$$K_3 = 1,05 \text{ при } H \text{ более } 1200 \text{ м};$$

Сравниваются значения  $\rho_1$  и  $\rho_2$  и выбирается меньшее из них, для осуществления дальнейших расчетов.

Течение буровых растворов чаще всего удовлетворяет модели Шведова-Бингама для вязкопластичной жидкости. Поэтому реологические свойства буровых растворов принято оценивать по величинам пластической (структурной) вязкости

$\eta$ , эффективная вязкость  $\eta_{\text{эф}}$  и предельного динамического напряжения сдвига  $\tau_0$  [1,2,3,4,5].

Усредненное значение динамического напряжения сдвига глинистого раствора можно оценить по формуле [5]:

$$\tau_0 = 0,0085 \rho_{\text{бр}}^{-7}, \text{ Па}$$

где  $\rho_{\text{бр}}$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

Пластическую вязкость раствора рекомендуется поддерживать минимально возможной. В первом приближении ее оценивают по формуле [5]:

$$\eta = (0,004 \div 0,005) \cdot \tau_0, \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Условную вязкость бурового раствора (Т, или УВ), контролируемую при бурении по ВБР-1 (СПВ-5), выбирают с учетом опыта бурения в данном районе, или по формуле (6), стремясь принимать минимальные значения, например: для неутяжеленных буровых растворов 20-50 с, для утяжеленных до 50 с (и более) [4, 5, 6]. Условная вязкость косвенно характеризует гидравлические сопротивления течению и с ее увеличением ухудшается очистка забоя, затрудняется перенос энергии от насосов к забойным двигателям, ослабляются размыв породы на забое. На величину условной вязкости влияет трение в растворе, интенсивность структурообразования и плотность раствора.

Условная вязкость оценочно определяется по формуле [5]:

$$T \leq 21 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{бр}}, \text{ с}$$

Выбор реологических параметров должен преследовать не только оптимизацию промывки забоя при составлении гидравлической программы промывки скважины, но и создание условий для качественного вскрытия продуктивного пласта.

Структурно-механические свойства буровых растворов, характеризуют состояние коагуляционного структурообразования в дисперсных системах, оценивают параметрами статического напряжения сдвига (СНС) через 1 и 10 минут ( $\theta_1$ ,  $\theta_{10}$ ) и их соотношением. Выбор значений этих параметров должен проектироваться с учетом условий бурения в данном районе [2, 3, 4].

Значения показателей  $\theta_1$  и  $\theta_{10}$  повышают, если интенсивность разрушения горных пород достаточно велика и шлам имеет значительные размеры и плотность, если есть необходимость в утяжелении раствора, а так же в условиях возможных поглощений в трещиноватых или пористых коллекторах.

Однако высокие значения этих показателей ухудшают очистку и дегазацию растворов, создают чрезмерно высокие давления при запуске насосов и восстановлении циркуляции, что может привести к поглощениям, проявлениям, обвалам, особенно вследствие высоких гидродинамических давлений при спуско-подъемных операциях. Высокие значения СНС способствуют некачественному разобцению пластов при цементировании, создают дополнительные трудности при спуске в скважину геофизических приборов и т.д.

Аналитический расчет значений  $\theta_1$  и  $\theta_{10}$  затруднен и их значения определяются чаще всего экспериментально в лабораторных условиях для каждой рецептуры бурового раствора. Вместе с тем (по В.И. Рябченко) [3] можно оценить в первом приближении минимально необходимое значение структурно-механических свойств из условия удержания частицы шлама или утяжелителя во взвешенном состоянии в структурированном буровом растворе.

Выбор необходимых значений показателя фильтрации ПФ,  $\text{см}^3/30\text{мин}$  (водоотдачи, В,  $\text{см}^3/30\text{мин}$ ) и толщина образующейся при фильтрации корки на стенках скважины производится с учетом скважинных условий (температуры, минерализации пластовых вод, состава разбуриваемых пород, профиля скважины и т.д.) с целью предупреждения возможных осложнений при бурении (осыпи, обвалы, сальникообразования, прихваты и т.д.) и заканчивании скважин (некачественное разобцение пластов и т.д.), сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов [2].

Различают статическую, динамическую и мгновенную фильтрации в скважинных условиях, которые не коррелируются между собой [3]. Фильтрация, наряду с гидродинамическими условиями, в значительной мере зависит от физико-химического состояния бурового раствора, определяющего особенности коагуляционных структур образующихся при фильтрации – корок. К гидродинамиче-

ским факторам относится пористость осадка (корки) и размер составляющих его частиц. К физико-химическим факторам – характер контактных взаимодействий частиц суспензии (раствора), содержание в ней коллоидных примесей и высокомолекулярных веществ, влияние электрокинетического потенциала на границе раздела фаз, наличие на частицах сольватной оболочки или адсорбированных ПАВ и др. При увеличении размеров частиц превалирует влияние гидродинамических факторов, а при уменьшении физико-химических. При этом коагуляция проницаемых пород определяет кинетику фильтрации [2].

Фильтрация в скважине осуществляется как в статических условиях, так и при движении бурового раствора, при этом, чем выше скорость течения раствора, тем больше смывается верхний слой корки и уплотняется оставшийся слой. На забое скважины происходит так называемая “мгновенная” фильтрация, которая способствует выравниванию давления под долотом и в зоне предразрушения, что существенно повышает механическую скорость бурения.

Не смотря на различие процессов фильтрации в реальных скважинных условиях на практике возможно и целесообразно контролировать их протекание по величине статической нестационарной фильтрации, используя показатель фильтрации  $V_{30}$  и толщину корки  $k$ , получаемые в результате стандартного 30-минутного испытания бурового раствора на фильтр-прессе ВМ-6.

Величину проектируемого для конкретных условий бурения показателя фильтратоотдачи (водоотдачи) следует обосновывать с учетом времени взаимодействия фильтрата с горными породами, прежде всего глинистыми, склонными к потере устойчивости при всасывании, набухании и действии расклинивающего давления. При этом существенное значение приобретают осмотические явления, обусловленные фильтратоотдачей бурового раствора, влажность породы и разностью минерализаций пластовой воды и водной фазы бурового раствора [3]. Влияние осмоса на устойчивость стенок скважин возникает, когда осмотические потоки направлены из скважины в пласт, что вызывает увеличение давления поровой жидкости в пристволенной зоне и нарушает устойчивость ее стенок.

Водоотдачу в первом приближении можно определить по формуле [5]:

$$B = \left( \frac{6 \cdot 10^3}{\rho_{\text{бр}}} \right) + 3, \text{ см}^3/30 \text{ мин}$$

Толщина фильтрационной (плотной) корки на стенках скважины должна быть минимальной (в пределах 1,5-2 мм) и проект должен содержать рекомендации по ее уплотнению химическими, физическими, либо физико-химическими методами, преследуя цель достижения управляемой кольматации проницаемых пород [5].

Коэффициент трения фильтрационной корки бурового раствора не должен превышать 0,2 и его значения должны в каждом конкретном случае корректироваться с учетом профилей, особенно в наклонно-направленных скважинах. Для уменьшения абразивного износа оборудования и инструмента содержание “песка” в неутяжеленном буровом растворе не должно быть более 3%, в то же время в утяжеленных растворах этот показатель не нормируется [4].

Для обеспечения кинетической и агрегативной устойчивости бурового раствора его суточный отстой должен быть не более 3%, а стабильность не более 0,02 г/см<sup>3</sup> для нормальных и не более 0,05 г/см<sup>3</sup> для утяжеленных.

Если проектируется применение бурового раствора, диспергирующего твердую фазу, то должно учитываться содержание коллоидной (активной) фазы с учетом ее возможного поступления из разбурываемых пород, которое должно быть ограничено на минимально необходимом уровне за счет правильного выбора состава очистных устройств в ЦС и химической обработки реагентами - флокулянтами [2].

Планируемые технологические параметры бурового раствора рассчитываются для каждого интервала и сводятся в таблицу 14.

Выбор типа бурового раствора должен обеспечивать [2, 3]:

- соответствие свойств бурового раствора горно-техническим условиям, при которых сводятся к минимуму или исключаются нарушения устойчивости пород и другие осложнения процессов бурения, заканчивания и освоения скважин;

- повышение эффективности использования многокомпонентных и дорогостоящих систем бурового раствора;



- унификацию буровых растворов, применяемых в однотипных условиях.

Выбор типа бурового раствора производится на основе специальных классификаций горных пород, буровых растворов и материалов для приготовления и регулирования свойств. При выборе типа раствора также учитывается строение геологического разреза скважины и условия бурения на месторождении.

Одна из классификаций горных пород, основанная на литологическом строении и физико-химической активности их взаимодействия с буровыми растворами, предусматривает подразделение пород на восемь групп с учетом минерализации и температуры на забое [2].

своих физико-химических свойств под воздействием фильтрата буровых растворов.

*Первая группа* – песчаники, доломиты, известняки. Эти породы характеризуются устойчивостью при разбурировании, так как не изменяют своих физико-химических свойств под воздействием фильтрата буровых растворов.

*Вторая группа* - песчаники, известняки, доломиты с пропластками глин, аргиллитов, мергелей, алевролитов. Эти породы неустойчивы вследствие набухания глин и осыпей аргиллитов и алевролитов, в связи с чем их разбурирование сопровождается осыпями, обвалами, поглощениями буровых растворов и прихватами бурильного инструмента.

*Третья группа* - глины. Разбурирование глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин.

*Четвертая группа* - аргиллиты, алевролиты, глинистые известняки. Эти породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам.

*Пятая группа* - каменная соль. Ее растворение обуславливает образование каверн, что может, в свою очередь, привести к осыпям, обвалам вышележащих терригенных пород.

*Шестая группа* - каменная соль с пропластками других солей, обладающих различной растворимостью.

*Седьмая группа* - каменная соль с пропластками терригенных пород.

*Восьмая группа* - каменная соль с пропластками бишофита и терригенных пород.

Внутри каждой группы существует своя классификация пород, составляющих данную группу.

Систематизация данных об используемых при бурении скважин буровых растворах (в зависимости от типа горных пород, допустимой минерализации водной фазы, температуры на забое, ингибирующей способности, растворимости горных пород в воде) позволила разделить их на пять основных типов, которые подразделяются на виды, а виды - на рецептуры.

*Первый тип буровых растворов.* Объединяет два типа растворов:

1) пресные, несолестойкие, неингибированные буровые растворы с гуматными реагентами и пределами термостойкости до + 160°C;

2) пресные, несолестойкие, неингибированные буровые растворы с основным полисахаридным реагентом (КМЦ) и различными реагентами разжижителями, пределами термостойкости + (70-120)°C.

Предназначены для бурения устойчивых пород первой группы, не содержащих высокоминерализованных пластовых вод.

Конкретная рецептура выбирается в зависимости от возможной минерализации фильтрата и ожидаемой забойной температуры.

*Второй тип буровых растворов.* Объединяет три вида растворов:

1) пресный, несолестойкий, ингибированный известью буровой раствор, с различными реагентами-стабилизаторами и пределами термостойкости до + 110°C;

2) пресный, несолестойкий, ингибированный буровой раствор повышенной термостойкости (до + 200°C);

3) недиспергирующий буровой раствор с пределами термостойкости + (100-180)°C.

Предназначены для бурения пород первой группы (2-й вид), второй группы (1-й вид), третьей группы (3-й вид).

Конкретная рецептура выбирается в зависимости от минерализации пластовых вод, забойной температуры, а для пород второй и третьей группы - уточняется согласно рекомендаций / 4 /.

*Третий тип буровых растворов.* Объединяет четыре вида растворов в зависимости от типа ингибирующей добавки и пределов термостойкости:

1) пресный, несолестойкий, ингибированный буровой раствор с добавками извести и гипса,  $T_{пр} = + 160^{\circ}\text{C}$ ;

2) пресный, солестойкий, ингибированный буровой раствор с добавками извести и хлористого кальция,  $T_{пр} = + 100^{\circ}\text{C}$ ;

3) пресный, несолестойкий, ингибированный буровой раствор с добавками хлористого кальция,  $T_{пр} = + (130-160)^{\circ}\text{C}$ ;

4) пресный, солестойкий, ингибированный буровой раствор с добавками жидкого стекла,  $T_{пр} = + (130-190)^{\circ}\text{C}$ .

Растворы данного типа предназначены для бурения пород второй, третьей и четвертой групп. Выбор конкретной рецептуры для бурения неустойчивых глинистых пород уточняется по рекомендациям / 4 /.

*Четвертый тип буровых растворов.* Объединяет четыре вида растворов в зависимости от типа, ингибирующей добавки, минерализации, солестойкости:

1) слабоминерализованный, средней солестойкости, высокоингибированный буровой раствор с добавками хлористого кальция,  $T_{пр} = + (130 - 200)^{\circ}\text{C}$ ;

2) слабоминерализованный, высокоингибированный, несолестойкий буровой раствор с добавками извести и хлористого кальция,  $T_{пр} = + 100^{\circ}\text{C}$ ;

3) минерализованный, солестойкий (по NaCl), высокоингибированный буровой раствор с добавками жидкого стекла,  $T_{пр} = + 160^{\circ}\text{C}$ ;

4) минерализованный, солестойкий (по NaCl), неингибированный буровой раствор,  $T_{пр} = + (130-200)^{\circ}\text{C}$ .

Растворы данного типа предназначены для пород первой группы с высокой минерализацией пластовых вод (4-й вид); пород третьей и четвертой группы с

невысокой минерализацией пластовых вод (1-й и 2-й вид); пород третьей и четвертой группы с невысокой минерализацией пластовых вод (1-й и 2-й вид); пород третьей и четвертой группы с высокой минерализацией пластовых вод по NaCl (3-й вид); частично засоленных пород второй, третьей и четвертой групп.

Выбор конкретной рецептуры для бурения неустойчивых глинистых пород уточняется дополнительно по рекомендациям /4/.

Пятый тип буровых растворов. Объединяет четыре вида буровых растворов для бурения солей различного состава и солей с пропластками других пород (водочувствительных, неустойчивых и др.);

- 1) безводный раствор на нефтяной основе,  $T_{пр} = + 200^{\circ}\text{C}$ ;
- 2) эмульсионный раствор на нефтяной основе,  $T_{пр} = + 250^{\circ}\text{C}$ ;
- 3) соленасыщенный, неингибированный буровой раствор,  $T_{пр} = + (130-180)^{\circ}\text{C}$ ;
- 4) соленасыщенный, ингибированный буровой раствор,  $T_{пр} = + (110-130)^{\circ}\text{C}$ .

Растворы данного типа предназначены для бурения пород пятой группы (3-й вид); пород четвертой, седьмой, восьмой групп (1-й, 2-й, 3-й вид); для бурения пород седьмой и восьмой группы (4-й вид).

При выборе типа раствора необходимо использовать последние достижения науки, результаты анализа материалов, собранных студентами при прохождении практики, инструкции, РД, рекомендации, разработанные отраслевыми и учебными институтами и т.д.

В качестве критериев при анализе различных растворов выделяют основные функции, позволяющие исключить осложнения и достичь максимально-возможных технико-экономических показателей.

При этом должен учитываться тот факт, что рекомендуемый для массового бурения тип раствора должен быть экологически безвреден, устойчив к термомеханическим действиям и электролитным воздействиям, желательна с пониженным содержанием твердой фазы, экономически малозатратен.

Анализ существующих классификаций растворов показывает, что в однотипных условиях бурения возможно применение растворов различных типов. Поэтому в проекте предлагается выбирать и анализировать для каждого технологического интервала как минимум три типа раствора с учетом применяемого для массового бурения на данной площади или месторождения [2].

Особую задачу приходится решать при выборе типа раствора для разбуривания хемогенных и глинистых пород. Для бурения в глинистых породах рекомендуется выбирать тип раствора с учетом классификации глинистых пород по плотности, (таблица 7,2 [3]) и их осмотической активности (таблица 7.3 [3]). При бурении в хемогенных породах, особенно в случаях их чередования с терригенными и гипсангидритовыми, необходимо учитывать снижение прочности хемогенных пород с ростом давления и температуры и увеличения их растворимости. Поэтому в этом случае рекомендуется выбирать раствор в зависимости от минералогического состава таких пород.

После выбора типа (типов) раствора устанавливают его рецептуру (долевой состав компонентов) с целью обеспечения требуемых технологических свойств бурового раствора.

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

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

Рецептура раствора выбирается в соответствии с опытом бурения на данной площади или месторождении, а так же на основании литературного обзора и классификации наиболее применяемых буровых растворов.

Определение потребности в материалах и химических реагентах для приготовления и обработки жидкости по интервалам бурения и в целом по скважине начинают с определения количества бурового раствора  $V$ , необходимого для бурения скважины по формуле [5]:

$$V = V_{\Pi} + V_{Б} + a \cdot V_{С}, \text{ м}^3$$

где  $V_{\Pi}$  - объем желобной системы и приемных емкостей буровых насосов. Определяется для данного типа БУ и условий бурения в конкретном районе (например  $V_{\Pi} = 50 \text{ м}^3$ );

$a$  - коэффициент запаса бурового раствора, принимаемый согласно [6] равным 1,5 в нормальных условиях бурения, и равным 2 в осложненных условиях (зоны возможных нефтегазопроявлений, вскрытие продуктивных горизонтов на вновь разбуриваемых площадях, бурение на газоконденсатных и газовых месторождениях, на месторождениях с АВПД или содержащих сероводород и другие токсичные соединения).

$$V_{С} = \sum_{i=1}^n \frac{\pi \cdot D_i^2}{4} \cdot l_i, \text{ м}^3$$

где  $V_{С}$  - объем скважины в конце  $i$ -го интервала бурения с промывкой данным типом бурового раствора,  $\text{м}^3$ ;

$l_i$  - величина технологического интервала скважины, м;

$D_i$  - значение диаметра (диаметров) ствола скважины  $i$ -го технологического интервала, м;

$$D_i = k_i \cdot d_{н.дол}, \text{ м}$$

$k_i$  - коэффициент кавернозности  $i$ -го интервала;

$$V_{Б} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot l_i, \text{ м}^3$$

где  $V_{Б}$  - объем бурового раствора теряемого безвозвратно в процессе бурения при поглощении, в очистных устройствах со шламом и т.д.,  $\text{м}^3$ ;

$n_i$  - норма расхода бурового раствора на 1 м проходки  $i$ -го интервала в зависимости от скорости бурения, диаметра скважины, условий буре-

ния, качества раствора и т.д., принимается согласно местным нормам по УБР или согласно таблице 7.5 [5].

Таблица 7.5. Норма расхода бурового раствора на метр проходки

Диаметр долота, м	Норма расхода бурового раствора на метр проходки, м <sup>3</sup> /м
0,3973	0,47
0,2953	0,25
0,2699	0,20

В третьем варианте типа бурового раствора обязательно предусмотреть 2-3 интервала расчета объема бурового раствора, получаемого самозамесом при разбурировании глинистых пачек разреза.

Объем глины  $V_{гн}$  переходящей в буровой раствор в процессе разбурирования глинистой пачки, залегающей во вскрываемом скважиной геологическом разрезе, рассчитывается по формуле [5]:

$$V_{гн} = 0,785 \cdot d_c^2 \cdot h, \text{ м}^3$$

где  $d_c$  – диаметр открытого ствола скважины, м;

$h$  – мощность глинистой пачки, подлежащей разбурированию, м.

Если глинистых пачек несколько, их объемы суммируются.

Массу чистой глины  $M_{гн}$ , подлежащей разбурированию (за вычетом содержащихся в ней песка и других примесей), определяют по формуле [5]:

$$M_{гн} = [1 - P_z/100] \cdot \rho_{гн} \cdot V, \text{ кг}$$

где  $P_z$  – содержание песка и других примесей в глиноматериале, %.

Объем глинистого раствора  $V_{г.р.}$ , получаемого самозамесом, определяется по формуле:

$$V_{г.р.} = \frac{M_{гн} \cdot (\rho_{гн} - \rho_в)}{\rho_{гн} \cdot (\rho_{бр} - \rho_в)}, \text{ м}^3$$

Объем воды, необходимый для глинистого раствора, определяется по формуле:

$$V_{з.п.} = \frac{V_{г.р.} \cdot (\rho_{гн} - \rho_{бр})}{\rho_{гн} - \rho_в}, \text{ м}^3$$

Полученные объемы растворов самозамесом сравнивают с необходимыми объемами буровых растворов для этих интервалов, если:

1)  $V_{\text{самозам}} > V_{\text{необх}}$  , то излишек раствора сбрасывают в систему очистки;

2)  $V_{\text{самозам}} < V_{\text{необх}}$  , то недостающий объем раствора готовят как обычно, рассчитывая количество глинопорошка, воды и т.д.

Значения  $V$  определяются для каждого типа бурового раствора всех предлагаемых в проекте вариантов с учетом буровых растворов, применявшиеся при бурении верхних интервалов ствола скважины.

Затем определяют потребное количество материалов для приготовления растворов проектируемого типа для каждого варианта. Если применяют глинистый раствор, то количество глинопорошка определяют по формуле [5]:

$$Q_{\text{гл}} = q_{\text{гл}} \cdot V, \text{ кг}$$

где  $q_{\text{гл}}$  – количество глинопорошка, необходимое для приготовления  $1\text{ м}^3$  глинистого раствора необходимой плотности,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$$q_{\text{гл}} = \frac{\rho_{\text{Г}}(\rho_{\text{Р}} - \rho_{\text{В}})}{(\rho_{\text{Г}} - \rho_{\text{В}}) \cdot (1 - m)}, \text{ кг}/\text{м}^3$$

где  $\rho_{\text{Г}}$ – плотность сухого глинопорошка, которую можно применять по ТУ 39-044-74 и ГОСТ 25795-83 (ориентировочно  $\rho_{\text{Г}}=2700 \text{ кг}/\text{м}^3$ );

$\rho_{\text{Р}}$  –требуемая плотность бурового раствора,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\text{В}}=1000 \text{ кг}/\text{м}^3$  плотность воды, взятой для приготовления раствора;

$m=0,06 \div 0,1$  –влажность глинопорошка.

Для уменьшения содержания твердой (коллоидной) фазы в глинистом растворе первоначально плотность стандартного глинистого раствора необходимо принимать  $1060 \text{ кг}/\text{м}^3$  для глинопорошка 1 сорта ,  $1080 \text{ кг}/\text{м}^3$  – для 2 сорта,  $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$  – для 3 и 4 сортов (ТУ 39-044-74). Если требуется применение, кроме бентонитовых, других типов глинистых растворов, то стандартный глинистый раствор подбирают по ГОСТ 25795-83. Затем плотность стандартного глинистого раствора доводят до требуемых значений за счет ввода утяжелителя. Для вариантов растворов, требующих



уменьшения ингибированных систем, следует учесть увеличение плотности раствора при растворении ингибитора. Если раствор частично или полностью нарабатывается за счет разбуриваемых пород разреза, то необходимо пользоваться методикой расчета.

Количество утяжелителя, вводимого в обрабатываемый раствор, определяется по формуле:

$$Q_y = q_y \cdot V, \text{ кг}$$

где  $q_y$  – количество утяжелителя, необходимое для утяжеления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора до заданной плотности;

$$q_y = \frac{\rho_y \cdot (\rho_{ур} - \rho_{ир})}{\rho_y - \rho_{ир} - m_y \cdot \rho_{ир} \cdot \left( \frac{\rho_y}{\rho_в} - 1 \right)}, \text{ кг/м}^3$$

где  $\rho_{ур}$  – заданная плотность утяжеленного бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_y$  – плотность сухого утяжелителя, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{ир}$  – плотность исходного (обрабатываемого) раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_в$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$m_y$  – влажность утяжелителя, (ориентировочно 0,02-0,05).

Количество воды, необходимое для приготовления заданного объема  $V$  бурового раствора, рассчитываем по формуле:

$$Q_B = q_B \cdot V, \text{ м}^3$$

где  $q_B$  – количество воды для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>.

$$q_B = \frac{\rho_r - \rho_p}{\rho_r - \rho_B}, \text{ м}^3$$

Количество каждого вида химического реагента, необходимого для обработки объема  $V$  бурового раствора находим по формуле:

$$Q_P = \frac{C \cdot V}{100}, \text{ м}^3$$

где  $C$  – объемная концентрация реагента в буровом растворе, %.

Чаще концентрация химических реагентов задается по весу от объема обрабатываемого раствора. В этом случае количество вводимого в раствор реагента по массе определяется по формуле:

$$M_p = \frac{C_1 \cdot \rho_B \cdot V}{100}, \text{ кг}$$

где  $C_1$  – концентрация химического реагента в весовых процентах.

Количество химреагента, необходимого для обработки раствора, определяется по формуле:

$$Q_{xp} = q_{xp} \cdot V$$

### **7.7. Выбор и обоснование технологии приготовления и химической обработки промывочной жидкости**

Выбор и обоснование технологии приготовления и химической обработки промывочной жидкости начинается с подробного описания применяемой циркуляционной системы и ее схематического изображения на рисунке. Далее подробно излагается порядок ввода в циркулирующий раствор каждого компонента раствора и химического реагента [4], обосновывается хранение необходимых объемов (запасного и основного) бурового раствора и химических реагентов.

Продолжительность одного цикла циркуляции бурового раствора ( $t$ ) в с определяется по формуле:

$$t = \frac{V_{бр}}{Q}$$

где  $Q$  – объемный расход бурового раствора (производительность буровых насосов),  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Скорость подачи химреагента ( $V$ ) в  $\text{м}^3/\text{с}$  в буровой раствор определяют по формуле:

$$V = \frac{V_{бр} \cdot C_{xp}}{100 \cdot b \cdot t}$$

где  $C_{xp}$  – добавка реагента по массе (или объему для жидких реагентов) от объема бурового раствора, %;

$b$  – количество циклов циркуляции, в течение которых должна быть произведена химическая обработка бурового раствора.

Выбор оборудования для приготовления бурового раствора и очистка его от выбуренной породы осуществляется в следующем порядке. Например, если требуемая масса глиносырья (глинопорошка) не превышает 20 т, а утяжелителя 100 т, возможен выбор смесителей эжекторного типа производительностью до 70 м<sup>3</sup>/ч, или проектируется применение блока приготовления раствора типа БПР производительностью до 60 м<sup>3</sup>/ч.

Если расход глинопорошка и утяжелителя больше указанных величин, то применяют блоки БПР. В случае применения соленых или засолоненных глинистых растворов при массе соли до 50 т дополнительно выбирается гидромониторные смесители типа ГСТ производительностью до 40 м<sup>3</sup> и установка УПР-Р2 производительностью до 80 м<sup>3</sup>/ч. Зачастую этого оборудования, вместе с блоком хранения бурового раствора путем его химической обработки. Выбор оборудования для очистки бурового раствора осуществляется согласно [4], при этом необходимый состав его с ростом глубины скважины, как правило, изменяется. При окончательном выборе оборудования следует учесть время бурения и мощность разбуриваемых пород различного литологического состава с промывкой буровыми растворами различного типа. Как правило, рекомендуется к применению лишь те средства, которые необходимы при бурении значительной части ствола скважины (10% и более).

При наличии в разрезе скважины газоносных пластов, вскрываемых на буровом растворе плотностью более 1600 кг/м<sup>3</sup>, в состав оборудования для очистки бурового раствора дополнительно следует включать дегазаторы.

Количество средств очистки бурового раствора от шлама определяют по формуле:

$$N = \frac{Q}{q}$$

где  $Q$  – производительность буровых насосов, м<sup>3</sup>/с;

$q$  – пропускная способность оборудования, м<sup>3</sup>/с.

Пропускную способность оборудования принимают равной для вибросита – 0,06 м<sup>3</sup>/с, для пескоотделителя 1ПКГ и системы ЦСГО – 0,05 м<sup>3</sup>/с. Остальные средства очистки могут работать периодически и используются в количестве 1 шт.