

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»

**Л. К. Бруй, Н. В. Шемлей, Т. В. Атвиновская**

## **БУРОВЫЕ И ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ**

### **УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ**

*Рекомендовано учебно-методическим объединением  
по образованию в области горнодобывающей  
промышленности в качестве учебного пособия  
для студентов высших учебных заведений, обучающихся  
по специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»*

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2019**

УДК 622.24.063(075.8)  
ББК 33.361я73  
Б89

Рецензенты: зам. ген. директора по геологии РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» канд. техн. наук *П. П. Повжик*;  
зав. отделом техники и технологии воздействия на пласт БелНИПИнефть  
канд. техн. наук *И. В. Лымарь*

**Бруй, Л. К.**  
Б89 Буровые и тампонажные растворы : учеб. пособие / Л. К. Бруй, Н. В. Шемлей, Т. В. Аткинговская ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 135 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-429-2.

Рассмотрены вопросы технологии строительства скважины, осложнений при бурении и креплении. Приведены описание основных коллоидно-химических свойств буровых растворов, технологических параметров и функций, выполняемых ими при бурении скважины, характеристика материалов для приготовления растворов и химических реагентов, применяемых при их обработке. Изложены требования, классификация, основные технологические параметры тампонажных растворов и камня.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 622.24.063(075.8)  
ББК 33.361я73

ISBN 978-985-535-429-2

© Бруй Л. К., Шемлей Н. В.,  
Аткинговская Т. В., 2019  
© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2019

## Термины и определения

**Адгезия** – сила, сцепляющая разнородные молекулы веществ.

**Адсорбент** – вещество, на поверхности которого адсорбируются и удерживаются молекулы другого вещества.

**Адсорбтив** – вещество, которое удерживается на поверхности адсорбента.

**Адсорбция** – самопроизвольное повышение концентрации растворенного вещества на границе раздела фаз по сравнению с концентрацией этого вещества во всем объеме дисперсной системы.

**Амбарная технология строительства скважин** – технология, при которой все отходы бурения захораниваются на территории буровой в амбарах для пресных и соленых отходов.

**Безамбарная технология строительства скважин** – технология, заключающаяся в раздельном сборе отходов бурения и их вывозе с территории буровой для утилизации или захоронения.

**Биополимерный раствор пониженной плотности** – многокомпонентная дисперсная система (аэрированная жидкость), применяемая для промывки скважин в процессе бурения, дисперсионной средой которой является вода с молекулярно-растворенными ПАВами, а дисперсная фаза представлена частицами карбонатных пород, газа, часть из которых имеет коллоидные размеры, а часть (как правило, большая по массе) имеет размеры, характерные для взвесей.

**Буровой раствор** (англ. *drilling fluid, drilling mud*) – сложная многокомпонентная дисперсная система (суспензия, эмульсия или аэрированная жидкость), применяемая для промывки скважин в процессе бурения, свойства которой выбираются в зависимости от данных геолого-технических условий.

**Буровой шлам** – смесь выбуренной породы и бурового раствора, удаляемых из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами.

**Буровые сточные воды** – водная суспензия, образованная при промывке бурового оборудования и инструмента, содержащая остатки бурового раствора.

**Глиноемкость** – максимальное содержание глинистой фазы, при котором буровой раствор сохраняет заданную консистенцию.

**Гранулометрический состав** – процентное соотношение масс частиц разного диаметра в составе одного вида кольматанта или различных наполнителей в составе одной композиции.

**Десорбция** – отрыв молекул твердого вещества от его поверхности.

**Запасной буровой раствор** – резервный буровой раствор на поверхности, который может быть использован для пополнения рабочего раствора при различных технологических операциях в скважине.

**«Идеальная» упаковка** – плотное распределение частиц с наименьшей межзерновой пустотностью.

**Катастрофическое поглощение** – интенсивное поглощение бурового раствора пластом со скоростью более 5 м<sup>3</sup>/ч.

**Качество работ (качественное приготовление бурового раствора)** – исполнение работ на высоком профессиональном уровне с достижением конечного результата (цели производства работ) в соответствии с отраслевыми стандартами, нормативами и письменными указаниями Заказчика без видимых и скрытых дефектов.

**Когезия** – сила притяжения между однородными молекулами, т. е. сила, которая удерживает молекулы вещества в сцеплении.

**Кольматант** – закупоривающий инертный материал, способный временно или постоянно перекрыть каналы поглощения горных пород.

**Кек БСВ** – осажденная центрифугой твердая часть буровых сточных вод.

**Коэффициент кавернозности** – отношение фактического объема скважины к объему, рассчитанному по значению диаметра долота (или возведенное в квадрат отношение значения фактического среднего диаметра скважины к значению диаметра долота).

**Коэффициент разуплотнения** – показатель увеличения объема выбуренной породы за счет измельчения породоразрушающим инструментом и системой очистки.

**Малоамбарная технология строительства скважин** – технология, при которой пресные отходы бурения хоронятся на территории буровой в пресном амбаре, соленые отходы вывозятся с территории буровой на утилизацию или захоронение.

**Мгновенная фильтрация** – процесс проникновения и закупоривания определенного количества отверстий заданного диаметра на приборе определения закупоривающей способности (ОЗС). Численно определяется объемом вытесняемой жидкости, соответствующей объему состава с наполнителем, необходимого для закупоривания.

**Модель «идеального» гранулометрического состава** – характеристика распределения частиц в композиции, способных создать «идеальную» упаковку.

**Наработка раствора** – увеличение объема бурового раствора за счет диспергирования частиц выбуренной глинистой породы в процессе бурения и циркуляции.

**Отработанный буровой раствор** – буровой раствор, исключаемый из технологического процесса бурения, который накапливается на территории буровой и подлежит утилизации (повторному использованию) или захоронению.

**Органо-минеральное сырье** – сапропель для приготовления буровых растворов.

**Осложнение** – нарушение непрерывности технологического процесса бурения, испытания скважин, вызванное явлениями горно-геологического или технологического характера при соблюдении требований действующих технических нормативных актов и требующее для его ликвидации проведения дополнительных работ.

**Отходы бурения** – это отходы, образующиеся в технологическом процессе промывки скважин: буровой шлам, отработанные буровые растворы и буровые сточные воды.

**Осадко-гелеобразующие составы** – составы с регулируемым временем гелеобразования или с контактным механизмом осадкообразования.

**Поглощение бурового раствора** – вид осложнения при бурении скважин, вызванный наличием в горных породах высокопроницаемых каналов фильтрации (например, трещин, пустот, каверн) и гидравлического разрыва пласта при избыточном превышении гидростатического давления над пластовым, заключающийся в проникновении раствора в проницаемые пласты.

**Рабочий раствор** – объем раствора на поверхности в емкостях для создания необходимой циркуляции при бурении и восстановлении скважин.

**Раствор в скважине** – объем раствора в колонне и открытом стволе скважины.

**Раствор для бурения пород данного интервала** – объем раствора, необходимый для бурения пород данного интервала.

**Ресурсосберегающие технологии** – технологии, применение которых приводят к снижению объема отходов бурения (оборотное водоснабжение, применение 4-ступенчатой системы очистки бурового раствора).

**Сальтация** – скачкообразное движение твердых частиц.

**Сольватация** (от лат. *solvo* – растворяю) – электростатическое взаимодействие между частицами (ионами, молекулами) растворенного вещества и растворителя. Сольватация в водных растворах называется гидратацией. Образующиеся в результате сольватации молеку-

лярные агрегаты называются сольватами (в случае воды гидратами). Сольватация состоит в том, что молекула растворенного вещества оказывается окруженной сольватной оболочкой, состоящей из более или менее тесно связанных с ней молекул растворителя. В результате сольватации образуются сольваты-молекулы образования постоянного или переменного состава. Время жизни сольватов определяется характером и интенсивностью межмолекулярных взаимодействий; даже в случае сильного взаимодействия время жизни отдельного сольвата мало из-за непрерывного обмена частицами в сольватной оболочке. Сольватация приводит к тому, что тип растворителя изменяет скорость химических реакций.

**Суспензия** – мутная жидкость с находящимися в ней во взвешенном состоянии частичками твердого вещества.

**Утилизация отработанного бурового раствора** – вывоз на растворный узел для регенерации и повторного использования.

## Перечень сокращений

**АКЦ** – акустический каротаж цементированная (оценка качества цементного кольца за колонной)

**АНИ (API)** – Американский нефтяной институт (American petroleum institute)

**БелНИПИнефть** – Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности

**БЖ** – буферная жидкость

**БПР** – биополимерный раствор

**БРПШ** – биополимерный раствор пониженной плотности

**БСВ** – буровые сточные воды

**БШ** – буровой шлам

**ВП** – выбуренная порода

**ВУР** – вязкоупругий разделитель

**ГТН** – геолого-технический наряд

**КРД** – кольматант резиновый

**КРК** – кислоторастворимые кольматанты

**КФУ** – коагуляционно-флокуляционная установка

**ЛПЖ** – лаборатория промывочных жидкостей

**ЛСТ** – лигносульфонаты технические

**МКФУ** – мобильная коагуляционно-флокуляционная установка

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**ОБ** – отходы бурения

**ОБР** – отработанный буровой раствор

**ОЗС** – прибор для определения закупоривающей способности

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента

**ОК** – обсадная колонна

**ОМС** – органо-минеральное сырье

**ОППХ** – опытно-промышленное подземное хранилище

**ОЦК** – определение высоты подъема цемента за колонной

**ПАА** – полиакриламид

**ПАВ** – поверхностно-активное вещество

**ПАН** – полиакрилонитрил

**ПГИ** – промысловые геофизические исследования

**ПЗП** – призабойная зона пласта

**ПЗР** – подготовительно-заключительные работы

**ПЖД** – поддержание пластового давления

**ППЖ** – псевдопластичные жидкости

**ППУ** – парогенераторное передвижное устройство

**РУ** – растворный узел  
**СКВ** – соляно-кислотная ванна  
**СКО** – соляно-кислотная обработка  
**СНиП** – строительные нормы и правила  
**ССБ** – сульфит-спиртовая барда  
**УПР** – установка для приготовления раствора  
**ЦА-320** – цементируочный агрегат  
**ЦС** – циркуляционная система



## Введение

В результате бурения скважины на нефтегазоносных площадях должен быть создан долговечный, прочный изолированный канал, связывающий продуктивный горизонт с дневной поверхностью. Решающее значение при проводке скважины имеют буровые и тампонажные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит не только эффективность буровых работ, но и срок службы скважины.

Названия *буровой промывочный раствор*, *буровой раствор*, *промывочная жидкость* или *тампонажный раствор* не отражают физико-химической сущности этих систем, и использование их в дальнейшем связано лишь с традициями в нефтяной промышленности. По составу эти системы должны быть отнесены к сложным полиминеральным дисперсиям, стабилизированным поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Тампонажные растворы применяются при креплении обсадных колонн к стенкам скважины, а также при ремонте скважин. В отличие от буровых тампонажные растворы способны превращаться в твердое тело. В подавляющем большинстве случаев в качестве вяжущего вещества в тампонажных растворах используется портландцемент. Поэтому в учебных пособиях термин «крепление скважин» отождествляется с термином «цементирование скважин».

Цементирование скважин – наиболее ответственный этап их строительства. Значение цементировочных работ обуславливается тем, что они являются заключительным процессом, и неудачи при их выполнении могут свести к минимуму успехи предыдущей работы, вплоть до потери скважины. Недоброкачественное цементирование скважин нередко является единственной причиной газопроявлений, грифонообразований и открытых нефтяных и газовых фонтанов. Оно приводит к перетокам нефти и газа в другие пласты, имеющие меньшее давление, обводнению продуктивных горизонтов.

Как показывает практика, качество приготавливаемых и закачиваемых в скважину буровых и тампонажных растворов, успех проводимых операций зависят в первую очередь от умения и знаний обслуживающего персонала.

Знание основ физико-химических процессов, происходящих в растворах, обрабатываемых различными реагентами, воздействия этих реагентов на растворы, стенки скважины и пласты, а также мас-

терство и умение управлять сложным буровым и цементирующим оборудованием – залог успешного проведения операций.

Регулирование физико-механических свойств буровых и тампонажных растворов для предупреждения осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин, качественного вскрытия и разобщения продуктивных пластов – важная и сложная проблема. Буровые и тампонажные растворы на самом деле являются не растворами, а дисперсными системами, чаще суспензиями глины или цемента в воде, свойства которых зависят от качества исходных материалов, состава и технологии приготовления. На свойства буровых и тампонажных растворов большое влияние оказывают добавки, причем их влияние различно: одни изменяют вязкость, другие – реологические свойства, третьи – структуру и прочность и т. д. Большинство добавок влияет сразу на ряд свойств, часто улучшая одни и ухудшая другие. С изменением концентрации добавок их влияние изменяется не только количественно, но иногда и качественно. Механизм действия добавок проявляется через влияние на физико-химические процессы, протекающие на границе раздела фаз буровых и тампонажных растворов.

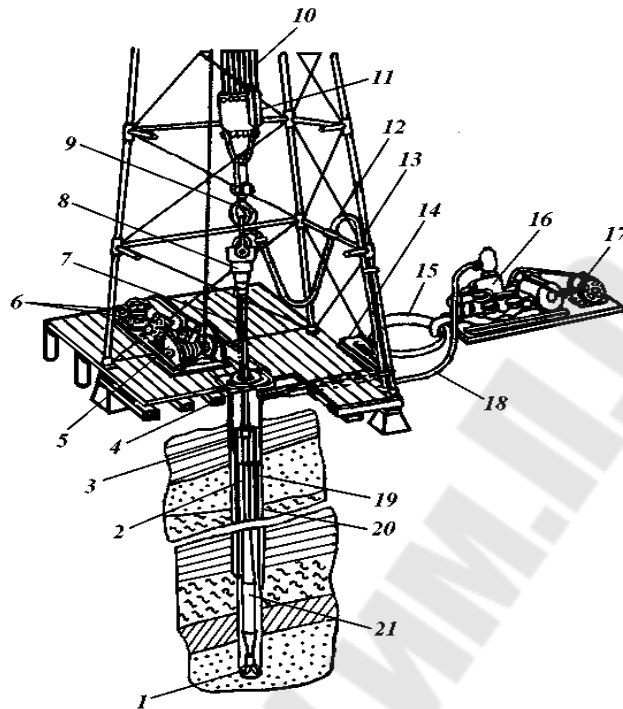
В течение последних десятилетий в области буровых растворов произошли значительные изменения. Были созданы специализированные компании, которые выполняют весь комплекс работ по буровым растворам, начиная с производства реагентов, материалов, специального оборудования и приборов до разработки технологий приготовления растворов и осуществления инженерного сервиса на буровых предприятиях.

Одной из компаний в Республики Беларусь, работающей в области буровых и тампонажных растворов, является РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Научное обеспечение и сопровождение разработок проводится службой промывочных жидкостей (до 2017 г. – лабораторией промывочных жидкостей (ЛПЖ)) и лабораторией крепления скважин (ЛКС) БелНИПИнефть, которые оснащены импортным и отечественным оборудованием для проведения исследований, входного контроля качества реагентов и обучения новых специалистов.

## **Глава 1. Кратко о скважине и ее строительстве**

Скважина – горная выработка, отличающаяся от других горных выработок маленьким диаметром и большой глубиной. Ее строительство можно подразделить на несколько этапов: проектирование, бурение и крепление.

Схематично современный способ проводки (бурения) ствола скважины можно представить следующим образом (рис. 1.1).



*Рис. 1.1.* Схема бурения скважины: 1 – долото; 2 – буровые трубы; 3 – переводник; 4 – ротор; 5 – лебедка; 6 – двигатели привода лебедки и ротора; 7 – ведущая труба; 8 – вертлюг; 9 – крюк; 10 – талевой канат; 11 – талевой блок; 12 – буровой шланг; 13 – вышка; 14 – желоба; 15 – емкость циркуляционной системы; 16 – буровой насос; 17 – двигатель насоса; 18 – нагнетательный трубопровод; 19 – обсадная колонна; 20 – тампонажный цемент; 21 – забойный двигатель

Породоразрушающее устройство – долото, оснащенное режущими лезвиями или зубьями, вращается в горизонтальной плоскости либо ротором при помощи колонны труб (буровой колонны), либо глубинным двигателем (турбобуром, электробуром, винтовым двигателем), режущими элементами внедряется в забой под действием осевой нагрузки, создаваемой частью буровой колонны, скалывает частицы породы за счет вращательного движения и тем самым обеспечивает углубление забоя и ствола скважины. Промывочная жидкость (или буровой раствор) буровым насосом подается под избыточным давлением из емкостей циркуляционной системы через буровой шланг высокого давления, вертлюг с вращающимся стволом, ведущую рабочую трубу (квадратную штангу), вращаемую ротором, буровую колонну и долото к забою, подхватывает осколки разрушен-

ной долотом горной породы и выносит их по кольцевому каналу между бурильной колонной и стенкой ствола скважины на поверхность. Попадая в поверхностную циркуляционную систему, буровой раствор поступает в очистную систему, которая отделяет и выбрасывает в отвал частицы выбуренной породы (шлам), а очищенный буровой раствор поступает сразу в емкости и оттуда снова подается буровым насосом в скважину.

Каждая скважина проектируется в соответствии с геологическими условиями. Согласно проекту разрабатывается *геолого-технический наряд (ГТН)*, в котором приводятся геологический разрез, конструкция, все параметры бурения и крепления скважины, составы буровых и тампонажных растворов.

Для бурения скважины используется буровой раствор, в который опускается колонна бурильных труб с буровым инструментом. Образно буровой раствор можно сравнивать с кровью в организме, которая выполняет ряд важных функций, без которых не будет осуществляться его жизнедеятельность. С помощью породоразрушающего инструмента (долота) идет углубление скважины до определенной глубины.

Далее необходимо создать долговечный устойчивый канал для извлечения нефти, соединяющий продуктивный горизонт с резервуарами для сбора. Для этого надо разобщить пласты горных пород и закрепить стенки скважины. С этой целью из скважины извлекаются бурильные трубы и буровой инструмент, объем которых заполняется буровым раствором для поддержания гидростатического давления.

При креплении скважины применяют металлические трубы, которые, свинчивая в колонну, спускают в буровой раствор на определенную глубину в пробуренную скважину. Эти трубы и колонны называются *обсадными*.

В обсадную колонну закачивают тампонажный раствор, который вытесняет буровой раствор, и продавливают в *затрубное пространство* на расчетную высоту. Процесс транспортирования (закачивания) тампонажного раствора в затрубное пространство называется *процессом крепления (или цементирования) скважины*.

Цементирование скважин – наиболее ответственный этап их строительства, так как оно является заключительным этапом, и неудачи при его выполнении могут свести к минимуму успех всей работы вплоть до потери скважины.

*Конструкция скважины* – это концентрическое расположение спущенных в скважину обсадных колонн с указанием диаметра, глу-

бины спуска, высоты подъема закачанного за ними в скважину тампонажного раствора (рис. 1.2). Штрихом на схеме указаны зацементированные участки обсадных колонн.

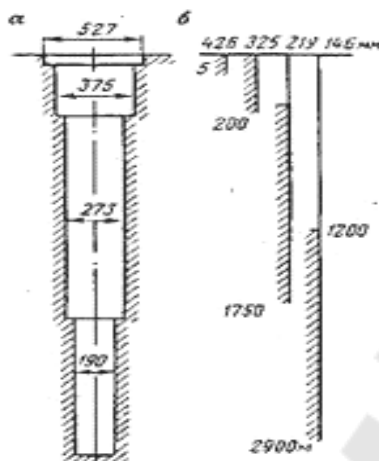


Рис. 1.2. Пример профиля (а) и рабочей схемы (б) конструкции скважины

Первая колонна наибольшего диаметра называется направлением, далее спускается в скважину и крепится кондуктор, затем – техническая или промежуточная колонна (их бывает несколько). Последняя колонна наименьшего диаметра называется эксплуатационной.

*Направление* – первая колонна обсадных труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения.

*Кондуктор* – колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения интервала разреза горных пород, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения.

*Промежуточная (или техническая) обсадная колонна* служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до проектного забоя.

*Эксплуатационная колонна* – последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости.

Оптимальное число обсадных колонн и глубины их спуска определяются количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола скважины по градиентам пластовых давлений, давлений гидроразрыва пластов и устойчивостью пород, т. е. принципы проектирования конструкций скважин прежде всего должны определяться геологическими условиями.

Техническая колонна, перекрывающая некоторый интервал без выхода к устью скважины, называется *хвостовиком*. На схеме интервал отсутствия колонны обозначается пунктирной линией. Технические и эксплуатационные колонны в виде хвостовиков предназначены для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны не менее 70 м.

Разнообразие конструкций скважин приведено на рис. 1.3.

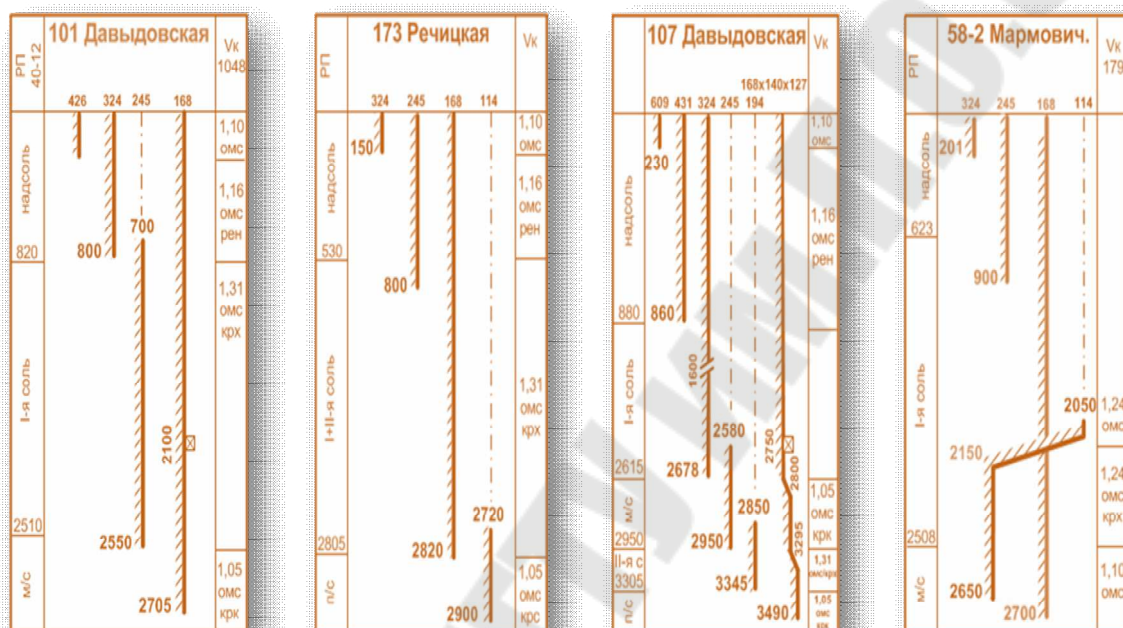


Рис. 1.3. Примеры конструкций скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Абсолютно вертикальных скважин не бывает. В основном это наклонно направленные скважины – скважины, для которых проектом предусмотрено отклонение в заданном направлении от вертикали, проходящей через их устье, а ствол проводится по заранее заданной кривой.

Наклонная скважина характеризуется длиной ствола  $L$ , глубиной по вертикали  $H$ , отклонением забоя от вертикали  $A$ , направлением (азимутом) отклонения забоя и конфигурацией оси.

Пространственное положение скважины определяется тремя текущими параметрами: глубиной  $L$ , зенитным углом, азимутальным углом.

Более сложной технологией строительства отличаются горизонтальные скважины и многоствольные.

Скважины в зависимости от угла отклонения от вертикали подразделяются на:

- вертикальные – 10–20°;
- субвертикальные – 21–45°;
- субгоризонтальные – 46–75°;
- горизонтальные – 76–115°.

Существует также технология восстановления скважин вторым стволом из ранее пробуренных и законсервированных. Восстановление скважин из бездействия методом зарезки и бурения второго ствола за последние годы приобрело исключительно важное значение для доработки залежей и использования огромного фонда бездействующих скважин.

## Глава 2. Циркуляционная система буровой установки

Циркуляционные системы (ЦС) буровых установок состоят из взаимосвязанных устройств и сооружений, предназначенных для выполнения следующих основных функций: приготовления буровых растворов, очистки бурового раствора от выбуренной породы и других вредных примесей, прокачивания и оперативного регулирования физико-механических свойств бурового раствора. В состав циркуляционной системы входят также всасывающие и напорные линии насосов, емкости для хранения раствора и необходимых для его приготовления материалов, желоба, отстойники, контрольно-измерительные приборы и др. (рис. 2.1). Циркуляционные системы монтируются из отдельных блоков, входящих в комплект поставки буровых установок. Блочный принцип изготовления обеспечивает компактность циркуляционной системы и упрощает ее монтаж и техническое обслуживание.

Различают надземный и подземный участки ЦС.



Рис. 2.1. Упрощенная схема циркуляционной системы ЦС100Э:  
 1 – трубопровод долива; 2 – растворопровод; 3 – блок очистки;  
 4 – приемный блок; 5 – шкаф управления электрооборудованием

**Функции надземного участка циркуляционной системы:** приготовление раствора, регулировка его свойств, нагнетание в скважину и поддержание режима промывки скважины. Система нагнетания включает в себя приемную емкость, блок насосов и нагнетательный манифольд (манифольд – это элемент нефтегазовой арматуры, который представляет собой несколько отдельных трубопроводов, чаще всего закрепленных на одном общем основании, рассчитанных на высокое давление), вращающийся превентор (противовыбросное оборудование).

**Функции подземного участка:** подвод гидравлической энергии к долоту и транспортировка шлама на поверхность. Этот участок состоит из канала для нисходящего потока (полость колонны труб, двигатель, долото) и канала для восходящего потока бурового раствора, образуемого внешней поверхностью бурильной колонны и стволом скважины (или обсадной колонной).

Все элементы циркуляционной системы взаимосвязаны и взаимозависимы. Неполадки в любом звене технологической цепочки немедленно приводят к снижению эффективности промывки.

Циркуляционная система буровых установок включает в себя наземные устройства и сооружения, обеспечивающие промывку скважин путем многократной принудительной циркуляции бурового раствора по замкнутому кругу: насос – забой скважины – насос.

Важнейшие требования, предъявляемые к циркуляционным системам буровых установок, – качественное приготовление, контроль и поддержание необходимых для данных геолого-технических условий состава и физико-механических свойств бурового раствора. При выполнении этих требований достигаются высокие скорости бурения и в значительной мере предотвращаются многие аварии и осложнения в скважине.

В числе требований, предъявляемых к циркуляционным системам, важное значение имеют механизация и автоматизация процессов приготовления и очистки буровых растворов.

Таким образом, циркуляционная система предназначена для:

- регулирования физико-механических свойств раствора;
- подвода гидравлической энергии к забойным двигателям;
- подвода гидравлической мощности к долоту;
- подачи в буровую колонну необходимого количества раствора;
- создания непрерывной циркуляции жидкости;
- приготовления бурового раствора;
- очистки бурового раствора.

На рис. 2.2 приведена принципиальная схема обвязки оборудования для приготовления и обработки бурового раствора.



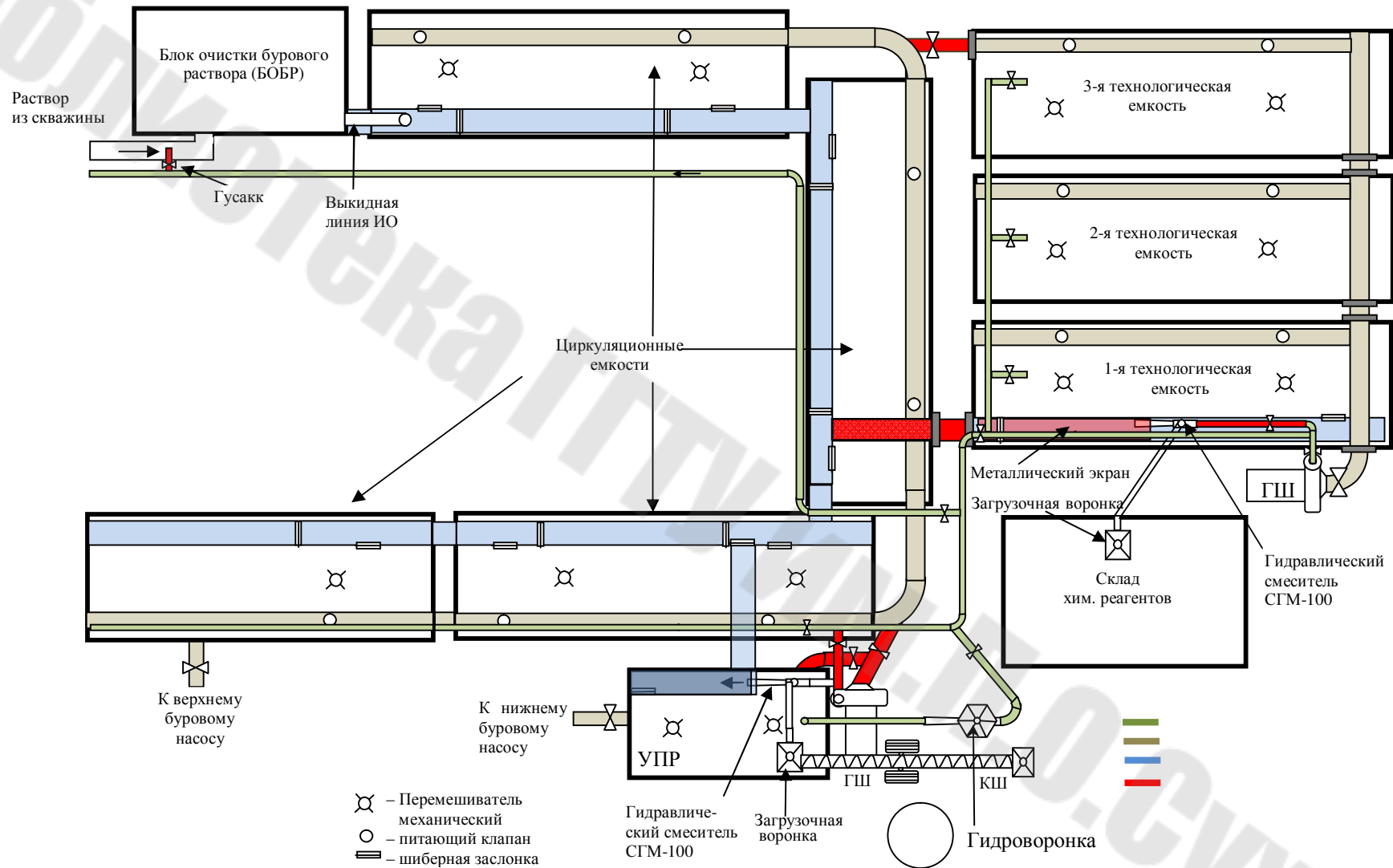


Рис. 2.2. Принципиальная схема обвязки оборудования для приготовления и обработки бурового раствора

### Глава 3. Оборудование для очистки бурового раствора

Технология очистки буровых растворов основана на рекомендациях производителя очистного оборудования, анализе результатов испытаний и эксплуатации бурового оборудования, с учетом литологического состава пород, производительности насосов, технологических параметров бурового раствора.

Технико-экономические показатели бурения нефтяных и газовых скважин зависят от состояния бурового раствора, в котором основная роль отведена составу и количеству твердой фазы. Своевременная и качественная очистка раствора повышает:

- долговечность узлов бурового оборудования;
- эффективность процесса бурения.

Очистная система входит в состав циркуляционной системы и предназначена для удаления выбуренной породы (шлама) из раствора. Очистная система состоит из желоба и блока очистки бурового раствора (БОБР).

Блок очистки бурового раствора состоит из четырех ступеней: первая ступень очистки – вибросито (или вибросита); вторая ступень очистки – гидроциклоны пескоотделителя; третья ступень очистки – гидроциклоны илоотделителя; четвертая ступень очистки – центрифуга.

Буровой раствор, выходящий из скважины, в зависимости от разбурываемых пород, скорости бурения, способа бурения, типоразмера долота и других характеристик может содержать шлам различного гранулометрического состава.

В соответствии с классификацией грунтов по гранулометрическому составу в табл. 2.1 представлен размерный ряд частиц шлама, удаляемых из бурового раствора очистным оборудованием.

Твердые частицы в буровом растворе делятся на *коллоиды* (менее 1 мкм), *илы* (1–50 мкм) и *пески* (более 50 мкм).

БОБР комплектуется:

- разделителем потока;
- одним или двумя полнопоточными виброситами;
- ситогидроциклонной установкой (рис. 3.1), включающей вибросито, пескоотделитель и илоотделитель с круговым либо линейным манифольдом (герметичным трубопроводом с системой подводящих каналов, применяющийся для обвязки гидроциклонов илоотделителя). Круглая форма манифольда позволяет равномерно распределять давление в нагнетающей линии каждого гидроциклона.

Выбуренная порода, выделенная системой очистки бурового раствора, транспортируется в амбар или при безамбарном способе бурения направляется в контейнер, при полном заполнении которого производится замена на свободный от шлама контейнер с помощью крана КПБ-3М.

Для удаления газа из бурового раствора используется дегазатор. В технологической схеме размещения оборудования очистки дегазатор устанавливается после вибросита.

Вакуумный способ дегазации предусматривает непрерывный или циклический режим работы. Основой вакуумного способа дегазации является ввод газированного бурового раствора в камеру, где с помощью вакуумного насоса создается разрежение, под действием которого на пластинах дегазатора в тонком слое раствора извлекается газ.

Таблица 3.1

**Размерный ряд частиц шлама, удаляемых очистным оборудованием из бурового раствора**

Наименование фракций ГОСТ 25100–95	Размер частиц, мкм	Наименование оборудования для очистки бурового раствора		
<b>Галечные</b>	<b>более 10000</b>	Вибросито	Пескоотделитель	Илоотделитель
<b>Гравийные</b>	<b>2000–10000</b>			
<b>Песчаные</b> , в том числе:	<b>50–2000</b>			
грубозернистые	1000–2000			
крупнозернистые	500–1000			
среднезернистые	250–500			
мелкозернистые	100–250			
тонкозернистые	50–100			
<b>Пылеватые</b> , в том числе:	<b>5–50</b>			Центрифуга
крупнозернистые	25–50			
среднезернистые	10–25			
мелкозернистые	5–10			
<b>Глинистые</b>	<b>1–5</b>			
<b>Коллоиды</b>	<b>менее 1</b>			



Рис. 3.1. Ситогидроциклонная установка фирмы Derrick

Эффективность работы дегазатора зависит от свойств бурового раствора, пропускной способности (л/с), величины разряжения, создаваемого вакуумным насосом. При объемной концентрации газа в буровом растворе более 5 % необходимо включить в работу дегазатор.

Разделитель потока Flo-Divider компании Derrick (рис. 3.2) сконструирован для того, чтобы максимально повысить производительность вибросит.



Рис. 3.2. Разделитель потока:

1 – отверстие; 2 – перегородка; 3 – водослив; 4 – питающие порты;  
5 – накидная заслонка

Разделитель потока является оборудованием, принимающим поток бурового раствора из желоба и распределяющим его по виброситам, причем таким образом, что в каждое вибросито подается равное количество раствора. Раствор из магистральной линии попадает внутрь

разделителя через отверстие в его задней стенке 1, где он ударяется о перегородку 2, переливается через водослив 3 и, наконец, разделяется на равные доли, чтобы выйти через питающие порты 4, ведущие к соответствующим виброситам. Каждый питающий порт снабжен накладной заслонкой 5. Установка распределителя потока радикальным образом упрощает проблему подачи раствора на вибросита. Каждый питающий порт снабжен накладной перекрывающей заслонкой, которая позволяет остановить поток в направлении соответствующего порта.

Схема подключения распределителя потока бурового раствора к желобной системе и виброситам представлена на рис. 3.3.

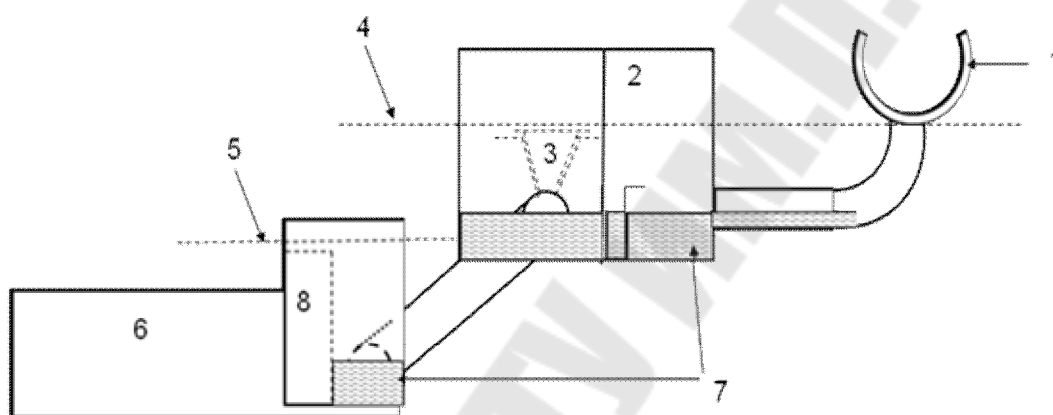


Рис. 3.3. Подключение распределительного потока бурового раствора к желобной системе и виброситам: 1 – желоб; 2 – распределитель потоков; 3 – заслонка; 4 – граница перелива через заслонку; 5 – линия водослива вибросита; 6 – вибросито; 7 – зоны накопления шлама; 8 – питатель вибросита

*Вибросито* (рис 3.4) комплектуется системой быстрой смены сеток и оснащено механизмом регулировки угла наклона сеток, который позволяет изменять наклон виброрама на угол от  $-1$  до  $+5$  град. Основной характеристикой вибросита является пропускная способность в л/с. Она зависит от вязкости бурового раствора, размера ячеек и площади ситовых панелей, угла наклона виброрама, вибрационного ускорения.



Рис. 3.4. Вибросито фирмы Derrick

Увеличение площади покрытия ситовой панели свыше 80 % может привести к переливу раствора при увеличении вязкости или подачи буровых насосов.

Уменьшение площади покрытия вибросита свидетельствует о высокой пропускной способности вибросита в результате установки сеток с большим размером ячеек или повреждения ситовой панели.

Промывка панелей водой под давлением или паром производится при остановке циркуляции бурового раствора более чем на 10 мин.

После очистки панелей производится осмотр ситовой поверхности на предмет повреждений.

*Песко- и илоотделители* представляют собой гидроциклонные установки. В основу работы *гидроциклонов* (рис. 3.5) положен принцип удаления частиц шлама в поле центробежных сил, когда раствор подается в циклон тангенциально с большой скоростью и приобретает вращательное движение.

Корпус гидроциклона состоит из короткой верхней цилиндрической части, к которой примыкает широким основанием нижняя часть, имеющая вид усеченного конуса. Раствор поступает через патрубок тангенциально в верхнюю часть корпуса и приобретает вращательное движение.

При этом возникают значительные центробежные силы, под действием которых более крупные частицы увлекаются к стенкам циклона и движутся по спиральной траектории вниз к патрубку для отвода песка. Более мелкие частицы и основная часть раствора движутся во внутреннем спиральном потоке, направленном вверх к патрубку для отвода раствора.

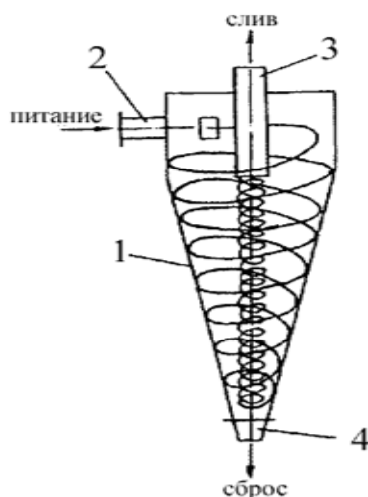


Рис. 3.5. Схема гидроциклона: 1 – конусообразный корпус; 2 – нагнетательная линия (входной патрубков); 3 – отвод для очищенного раствора (выходной патрубков); 4 – песковая насадка

Контроль за работой гидроциклонов производится по следующим параметрам:

- давлению на входе;
- плотности пульпы;
- способу истечения пульпы (рис. 3.6).

Давление на входе гидроциклона – основной технологический параметр, определяющий скорость движения раствора внутри гидроциклона, производительность аппарата и эффективность процесса разделения.

Оптимальная плотность пульпы и способ ее истечения достигается подбором диаметра песковых насадок.

При большом диаметре песковой насадки пульпа содержит много бурового раствора. Разгрузка происходит распылительным способом (в виде веера).

При малом диаметре песковой насадки пульпа разгружается струйным способом (в виде шнура). При этом частицы шлама не могут свободно проходить через песковую насадку и часть их возвращается в буровой раствор.

На рис. 3.6 изображено качество очистки бурового раствора гидроциклоном в зависимости от вида разгрузки – веером или шнуром. Вид разгрузки регулируется диаметром песковой насадки.

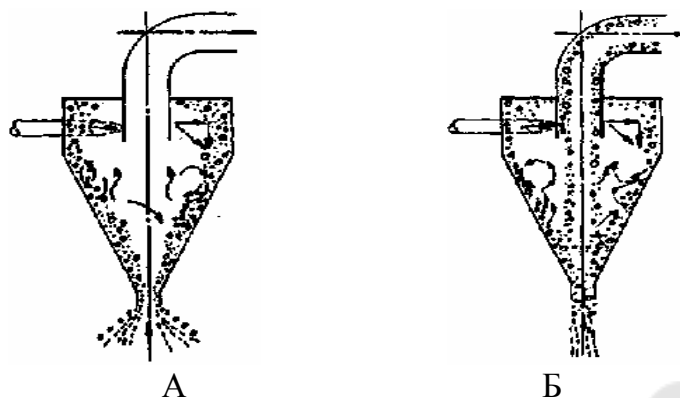


Рис. 3.6. Разгрузка гидроциклона веером А и шнуром Б

При увеличении вязкости бурового раствора ухудшаются качественные показатели гидроциклона, так как увеличивается сопротивление жидкости, оказываемое твердым частицам при движении в радиальном направлении от оси аппарата к периферии. С увеличением вязкости бурового раствора давление на входе гидроциклона также увеличивается.

*Пескоотделитель SR-2* состоит из двух 10-дюймовых (254 мм) гидроциклонов. Пропускная способность каждого гидроциклона пескоотделителя около 30 л/с. Диаметры применяемых песковых насадок 20–30 мм. Гидроциклоны пескоотделителя расположены вертикально.

*Илоотделитель* состоит из 16 четырехдюймовых гидроциклонов (101,6 мм) и кругового манифольда для поддержания одинакового давления.

Конуса и песковые насадки гидроциклона изготовлены из полиуретана. Максимальная пропускная способность одного гидроциклона илоотделителя – около 3 л/с.

*Центробежные иламовые насосы* входят в состав блока очистки и служат для подачи бурового раствора в гидроциклонные аппараты и создания необходимого рабочего давления в нагнетательных линиях песко- и илоотделителя.

*Центрифуга* (рис. 3.7) представляет собой сепаратор декантаторного типа. Декантаторная центрифуга – это машина для непрерывного осаждения взвешенных в жидкостях твердых фракций под действием центробежной силы в удлиненном вращающемся барабане. Центрифугу этого типа отличает от всех других тем, что она оснащена осевым шнековым конвейером для непрерывной выгрузки из ротора отделенных твердых фракций. Направление вращения конвейера – то же, что и у барабана, но его скорость несколько отличается с целью обеспечения эффекта «наворачивания».



Для безопасной эксплуатации центрифуга оборудована вибрационным выключателем и ограничителем крутящего момента.



Рис. 3.7. Центрифуга

Режим работы подбирается таким образом, чтобы выходящая из центрифуги твердая фаза (*кек*) имела минимальную влажность при условии беспрепятственной транспортировки и разгрузки из центрифуги.

Центрифуги появились в нефтяной промышленности в 50-х гг. прошлого века и на сегодняшний день являются наиболее дорогим механическим устройством.

## Глава 4. Буровые растворы

**Буровой раствор** (англ. *drilling fluid, drilling mud*) – сложная многокомпонентная дисперсная система (суспензия, эмульсия или аэрированная жидкость), применяемая для промывки скважин в процессе бурения, свойства которой выбираются в зависимости от данных геолого-технических условий.

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

Использование буровых растворов для бурения скважин предложено впервые в 1833 г. французским инженером Фловилем, который, наблюдая операцию канатного бурения, при которой аппарат бурения наткнулся на воду, заметил, что фонтанирующая вода очень эффективно удаляет буровой шлам из скважины. Он изобрел аппарат, в котором предполагалось закачивать воду под буровую штангу, откуда буровой шлам вымывался водой на поверхность между буровой штангой и стволом скважины. Принцип остался неизменным до сих пор. Буровые растворы появились как важный элемент в процессе строительства скважин еще в XIX в. Для заполнения и промывки скважин использовалась вода и получающийся естественным путем глинистый раствор. В последующем раствор стали специально готовить из глины, добываемой на поверхности.

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

Резко изменилось отношение к буровым растворам в середине 40-х гг. после того, как многими специалистами было установлено, что продуктивность вскрываемых нефтяных пластов в значительной степени зависит от качества применяемых глинистых растворов. Рост технологических показателей глубокого бурения на нефть и газ во многом зависит от организации технологии промывки скважин, состава применяемых буровых растворов и их технологических свойств.

Понятие «буровые растворы» охватывает широкий круг жидких, суспензионных, азрированных сред, имеющих различные составы и свойства. Термин «буровой раствор» стали применять вместо его синонимов – «глинистый раствор», «промывочный раствор», «промывочная жидкость».

С увеличением глубины скважины повышаются температура и давление, скважина вскрывает горизонты с различными по химической природе флюидами (газ, нефть, пластовая вода), минералогический состав пород также разнообразен, поэтому бурение все больше становится физико-химическим процессом. Этот процесс протекает в среде бурового и цементного растворов, пакерных, буферных и других специальных жидкостей.

Забуривание скважины осуществляется при наличии необходимого объема бурового раствора, называемого *рабочим*, приготовленным или завезенным для заполнения приемных, очистных и технологических емкостей на поверхности буровой. Наполняемость стандартных емкостей на поверхности в объеме 30 м<sup>3</sup> каждая.

Рабочим раствором для создания необходимой циркуляции при забуривании и бурении скважин является объем раствора в скважине плюс  $120 \text{ м}^3$  (при восстановлении скважин бурением боковых стволов – плюс  $60 \text{ м}^3$ ). Данный рабочий объем учитывается во всех технологических расчетах при промывке скважины.

Запасной объем бурового раствора состоит из рабочего и *дополнительного* (при объеме скважины более  $120 \text{ м}^3$ ) и должен быть обеспечен на скважине за 100 м до вскрытия продуктивного горизонта.

Эксплуатационные нормы расхода реагентов и материалов рассчитываются с учетом рабочего объема при первичных и последующих обработках бурового раствора.

#### **4.1. Технологические функции бурового раствора**

Под *технологическими функциями (свойствами) буровых растворов* следует понимать их влияние на буримость горных пород, фильтрационные процессы, очистку ствола и забоя скважины, устойчивость стенок ствола, сложенными неустойчивыми породами, снижение сопротивлений движению бурильного инструмента при его контакте с фильтрационной коркой и стенками скважины, раскрытие и освоение коллекторов, содержащих нефть и газ.

Буровой раствор в процессе бурения осуществляет ряд функций, которые тем разнообразнее, чем сложнее процесс бурения: глубже скважина, неустойчивее ее стенки, выше давление газа и нефти в разбуриваемых горизонтах.

Процесс бурения представляет собой совокупность различных операций, определяющих технологию проходки скважины, поэтому функции называются технологическими. Они подразделяются на четыре группы: гидродинамические, гидростатические, коркообразовательные и физико-химические.

*Гидродинамические функции осуществляются потоком раствора в скважине. К ним относятся:*

- **Вынос выбуренной породы (шлама) из скважины.** Важнейшей функцией бурового раствора является удаление частиц выбуренной и обвалившейся породы из скважины на поверхность. Если их своевременно не удалить, бурение прекратится. Даже небольшое количество частиц выбуренной породы, оставшееся на забое, снижает скорость бурения. Это объясняется тем, что энергия долота затрачивается не только на разрушение породы, но и на дополнительное измельчение уже выбуренных частиц породы.

Значительную опасность представляет накопление выбуренной породы в затрубном пространстве, куда она доставляется потоком бурового раствора с забоя. Просвет между бурильными трубами и стенками скважины при этом уменьшается, что может привести к прихвату (заклиниванию) труб.

Буровой раствор прокачивают через скважину по бурильным трубам, а от выбуренной породы раствор очищают на поверхности с помощью очистной системы. Буровой раствор вместе с частицами шлама движется вверх между бурильными трубами и стенками скважины. Жидкость движется вверх, а частицы породы под действием силы тяжести – вниз. Поэтому полное удаление частиц обеспечивается при условии, если скорость падения частиц будет значительно ниже скорости подъема бурового раствора.

На вынос частиц существенно влияет способ бурения скважины. При роторном способе вращается вся колонна труб, ее вращение передается буровому раствору, который в этом случае поднимается по спирали. Поэтому при роторном бурении полнота очистки раствора выше, чем при турбинном.

Качество очистки скважины от шлама (скорость и степень) зависит от скорости восходящего потока, которая определяется производительностью насосов. На эффективность выноса породы влияет плотность, вязкость и динамическое напряжение сдвига бурового раствора. Для удаления частиц породы необходимо, чтобы скорость восходящего потока была выше скорости их осаждения.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают вязкость бурового раствора или его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтителен второй метод.

Обязательное требование к процессу промывки скважин – выполнение функции транспортировки шлама на дневную поверхность. Чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем более интенсивно осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно, изменяя подачу насосов, плотность и вязкость бурового раствора.

Для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора.

• **Размыв породы на забое скважины.** Это одна из основных функций раствора, способствующая достижению максимальной ско-

рости бурения за счет эффективной очистки забоя от выбуренной породы.

Прочность разбуриваемых пород меняется в широких пределах. Существуют очень твердые и очень мягкие породы. При разбурировании мягких пород (например, глин) применяют специальные «гидромониторные» долота, снабженные насадками, с помощью которых создается мощная струя бурового раствора. Ее удар вызывает дополнительное разрушение породы, увеличивая скорость бурения скважины. Это мероприятие получило название «гидромониторный эффект».

Наилучшие условия разрушения создаются при минимальной разнице гидростатического и порового давлений в разбуриваемых породах. Механическая скорость бурения повышается при обработке раствора поверхностно-активными веществами (ПАВ), понижающими поверхностное натяжение на границе двух сред. Существенное влияние оказывает величина мгновенной фильтрации раствора, чем она больше, тем выше механическая скорость.

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

- **Перенос энергии от насосов к забойным двигателям (турбобурам).** При прокачке бурового раствора насосами затрачивается определенная энергия – электрическая или тепловая. Эта энергия в основном превращается в кинетическую энергию потока бурового раствора. Часть энергии затрачивается на вращение лопаток турбобура, в свою очередь вращающего породоразрушающий инструмент-долото.

- **Охлаждение долота в процессе бурения.** В процессе бурения между долотом и разрушаемой породой, а также между вращающимся бурильным инструментом и стенками скважины возникают значительные силы трения. Благодаря присутствию бурового раствора коэффициент трения значительно уменьшается, а теплота, образующаяся вследствие трения, рассеивается потоком жидкости. Кроме того, на стенках скважины образуется скользкая корка, которая уменьшает силы трения труб при вращении и спуско-подъемных операциях (СПО). Существенно понижают коэффициент трения смазывающие добавки. Охлаждение долота, бурильных труб, гидравлического оборудования способствует увеличению их долговечности и поэтому является также важной функцией промывки. Известно, что охлаждение

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

*Гидростатические функции* осуществляются покоящимся буровым раствором (например, при СПО). К этой группе функций относятся:

• **Создание гидростатического равновесия в системе *ствол скважины – пласт*.** Буровой раствор, находящийся в стволе скважины, оказывает на ее стенки давление, обусловленное силой тяжести. Это давление называется *гидростатическим*.

Жидкости или газы, находящиеся в природных коллекторах, также давят на стенки скважины только со стороны пласта. Так как стенки скважины пористые, обе жидкости соприкасаются друг с другом, поэтому пласт и скважина представляют собой сообщающиеся сосуды.

Если гидростатическое давление бурового раствора будет больше пластового давления, то раствор будет перемещаться в пласт (*поглощение бурового раствора*) и наоборот. Такое перемещение нарушает нормальное бурение скважины.

При быстром перемещении целостность стенок скважины нарушается, что вызывает их обвал. Вытеснение бурового раствора из ствола скважины нарушает равновесие в сообщающихся сосудах. Возникают выбросы нефти, газа и пластовой воды из скважины, часто переходящие в фонтаны (*нефте-газо-водо-проявление*).

Попадание в буровой раствор небольших количеств газа, нефти, пластовой воды ухудшает его качество. В результате раствор не выполняет своих технологических функций.

Таким образом, цель создания *гидростатического равновесия* в системе *скважина–пласт* заключается в предотвращении перетока жидкости и газа из пласта в скважину и бурового раствора из скважины в пласт.

*Гидродинамическое давление* – это давление столба флюида равное произведению средней плотности флюида на его высоту.

Увеличение давления с увеличением глубины происходит каждые 10 м на  $1 \text{ кгс/см}^2$  (1 атм) или 0,1 МПа. В этом случае расчет  $P_{\text{гидрост}}$  ( $\text{кгс/см}^2$  или МПа) представляется следующей формулой:

$$P = \rho q H = \rho \cdot 0,0098 H = 0,1 H. \quad (4.1)$$

Поэтому на глубине 1000 м давление столба воды будет равно  $100 \text{ кгс/см}^2$  (10 МПа), на глубине 4000 м –  $400 \text{ кгс/см}^2$  (40 МПа) и т. д.

Давление, создаваемое всесторонним сжатием горных пород, называется *пластовым* (или поровым). Величина пластового давления находится в прямой зависимости с глубиной залегания пласта. Нормальное  $P_{\text{пл}} = P_{\text{гидрост}}$  столба пресной воды с плотностью  $1 \text{ кгс/см}^2$ . Отклонения от данного условия характеризуют аномальное пластовое давление.

Давление бывает нормальным для данной глубины, а может быть аномально высоким (АВПД), т. е. значительно выше гидростатического. Поэтому в том и другом случае плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы давление столба раствора было несколько выше пластового давления и препятствовало перетоку жидкости или газа из пласта в скважину, как при бурении, так и во время СПО. Требуемая величина плотности бурового раствора, в зависимости от пластового давления и глубины залегания пласта, четко регламентируется в проектной документации.

Величина плотности бурового раствора ( $\rho$ ,  $\text{кг/м}^3$ ), обеспечивающая равенство гидростатического давления в стволе скважины и в пласте, определяется из формулы

$$\rho = \frac{P_{\text{пл}} k}{gH}, \quad (4.2)$$

где  $k$  – коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым.

Для скважин глубиной до 2500 м  $k = 1,05\text{--}1,10$ .

Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора.

• **Удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции бурового раствора.** Скорость осаждения частиц в неподвижном растворе зависит от их размеров и форм, разницы плотностей раствора и частицы, вязкости раствора и особенно его тиксотропных (структурных) свойств.

В тиксотропных растворах при прекращении циркуляции образуется достаточно прочная структура, которая препятствует осаждению частиц. Статическое напряжение сдвига буровых растворов меняется в широких пределах, и в большинстве систем растворов легко по-

лучить структуру такой величины, при которой частица любой плотности остается во взвешенном состоянии.

- **Создание гидростатического давления на стенки скважины, сложенные слабосцементированными или пластичными породами.** Плотность также является одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины. С ее увеличением интенсивность осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений – поглощения бурового раствора. Поэтому на практике для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость бурового раствора с целью уменьшения проникновения фильтрата бурового раствора в поры породы за счет фильтрации, осмоса и др.

- **Уменьшение нагрузки на талевую систему.** Нагрузка на талевую систему (систему канатов, удерживающих колонну бурильных или обсадных труб в скважине) создается весом колонны. Чем глубже скважина, тем длиннее колонна, тем больше эта нагрузка. Уменьшение веса колонны за счет гидростатической потери веса играет значительную роль в снижении износа подъемных сооружений буровой.

*Функции, связанные с процессом коркообразования.* Буровой раствор, представляющий собой тонкую взвесь коллоидных частиц (твердой фазы) в жидкой среде, в процессе движения в пласт образует на его поверхности и в порах фильтрационную корку, препятствующую или замедляющую дальнейшее поступление раствора. Этот процесс разделения жидкой и твердой фаз, в результате чего происходит *кольматация* (закупоривание) стенок скважины, называется *фильтрацией*. К этой группе функций относятся:

- **Уменьшение проницаемости пористых стенок скважины.** Буровой раствор должен обладать закупоривающими свойствами. Это достигается введением измельченных веществ – наполнителей. Отлагаясь в сужениях трещин, частицы наполнителя создают каркас, на котором осаждается твердая фаза, формируя изоляционные тампоны. Постепенно такие тампоны смыкаются, образуя в поглощающем пласте вокруг скважины водонепроницаемую завесу. Частицы наполнителя должны равномерно распределяться в жидкости, поэтому необходимо, чтобы жидкость обладала определенной структурой, препятствующей осаждению наполнителя. Размеры частиц наполнителя и его концентрация не должны существенно ухудшать работу буровых насосов.



• **Сохранение или усиление связности слабосцементированных пород.** В верхней части разреза корка консолидирует несцементированные пески и обеспечивает их устойчивость. Одновременно корка фактически разобщает скважину и проницаемые пласты. Однако при большой величине водоотдачи на стенке скважины образуется толстая фильтрационная корка, что отрицательно влияет на состояние скважины. Во-первых, велика вероятность дифференциального прихвата; во-вторых, на толстую и рыхлую корку, как правило, прилипает шлам, происходит сужение ствола скважины с последующими осложнениями (затяжки, прихваты бурового инструмента при подъеме). Одновременно при большой величине фильтрации в продуктивный пласт поступает большое количество фильтрата на большую глубину. Это приводит к существенному снижению проницаемости пласта при последующей эксплуатации скважины, поэтому величина фильтрации должна быть как можно меньше. Поэтому жесткое регламентирование этого показателя в программах и проектах вполне обосновано. Наиболее эффективными системами для предупреждения указанных осложнений являются полимерные растворы с низким содержанием твердой фазы.

• **Уменьшение трения бурильных и обсадных труб о стенки скважин.** Буровой раствор должен обладать смазывающей способностью. Смазывая поверхность труб, опоры долота, гидравлическое оборудование, раствор способствует уменьшению энергетических затрат на бурение, сокращению аварий с бурильными колоннами, что особенно важно при роторном бурении. Поэтому желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании этих добавок заметно снижается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа. Следовательно, содержание смазочных добавок в буровом растворе должно быть также оптимальным.

*Физико-химические функции* заключаются в добавлениях к буровому раствору специальных химических реагентов в процессе бурения скважины, которые принято называть химической обработкой. К этим функциям относятся:

• **Сохранение связности пород, образующих стенки скважины.** Осыпи и обвалы неустойчивых глин являются основными видами осложнений, возникающих при бурении. Многие скважины не были пробурены до проектных глубин из-за этих осложнений. Роль буровых растворов в этих условиях трудно переоценить, все зависит от состава и свойств бурового раствора.

• **Предохранение бурового оборудования от коррозии и абразивного износа.** Установлено, что коррозия является главной причиной повреждения бурильных колонн. К сожалению, в отечественной практике при бурении практически не уделяется внимание коррозии. В мировой практике за коррозией бурильных труб следят при помощи стальных колец, установленных в специальных проточках в муфте бурильного замка. Через определенное время воздействия бурового раствора определяют снижение массы этих колец. Часто выявление вида коррозионного воздействия оказывается более важным, чем контроль потери веса колец.

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

• **Сохранение проницаемости продуктивных горизонтов при их вскрытии.** Эта функция бурового раствора важна при бурении скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. В таких скважинах обязательно проводятся исследования по оценке запасов и возможных дебитов скважин. Часть скважин может впоследствии использоваться в качестве эксплуатационных. Так как в процессе фильтрации бурового раствора на поверхности горных пород и в устьевых частях пор и трещин откладывается корка из частиц твердой фазы, продуктивность пласта в прискважинной зоне уменьшается. Это приводит к снижению дебита скважин, искажению подсчетов запасов, неправильной оценке проницаемости горных пород. Причем уменьшение проницаемости прискважинной зоны может оказаться необратимым. Во избежание отрицательного воздействия жидкости на продуктивный пласт корка должна легко разрушаться, а твердые частицы вымываться из каналов фильтрации.

Кроме того, снижение проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта возможно вследствие действия фильтрата бурового раствора на глинистый цемент пород коллекторов. Для предотвращения возможных осложнений необходимо использовать буровой раствор, не отфильтровывающий дисперсионную среду в горные породы, слагающие стенки скважины. Это достигается подбором вида твердой фазы бурового раствора и введением специальных компонентов.

Загрязнение продуктивных пластов при бурении – это реальный процесс, в результате которого частично обратимо, а частично необратимо, но существенно снижается проницаемость пластов. Иногда про-

исходит полная закупорка пласта, и вызвать приток удастся только с помощью специальных методов интенсификации. Мировой наукой и практикой установлено, что все компоненты бурового раствора (твердые и жидкие) активно взаимодействуют с продуктивным пластом.

- **Сохранение необходимых характеристик бурового раствора в процессе бурения скважины.** В процессе бурения раствор как можно более длительное время должен сохранять предусмотренные проектом технологические свойства. В противном случае он перестанет выполнять необходимые функции, что может привести, с одной стороны, к возникновению осложнений и аварий, а с другой, к необходимости дополнительной его обработки химическими реагентами, что вызывает увеличение стоимости буровых работ.

- **Улучшение буримости твердых пород.** Облегчение процесса разрушения горных пород на забое может быть осуществлено за счет понижения их твердости. Сущность процесса понижения твердости горных пород заключается в следующем. Горные породы не однородны по прочности, имеют более слабые места в кристаллической решетке, а также микротрещины, пронизывающие кристаллы и расположенные по их границам. Жидкость как внешняя среда активно участвует в процессе механического разрушения горных пород, проникая в глубину деформируемого тела – в зону предразрушения, представляющую собой деформированные слои с повышенной трещиноватостью. Активность жидкости может быть значительно повышена небольшими добавками к ней специальных веществ, получивших название *понижителей твердости*. Воздействие этих веществ на процесс разрушения горных пород основано на усилении физико-химического взаимодействия дисперсионной среды с развивающимися в процессе механического разрушения новыми поверхностями горной породы. Дисперсионная среда бурового раствора с добавленными понижителями твердости, проникая в зону предразрушения и распределяясь по микротрещинам, образует на поверхностях горных пород адсорбционные пленки (сольватные слои). Эти пленки производят расклинивающее действие в зонах, расположенных вблизи поверхности обнажаемых горных пород, вследствие чего создаются лучшие условия их разрушения. Чем сильнее при этом связь смачивающей жидкости с поверхностью тела, тем сильнее расклинивающее действие адсорбционно-сольватных слоев.

В качестве основных понижителей твердости пород используются кальцинированная сода, едкий натр, известь и различные мыла.

Добавление определенных веществ в буровой раствор может привести к адсорбции их в микротрещинах породы и они расширяются и распространяются вглубь породы. Тем самым прочность породы уменьшается. Скорость бурения возрастает. Это явление получило название «*эффекта Ребиндера*».

К прочим функциям бурового раствора относятся:

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

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

- **Сохранение теплового режима многолетнемерзлых пород.**

*Требования, предъявляемые к буровым растворам:*

- **Экологическая чистота.** При бурении наклонно-направленных скважин буровой раствор может попадать в водоносные горизонты, в русло рек и разливаться по поверхности в прирусловой зоне. По этой причине (несмотря на мероприятия по предупреждению этих явлений) раствор не должен оказывать губительное влияние на окружающую среду – должен быть экологически безопасным.

Для этой цели буровой раствор должен изготавливаться из нетоксичных материалов, не способных создавать ядовитые соединения. Токсичность материалов и их соединений должна контролироваться на этапе проектирования.

- **Экономическая эффективность.** При условии выполнения буровым раствором всех вышеперечисленных функций он должен иметь минимально возможную стоимость. Это обеспечивается оптимальным подбором рецептуры приготовления бурового раствора и применением наиболее дешевых материалов для его производства (без ущерба качеству).

Таким образом, оптимальный процесс промывки скважин обеспечивается правильным сочетанием вида бурового раствора, режима

промывки (подачи насоса) и организационных мер по поддержанию и регулированию свойств раствора в процессе бурения. Только такое сочетание позволит эффективно реализовать технологические функции процесса промывки.

В зависимости от геологического разреза и физико-механических свойств горных пород конкретного района работ одни функции бурового раствора являются главными, другие – второстепенными. Необходимый комплекс функций процесса промывки предъявляет к промывочному агенту требования, для удовлетворения которых он должен иметь определенные свойства. Эти свойства обуславливают тип бурового раствора.

#### 4.2. Коллоидно-химические свойства дисперсных систем

Буровые растворы представляют собой физико-химические системы, состоящие из двух или более фаз.

Однофазные системы из двух или более веществ, не имеющие между компонентами поверхности раздела, называются *гомогенными* (истинные растворы). Системы, между фазами которых существуют реальные поверхности раздела, называются *гетерогенными*. К ним относятся буровые и тампонажные растворы.

**Дисперсной фазой** дисперсионной системы называется вещество, мелко раздробленное и равномерно распределенное в другом веществе, получившем название *дисперсионной среды*. И фаза, и среда могут быть твердыми, жидкими и газообразными. Буровые и тампонажные растворы относятся к *полидисперсным* системам, т. е. имеющим частицы дисперсной фазы различных размеров.

Степень дисперсности частиц характеризуется **дисперсностью**,  $D$  – величиной, обратной поперечному размеру частицы,  $d$  ( $\text{см}^{-1}$ ). Чем выше дисперсность, тем больше общая поверхность раздела фаз.

По степени дисперсности системы делятся на высокодисперсные (коллоидные) и грубодисперсные. Размер коллоидных частиц находится в пределах  $1 \times 10^{-5} - 1 \times 10^{-8}$  см (1–0,001 мкм).

**Дзета-потенциал. Двойной электрический слой.** В дисперсных системах на поверхности частиц (на границе раздела *частица – дисперсионная среда*) возникает двойной электрический слой, представляющий собой слой ионов, образующийся на поверхности частицы в результате адсорбции ионов из раствора или диссоциации по-

верхностных соединений (рис. 4.1). Поверхность частицы приобретает слой ионов определенного знака, равномерно распределенный по поверхности и создающий на ней поверхностный заряд. Эти ионы называют *потенциалопределяющими*. К поверхности частицы из жидкой среды притягиваются ионы противоположного знака, их называют *противоионами*.

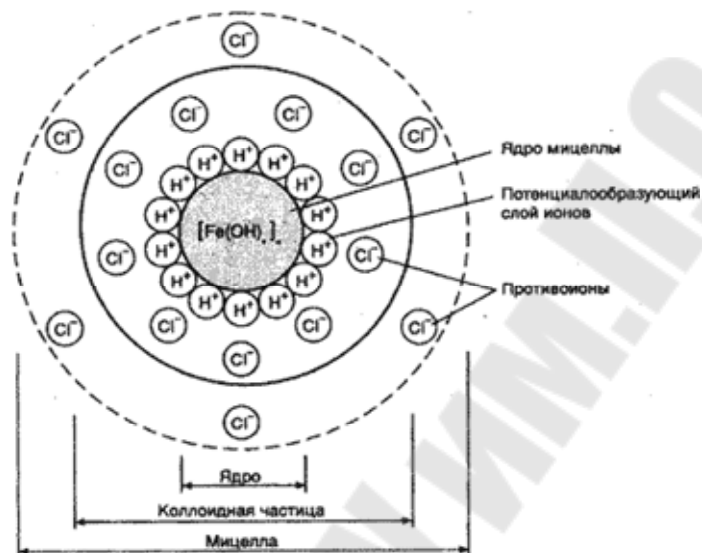


Рис. 4.1. Строение коллоидной мицеллы

Таким образом, двойной электрический слой состоит из потенциалопределяющих ионов и слоя противоионов, расположенных в дисперсионной среде. Слой противоионов состоит из двух слоев:

- **Адсорбционный слой** (плотный слой), примыкающий непосредственно к межфазной поверхности. Данный слой формируется в результате электростатического взаимодействия с потенциалопределяющими ионами и специфической адсорбции.

- **Диффузный слой**, в котором находятся противоионы. Эти противоионы притягиваются к частице за счет электростатических сил. Толщина диффузного слоя зависит от свойств системы и может достигать больших значений.

При движении частицы двойной электрический слой разрывается. Место разрыва при перемещении твердой и жидкой фаз друг относительно друга называется плоскостью скольжения. Плоскость скольжения лежит на границе между диффузными и адсорбционными слоями, либо в диффузном слое вблизи этой границы. Потенциал на плоскости скольжения называют электрокинетическим или дзета-потенциалом ( $\zeta$ -потенциал).

**Дзета-потенциал** – это разность потенциалов дисперсионной среды и неподвижного слоя жидкости, окружающего частицу.

Из грубодисперсных систем в качестве бурового раствора применяют суспензии, эмульсии и аэрированные жидкости.

**Суспензии** – мутные жидкости с находящимися в них во взвешенном состоянии частицами твердого вещества. Эти частицы под влиянием силы тяжести оседают, т. е. *седиментируют*.

**Эмульсии** – многофазные жидкие системы, в которых в одной жидкости находятся во взвешенном состоянии мельчайшие капельки другой жидкости. Эти системы неустойчивые. Эмульсии могут существовать только при наличии *ПАВ* – *поверхностно-активных веществ (эмульгаторов)*. Они разрушаются в результате процесса *коалесценции*, т. е. укрупнения частиц дисперсной фазы при слиянии между собой.

**Аэрированной жидкостью** называют многофазную систему, содержащую дисперсную фазу в виде пузырьков воздуха. Если воздух играет роль среды, то такие жидкости называются *пенами*.

Из всех дисперсных систем наиболее полно отвечают требованиям, предъявляемым к буровым растворам, *коллоидные системы*. Своеобразие физико-химических свойств коллоидных растворов определяется их развитой поверхностью раздела на *границе твердая фаза – дисперсионная среда*.

По молекулярно-кинетической теории внутреннее сцепление тел обусловлено силами взаимодействия молекул. Внутри тела (жидкости) эти силы уравновешены. Силы притяжения молекул, расположенных на поверхности раздела двух фаз, не уравновешены. В результате избытка сил притяжения со стороны жидкости молекулы с границы раздела стремятся втянуться внутрь, поэтому поверхность раздела стремится к уменьшению. В связи с этим поверхностные молекулы на разделе фаз обладают некоторой некомпенсированной избыточной энергией, называемой *поверхностной*. **Поверхностное натяжение** можно представить как работу образования  $1 \text{ м}^2$  поверхности ( $\text{Дж/м}^2$ ). Таким образом, **ПАВ** – это вещества, **понижающие поверхностное натяжение**.

Большое значение в характеристике дисперсных систем имеет явление *смачиваемости*. Смачивание жидкостью твердого тела можно рассматривать как результат действия сил поверхностного натяжения. Она характеризуется величиной краевого угла  $\Theta$  (рис. 4.2). Если он острый – поверхность гидрофильная, тупой – гидрофобная.

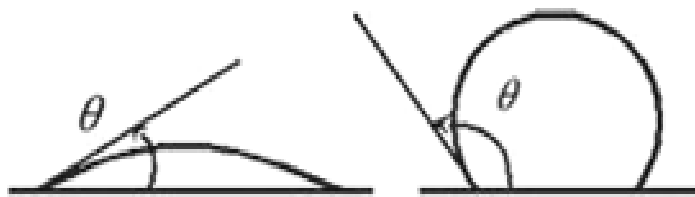


Рис. 4.2. Гидрофильная и гидрофобная поверхности

Если дисперсионной средой является вода, то системы называются *гидрофильными*, если масло – *гидрофобными*. Первые относительно устойчивы, т. е. стабильны во времени, а вторые характеризуются слабым молекулярным взаимодействием, поэтому не стабильны.

Различают *кинетическую* (седиментационную) и *агрегативную* устойчивости. Кинетическая обеспечивается седиментацией и броуновским движением, а агрегативная определяет способность частиц дисперсной фазы не слипаться. По агрегативному состоянию и механическим свойствам различают свободно-дисперсные (или бесструктурные) и связно-дисперсные (структурированные) системы. Первые отличаются подвижностью и не оказывают сопротивления сдвигу. Связнодисперсная система получила название «гель» и отличается наличием сплошной пространственной структуры. Она обладает вязкостью, пластичностью, прочностью, упругостью и т. п.

Пространственная структура геля при механическом воздействии разрушается. Гель превращается в «золь» (жидкую дисперсную систему). В состоянии покоя структура восстанавливается. Процесс, связанный с созданием и разрушением пространственной структуры, получил название *тиксотропии*. Тиксотропность – одна из важнейших характеристик буровых растворов.

Процессы, вызывающие потерю устойчивости дисперсных систем, – седиментация, коагуляция и коалиценция (рис. 4.3).

**Седиментация** (осаждение) – оседание частиц дисперсной фазы в жидкости или газе под действием гравитационного поля или центробежных сил.

Скорость седиментации зависит от массы, размера, формы и плотности вещества частицы, вязкости и плотности среды, а также от ускорения, силы тяжести и действующих на частицы центробежных сил.

**Коагуляция** – укрупнение (слипание, слияние) частиц дисперсной фазы под действием молекулярных сил сцепления или сил тяжести.



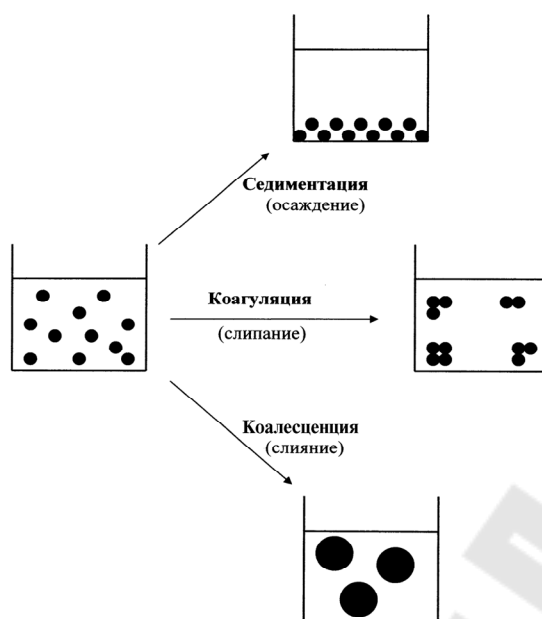


Рис. 4.3. Процессы, вызывающие потерю устойчивости дисперсных систем

**Коалесценция** (от лат. *coalesco* – *срастаюсь, соединяюсь*) – слияние частиц (например, капель или пузырей) внутри подвижной среды (жидкости, газа).

Коалесценция сопровождается укрупнением капель (пузырей) и обусловлена действием сил межмолекулярного притяжения. Это самопроизвольный процесс (сопровождается уменьшением свободной энергии системы).

**Флокуляция** – слипание гидрофобных минеральных частиц в хлопья. Гидрофобная коагуляция характеризуется полным расслоением дисперсной системы на жидкую и твердую фазы.

Дисперсность скоагулированной коллоидной системы можно восстановить, добавляя *пептизаторы*.

**Пептизация** – распад агрегатов (комков, хлопьев, сгустков), образованных скоплением слипшихся коллоидных частиц, на агрегаты меньших размеров или отдельные первичные частицы. Пептизация, или самопроизвольная дезагрегация, – процесс обратной коагуляции.

Пептизация – часто нежелательный процесс, например, при взаимодействии бурового раствора с глинистыми породами.

**Структурообразование** – это способность коллоидных частиц в неподвижном растворе слипаться по краям и образовывать сотообразную структуру, заполняющую весь объем раствора.

**Диспергирование** – способ приготовления дисперсных систем.

### 4.3. Реологические свойства дисперсных систем

Все жидкости (дисперсные системы) обладают способностью течь. Наука о деформации и течении тел называется *реологией*, а свойства тел, связанные с течением и деформацией, – *реологическими*.

В широком смысле реология представляет раздел физики, изучающий деформацию тел, включая их текучесть. Практически же реология изучает лишь те материалы, которые по своему поведению занимают промежуточное положение между твердыми и жидкими телами; следовательно, реология – это раздел механики деформируемых тел, находящийся на стыке между теориями пластичности и упругости, с одной стороны, и механики жидкости – с другой. Реология описывает «поведение» некоторых веществ с очень сложными свойствами. К таким веществам относятся суспензии, эмульсии, полимеры, бетон, керамические материалы и др.

Бурение скважины и технология ее проводки очень часто зависят не только от физико-химических процессов, возникающих между буровым раствором и проходимыми породами, но и реологических характеристик бурового раствора. Именно от последних показателей зависит степень очистки долота и скважины.

Несоответствие реологических характеристик требованиям бурения приводит к уменьшению технологической скорости, прихватам бурового инструмента, кавернообразованию, потере циркуляции раствора, нефтегазопроявлениям и другим осложнениям.

В реальной жидкости вследствие взаимного притяжения и теплового движения молекул имеет место внутреннее трение, или вязкость. Рассмотрим это явление на следующем опыте (рис. 4.4).

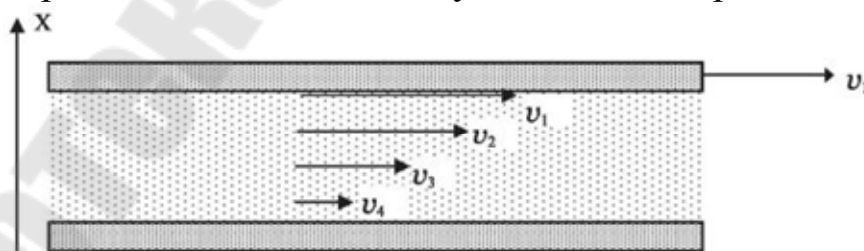


Рис. 4.4. Течение вязкой жидкости между пластинами

Поместим слой жидкости между двумя параллельными твердыми пластинами. «Нижняя» пластина закреплена. Если двигать «верхнюю» пластину с постоянной скоростью  $v_1$ , то с такой же скоростью будет двигаться самый «верхний» 1-й слой жидкости, который счита-

ем «прилипшим» к верхней пластине. Этот слой влияет на нижележащий непосредственно под ним 2-й слой, заставляя его двигаться со скоростью  $v_2$ , причем  $v_2 < v_1$ . Каждый слой (выделим  $n$  слоев) передает движение нижележащему слою с меньшей скоростью. Слои, непосредственно «прилипший» к «нижней» пластине, остается неподвижным.

Слои взаимодействуют друг с другом:  $n$ -й слой ускоряет  $(n + 1)$ -й слой, но замедляет  $(n - 1)$ -й слой. Таким образом, наблюдается изменение скорости течения жидкости в направлении, перпендикулярном поверхности слоя (ось  $x$ ). Такое изменение характеризуют производной  $dv/dx$ , которую называют *градиентом скорости*.

**Силы, действующие между слоями и направленные по касательной к поверхности слоев, называются силами внутреннего трения или вязкости.** Эти силы пропорциональны площади взаимодействующих слоев  $S$  и градиенту скорости.

Обычно измеряют динамическую ( $\mu$  – *mu*), пластическую ( $\eta$  – *eta*) и условную ( $T$ ) вязкости. Динамическая вязкость определяется для растворов, не образующих структуры (пресная и соленая вода), пластическая – для вязкопластичных (структурированных) жидкостей (глинистые и другие буровые растворы), условная вязкость – для любых растворов, главным образом в полевых условиях.

**Условная вязкость ( $T$ )** – это время истечения известного объема жидкости из стандартного капилляра (вискозиметра), которая выражается в единицах времени (секундах).

Поведение бурового раствора обусловлено режимом его течения. Известны два режима течения: ламинарный режим, который преобладает при низких скоростях течения (зависимость давление–скорость определяется вязкостными свойствами жидкости), и турбулентный режим, который преобладает при высоких скоростях и зависит от инерционных свойств жидкости (вязкость на него влияет лишь косвенно).

Буровые растворы описываются следующими реологическими моделями:

– модель вязкой жидкости (ньютоновская жидкость):

$$\tau = \eta \dot{\gamma}; \quad (4.3)$$

– модель вязкопластичной жидкости (Шведова–Бингама):

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}; \quad (4.4)$$

– модель псевдопластичной жидкости (Оствальда-де Ваале):

$$\tau = K\dot{\gamma}^n, \quad (4.5)$$

где  $\tau$  (*tau*) – напряжение сдвига;  $\tau_0$  – напряжение сдвига, при котором начинается течение;  $K$  – показатель консистенции;  $\dot{\gamma}$  (*gamma*) – скорость сдвига;  $\eta$  (*eta*) – пластическая вязкость;  $n$  – показатель нелинейности (псевдопластичности), характеризующий степень отклонения реологического поведения жидкости от ньютоновской.

**Ламинарное течение.** Ламинарное течение в круглой трубе можно наглядно представить в виде скольжения одного очень тонкого цилиндра внутри другого (рис. 4.5). Скорость цилиндров возрастает от нуля у стенки трубы до максимума на ее оси. **Отношение разности в скоростях соседних слоев  $\Delta v$  к расстоянию между ними  $\Delta r$  (или скорость, с которой один слой раствора движется относительно соседнего слоя), называется скоростью сдвига  $\dot{\gamma}$ :**

$$\dot{\gamma} = \frac{\Delta v}{\Delta r}. \quad (4.6)$$

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

$$F = \mu S \dot{\gamma}, \quad (4.7)$$

где  $F$  – сила трения между двумя соседними слоями жидкости;  $\mu$  – динамическая вязкость, зависящая от природы жидкости;  $S$  – площадь соприкосновения слоев;  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига.

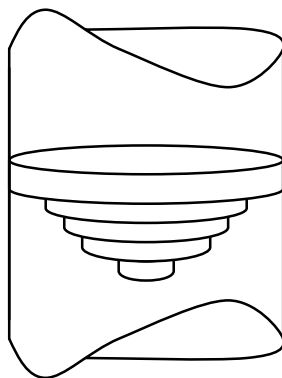


Рис. 4.5. Схематичное изображение ламинарного течения жидкости в трубе

Реограмма (график зависимости  $\tau = f(\gamma)$  ньютоновских (вязких) жидкостей) представляет собой прямую линию, проходящую через начало координат (рис. 4.6).

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

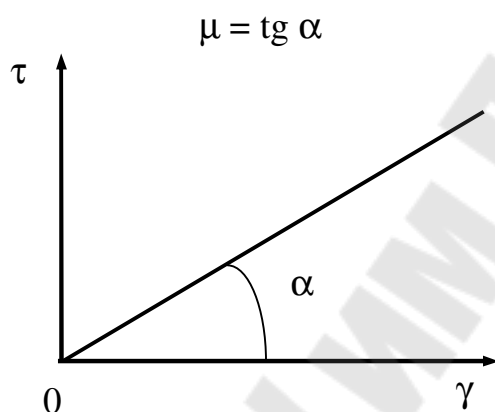


Рис. 4.6. График зависимости напряжения сдвига ( $\tau$ ) от скорости сдвига ( $\gamma$ ) ньютоновских жидкостей

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

Течение суспензий, к которым относятся буровые растворы, содержащие в больших количествах частицы, более крупные, чем молекулы, не подчиняется законам Ньютона. Различают два типа *неньютоновских буровых растворов*: *псевдопластичные (ППЖ)* и *вязкопластичные (ВПЖ)*. Реограмма псевдопластичной жидкости проходит через начало координат и обращена выпуклостью к оси касательных напряжений сдвига (рис. 4.7). Отношение  $\tau/\gamma$  такой жидкости при увеличении скорости сдвига уменьшается.

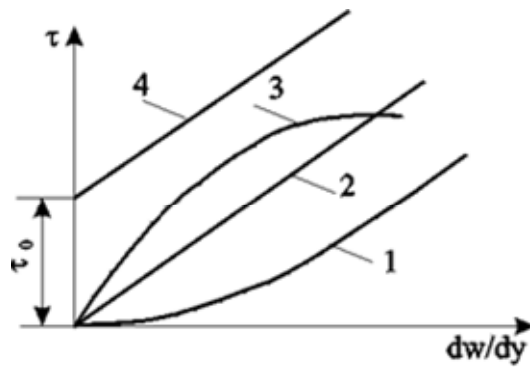


Рис. 4.7. Реограммы жидкостей:  
 1 – дилатантной ( $n < 1$ ); 2 – ньютоновской ( $n = 1$ );  
 3 – псевдопластичной ( $n > 1$ ); 4 – вязкопластичной

К *дилатантным* жидкостям относятся суспензии с большим содержанием твердой фазы. В таких жидкостях, находящихся в состоянии покоя, жидкость удерживается в прослойках между частицами. При небольших скоростях деформации она служит смазкой.

Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига неньютоновских жидкостей определяется их составом. Глинистые буровые растворы со значительной долей твердой фазы ведут себя приблизительно в соответствии с теорией пластичного течения Бингама. Согласно этой теории, для того чтобы началось течение бингамовской жидкости, к ней должно быть приложено некоторое конечное усилие; при более высоких значениях приложенных усилий она будет течь как ньютоновская жидкость.

Реограмма ВПЖ (рис. 4.8) не проходит через начало координат, а начинается от точки на оси касательных напряжений сдвига и имеет прямолинейный участок.

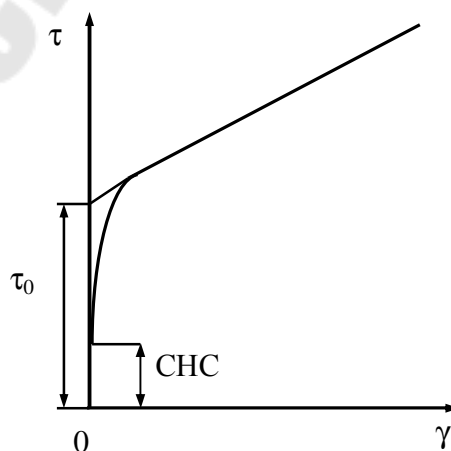


Рис. 4.8. Реограмма вязкопластичных жидкостей

Для некоторых жидкостей при определенной скорости сдвига вязкость будет меняться, и если построить график в системе координат «напряжение сдвига – скорость сдвига», то можно увидеть картину, представленную на рис. 4.9, характеризующую тиксотропное поведение жидкости.

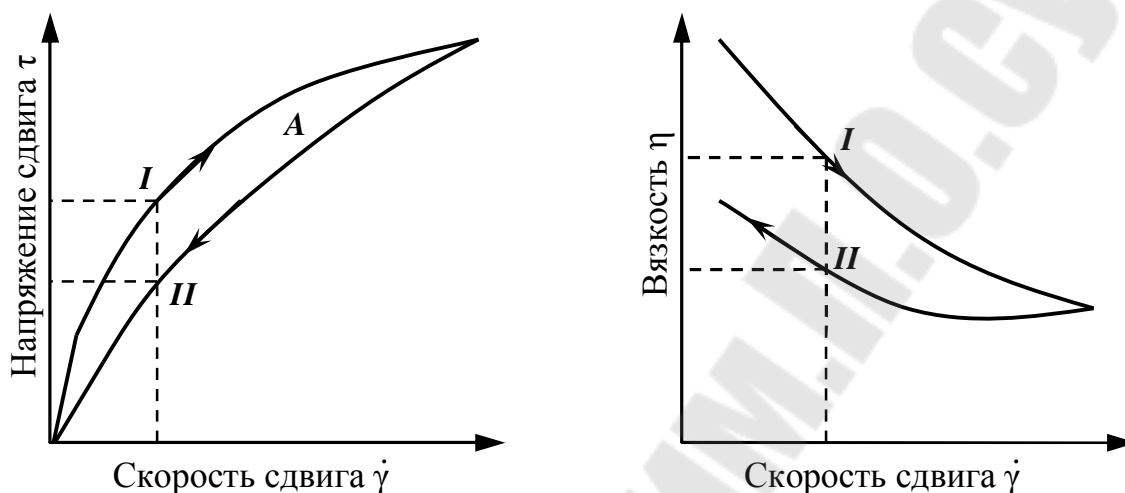


Рис. 4.9. Кривые вязкости и пластичности, описывающие явление тиксотропии

**Турбулентное течение.** В качестве примера перехода от ламинарного течения к турбулентному чаще всего приводят струйку дыма горящей сигареты в неподвижном воздухе. Вначале частицы дыма движутся практически параллельно по неизменяемым во времени траекториям. Дым кажется неподвижным. Потом в каком-то месте вдруг возникают крупные вихри, которые движутся хаотически. Эти вихри распадаются на более мелкие, те на еще более мелкие и т. д., и, в конце концов, дым практически смешивается с окружающим воздухом.

На этом примере можно сформулировать основные характерные черты турбулентного течения:

1. Переход от ламинарного режима течения к турбулентному происходит не в точно заданном месте, а в достаточно произвольном, случайном месте, и носит вероятностный характер.

2. Само турбулентное движение также носит случайный характер: тот или иной вихрь может оказаться в совершенно произвольном, непредсказуемом месте.

3. Сначала возникают крупные вихри, размер которых больше, чем размер струйки дыма. Крупные вихри теряют устойчивость и распадаются на все более мелкие. Таким образом, возникает целая

иерархия вихрей. Энергия движения этих вихрей передается от крупных вихрей к более мелким и в конце этого процесса исчезает.

4. Смешение дыма с окружающим воздухом практически не происходит при ламинарном режиме, а при турбулентном – носит очень интенсивный характер.

5. Есть и еще одно важное свойство турбулентности: оно всегда трехмерно. Даже если мы рассматриваем одномерное течение в трубе или двумерный пограничный слой, все равно движение турбулентных вихрей происходит в направлениях всех трех координатных осей.

Ламинарный поток можно сравнить с рекой, плавно текущей по равнине, а турбулентный – со стремнинами, когда взаимодействие потока с неровностями дна вызывает образование вихрей и местных токов (рис. 4.10).

Течение в трубе перейдет из ламинарного в турбулентное тогда, когда скорость потока превысит определенное критическое значение.

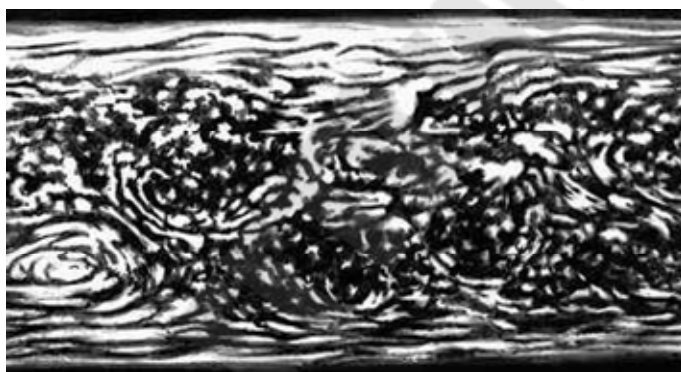


Рис. 4.10. Турбулентный поток в трубе

На рис. 4.11 представлено оптическое изображение текущей струи жидкости. Хорошо видно, что течение от ламинарного через переходный режим трансформируется в турбулентный. До настоящего времени нет ясного понимания, почему это происходит.



Рис. 4.11. Оптическое изображение текущей струи жидкости



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

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

$$Re = \frac{\rho V_{cp} r}{\eta}, \quad (4.8)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости;  $V_{cp}$  – средняя (по сечению трубы) скорость потока;  $r$  – характерный геометрический размер, в частности радиус сечения цилиндрической трубы;  $\eta$  – коэффициент вязкости жидкости. Степень вязкости жидкости определяется так называемым коэффициентом вязкости, который принято обозначать греческой буквой  $\eta$  (*eta*). У густых, клейких жидкостей коэффициент вязкости  $\eta$  в десятки и сотни раз выше, чем у легких и текучих.

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

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

Профиль осредненной скорости турбулентного течения в трубах или каналах отличается от параболического профиля соответствующего ламинарного течения более быстрым возрастанием скорости у стенок и меньшей кривизной в центральной части течения (рис. 4.12).

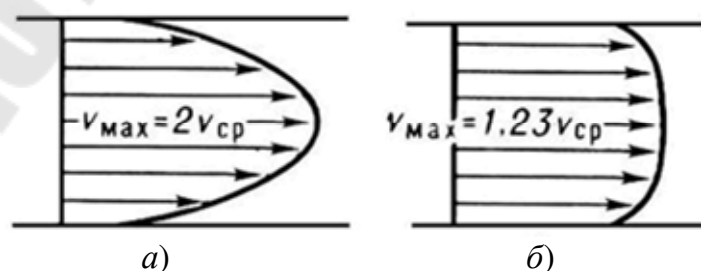


Рис. 4.12. Профиль осредненной скорости:  
а – при ламинарном; б – при турбулентном течении

**Непрерывность потока.** Многие гидравлические расчеты требуют использования скорости жидкости. Важно представлять различие между расходом (объемной скоростью) и скоростью жидкости. Рассмотрим поток жидкости в трубе при постоянном расходе  $Q$ , как это показано на рис. 4.13.

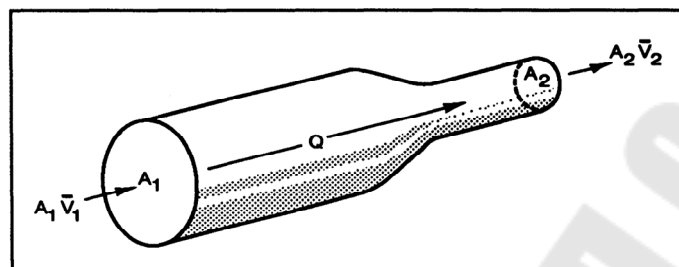


Рис. 4.13. Непрерывность потока: скорость жидкости обратно пропорциональна площади поперечного сечения в направлении потока

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

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

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

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

#### 4.4. Классификация буровых растворов

Основная технологическая операция промывки скважины – прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др. На рис. 4.14 представлена классификационная схема промывки скважины.



Рис. 4.14. Классификационная схема промывки скважины

Технологическое оборудование для промывки скважин (рис. 4.15) представляет собой ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции.

Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем. Например, некачественная очистка бурового раствора от шлама приводит к более напряженной работе блока обработки и т. д.

В отечественной и зарубежной литературе приводится множество различных классификаций буровых растворов, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. Определяющим моментом при этом должны служить характерные основные признаки, присущие большинству применяемых буровых растворов. К таким относятся: состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, степень и состав минерализации, состав наполнителей, щелочность, химическая обработка и способ приготовления.



Рис. 4.15. Классификационная схема технологического оборудования для промывки скважины

Наиболее целесообразно определять их классификацию по следующим признакам:

- По виду дисперсионной среды:
  - с водной дисперсионной средой (на водной основе);
  - с углеводородной дисперсионной средой (на углеводородной основе);
  - газообразные агенты.
- По виду дисперсной фазы:
  - с твердой фазой (дисперсии, суспензии);
  - с жидкой фазой (эмульсии);
  - с газообразной (аэрированные растворы, пены);
  - комбинированные.
- По составу дисперсной фазы или солей:
  - глинистые растворы (суспензии);
  - сапропелевые;

- меловые растворы;
- алюминатные растворы;
- гипсовые растворы;
- хлоркальциевые растворы;
- хлоркалиевые растворы и т. д.
- *В зависимости от обработки:*
  - обработанные химическими реагентами;
  - необработанные.
- *По степени минерализации NaCl:*
  - пресные и слабоминерализованные – до 0,5 % NaCl;
  - средней минерализации – 1–3,5 % NaCl;
  - высокоминерализованные – свыше 10 % NaCl;
  - соленасыщенные – 30 % NaCl.
- *По условиям применения:*
  - для нормальных геологических условий;
  - для осложненных условий.
- *По способу приготовления:*
  - естественные – из разбуриваемых горных пород;
  - искусственно приготовленные.
- *По признаку величины pH:*
  - высокощелочные (более 11,5);
  - среднещелочные (8,5–11,5);
  - слабощелочные (7,0–8,5);
  - нейтральные (7,0);
  - кислые (менее 7,0).

#### 4.5. Параметры буровых растворов

Буровые растворы имеют следующие параметры:

**Плотность бурового раствора ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>).** Плотность бурового раствора – это отношение массы бурового раствора к его объему.

Различают кажущуюся и истинную плотности. Первая характеризует раствор, выходящий из скважины и содержащий газообразную фазу, а вторая – раствор без газообразной фазы.

Для измерения плотности могут быть использованы:

- ареометр АБР-1 (рис. 4.16);
- весы рычажные (плотномер ВРП-1) (рис. 4.17);
- пикнометр (для определения плотности фильтрата БР) (рис. 4.18).

**Допустимое отклонение плотности бурового раствора, находящегося в циркуляции, от данных ГТН – до 0,02 г/см<sup>3</sup>.**

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора.



Рис. 4.16. Ареометр АБР-1

Рис. 4.17. Рычажные весы

Рис. 4.18. Пикнометр

**Фильтрация ( $\Phi$ , см<sup>3</sup>/30 мин).** Показатель фильтрации – величина, определяемая объемом дисперсионной среды, отфильтрованной за 30 мин при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр определенной площади.

Показатель фильтрации косвенно характеризует способность бурового раствора фильтроваться через стенки ствола скважины.

Принцип действия всех приборов основан на способности дисперсионной среды фильтроваться под давлением из бурового раствора.

Для измерения показателя фильтрации в стандартных условиях используются:

- фильтр-пресс АРІ (АНИ) (стандартной величиной при измерении показателя фильтрации в отечественной практике является создаваемый перепад давления равный 0,1 МПа; в зарубежной практике – 0,7 МПа) (рис. 4.19);
- шестикомплектный фильтр-пресс АРІ (АНИ);
- ВМ-6 (рис. 4.20).



Рис. 4.19. Фильтр-пресс АРІ (АНИ)



Рис. 4.20. ВМ-6

**Толщина фильтрационной корки (К, мм).** Фильтрационная корка образуется в результате фильтрации жидкой фазы бурового раствора через пористую среду.

Определение толщины фильтрационной корки производится:

- линейкой с миллиметровыми делениями;
- прибором «Игла Вика»;
- штангенциркулем с глубиномером.

**Вязкость.** Когда вещество течет под воздействием прилагаемой к нему нагрузки (например, сил гравитации), молекулы или атомы начинают контактировать с соседними атомами или молекулами. Таким образом, имеющиеся связи могут распадаться и образовываться снова, оказывая сопротивление течению. Это **сопротивление течению и называется вязкостью**. Для таких жидкостей, как вода, силы связи между молекулами очень малы и легко преодолеваются, поэтому вода легко течет под воздействием сил, прилагаемых извне, и вязкость ее невысока. У некоторых других жидкостей силы межмолекулярного взаимодействия будут намного выше. Обычно такие силы ассоциируются с крупными молекулами, например, молекулами такого известного вещества, как патока. Молекулы в подобных веществах могут переплетаться друг с другом, что делает жидкость очень вязкой.

**Условная вязкость (Т, с)** – величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению. Для определения условной вязкости используются вискозиметр ВБР-1 (по ГОСТу) (рис. 4.21) и воронка Марша (по стандарту API).



Рис. 4.21. Вискозиметр ВБР-1

Значения условной вязкости раствора, полученные при измерении этими вискозиметрами, не совпадают.

**Пластическая вязкость ( $\eta_{пл}$ , Па · с).** Пластическая вязкость – это условная величина, характеризующая вязкостное сопротивление течению бурового раствора; не зависит от касательных напряжений (давлений прокачивания). Пластическая (или структурная) вязкость показывает долю эффективной вязкости, которая возникает вследствие структурообразования в потоке бурового раствора.

Пластическая вязкость определяется графически или расчетным путем по формулам согласно инструкциям к приборам.

**Предельное статическое напряжение сдвига** (СНС по ГОСТу, мгс/см<sup>2</sup> (СГС) или дПа (СИ), или по стандартам API (американская система измерения) – Gel, фунт/100 фут<sup>2</sup>).

Статическое напряжение сдвига (по ГОСТу – СНС, по стандартам API – Gel) – величина, определяемая минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры бурового раствора в покое.

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

Статическое напряжение сдвига характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения ее во времени.

Значения СНС по ГОСТу измеряют на приборах СНС-2 и вискозиметре ВСН-3.

Значения Gel по API измеряют с помощью вискозиметров FANN или OFITE.

Значения Gel по API в фунт/100 фут<sup>2</sup> не равны и не могут быть никаким пересчетом размерностей интерпретированы как значения СНС, измеренные по ГОСТу в дПа (система СИ).

При возникновении необходимости перевода единицы измерения статического напряжения сдвига Gel по API фунт/100 фут<sup>2</sup> в дПа (система СИ) используется коэффициент 4,8, т. е. 1 фунт/100 фут<sup>2</sup> = 4,8 дПа.

**Структурно-механические свойства буровых растворов характеризуют коэффициентом тиксотропии:**

$$k_m = \frac{СНС_{10\text{мин}}}{СНС_{1\text{мин}}}. \quad (4.9)$$

**Предельное динамическое напряжение сдвига (ДНС,  $\tau_0$ , дПа)** условно характеризует прочностное сопротивление бурового раствора течению, обусловленное электрическими силами притяжения-отталкивания между сольватированными частицами, и зависит от кон-



центрации и состава дисперсной фазы, наличия электролитов и стабилизаторов, отображает зависимость касательного напряжения от скорости сдвига.

ДНС – это условная величина, характеризующая прочность структурной сетки, которую необходимо разрушить для обеспечения течения бурового раствора; не зависит от касательных напряжений (давления прокачивания) и увеличивается с ростом вязкостного сопротивления.

Для определения пластической вязкости, статического напряжения сдвига и динамического напряжения сдвига применяются ротационные вискозиметры (общая схема приведена на рис. 4.22): ВСН-3 (рис. 4.23), FANN, OFITE или их аналоги.

Предельное ДНС всегда больше предельного СНС, особенно в растворах с большим содержанием высококоллоидных фракций.

ДНС – понятие условное, не имеющее определенного физического смысла, его невозможно измерить непосредственно на каком-то приборе.

ДНС определяется графически или расчетным путем по формуле

$$\tau_0 = A\varphi, \quad (4.10)$$

где  $\tau_0$  – предельное динамическое напряжение сдвига, дПа;  $A$  – константа прибора (указана в паспорте);  $\varphi$  – угол закручивания, град.

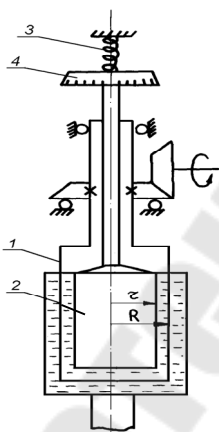


Рис. 4.22. Схема ротационного вискозиметра: 1 – наружный вращающийся цилиндр; 2 – внутренний вращающийся цилиндр; 3 – пружина; 4 – шкала



Рис. 4.23. ВСН-3

Принцип работы этих приборов основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, расположенной между со-

осными цилиндрами. Мерой сдвиговых напряжений является угол поворота подвешенного цилиндра вокруг своей оси.

**Коэффициент трения ( $K_{тр}$ )** – величина, определяемая отношением силы трения между двумя металлическими поверхностями в среде бурового раствора к прилагаемой нагрузке (рис. 4.24).



Рис. 4.24. Тестер предельного давления и смазывающей способности OFITE

Коэффициент трения характеризует смазывающую способность бурового раствора. Для измерения показателя коэффициента трения используется тестер ПД (предельного давления) и смазывающей способности OFITE, а также прибор КТК-2.

**Коэффициент прихватоопасности ( $K_{пр}$ )** – величина, определяемая отношением усилия сдвига металлического диска с поверхности фильтрационной корки под перепадом давления к площади контакта. Коэффициент прихватоопасности характеризует вероятность прихвата неподвижной обсадной колонны или колонны бурильных труб в зоне контакта с фильтрационной коркой проницаемой породы за счет разницы пластового и гидростатического давлений. Коэффициент прихватоопасности определяется с помощью прибора для испытания на прихват компании OFI (рис. 4.25).



Рис. 4.25. Прибор для испытания на прихват

**Коэффициент вспенивания ( $K_{всп}$ )** – это величина, определяемая отношением объема вспененного раствора к объему исходного раствора.

Коэффициент характеризует степень вспениваемости бурового раствора и необходим для решения вопроса своевременной обработки пеногасителем.

Для измерения показателя  $K_{всп}$  необходимы миксер с числом оборотов 10000 в мин, секундомер, мерная посуда.

**Концентрация посторонних твердых примесей (в том числе песка) ( $\Pi$ , %)** – величина, определяемая отношением количества всех грубодисперсных частиц независимо от их происхождения к общему количеству бурового раствора. Характеризует степень загрязнения бурового раствора.

Песок, являясь абразивным материалом, приводит к интенсивному износу деталей буровых насосов, бурового снаряда и другого гидравлического оборудования. Нормальным считается содержание песка до 4 %.

Для определения концентрации посторонних твердых примесей (в том числе песка) используются: металлический отстойник ОП-2 (рис. 4.26), отстойник Лысенко (рис. 4.27) и прибор для определения песка фирмы OFITE (США). Определение содержания углеводов, воды и твердой фазы производится муфельным анализом с использованием ретортного набора (рис. 4.28).



Рис. 4.26. ОП-2



Рис. 4.27. Отстойник  
Лысенко



Рис. 4.28. Ретортный  
(муфельный) набор  
OFITE

**Концентрация водородных ионов (водородный показатель) (рН).** Величина рН характеризует щелочность буровых растворов. При  $\text{pH} > 7$  жидкости щелочные, при  $\text{pH} < 7$  – кислые. Необработанные буровые растворы имеют  $\text{pH} = 6,5-7,5$ . У химически обработанных растворов  $\text{pH} = 12,5-13,5$ . Концентрацию водородных ионов определяют в буровых растворах и в их фильтрах. Значение рН фильтратов всегда меньше, чем рН бурового раствора. Для измерения величины рН применяют колориметрический и электрометрический способы (рис. 4.29).



Рис. 4.29. рН-метр

**Ингибирующая способность.** Тестер линейного расширения для определения ингибирующей способности раствора представляет собой модульную систему, состоящую из измерительных ячеек, многоканального регистратора, компактора и персонального компьютера (рис. 4.30).

Образец высушенной глины или глинопорошка для приготовления раствора формуют под давление 30 МПа в компакторе в течение 30 мин. Получаемый таким образом брикет помещают в цилиндр с отверстиями. Над брикетом помещают подвижный поршень, который передает расширение образца датчику линейного перемещения. Цилиндр помещают в стакан с исследуемым раствором. Стакан устанавливается на магнитную мешалку с нагревательным элементом. Сигнал с датчиков линейного перемещения и температуры поступает в регистратор, в котором происходит преобразование аналогового сигнала в цифровой. Накопление и обработка информации производится на персональном компьютере.

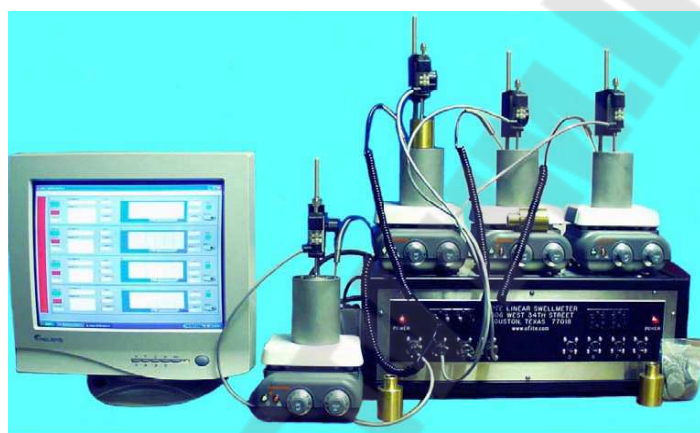


Рис. 4.30. Тестор ингибирующей способности OFITE

**Содержание газа.** Содержание газа в растворах ( $G$ , %) необходимо знать, чтобы контролировать начинающееся газопроявление в скважине и способность раствора оказывать давление на забой.

Отбор пробы раствора для определения содержания газа производится перед всасом насоса, подающего его в скважину.

Для определения содержания газа используется метод разбавления, который основан на разбавлении бурового раствора водой, в результате чего пузырьки приобретают способность всплывать, уменьшая кажущуюся плотность бурового раствора.

**Определение концентрации коллоидных частиц в буровом растворе методом адсорбции метиленовой сини (МС),  $C_k$ , % (или тест на концентрацию коллоидных частиц, МВТ,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ).** Концентрация коллоидных частиц, ( $C_k$ , %) – величина, определяемая отношением количества частиц размером менее 2 мкм к общему количеству бурового раствора. Характеризует активную составляющую твердой фазы, наиболее влияющую на свойства бурового раствора.

## 4.6. Материалы для приготовления буровых растворов

В качестве основы бурового раствора в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в основном применяются *органоминеральное сырье (ОМС, сапропель), глина (глинопорошок) и биополимер.*

Первые буровые растворы представляли собой смесь воды и любого типа глины, твердые частицы которой значительное время могут находиться во взвешенном состоянии.

Из общего объема осадочных пород на долю глинистых приходится около 70 %. Глинистые породы составляют значительную часть разреза бурящихся скважин, но даже в тех районах, где мощность глинистых пород невелика, они оказывают большое влияние на условия бурения. К их числу относятся глины, лессы, суглинки, аргиллиты и др.

Существует много разновидностей глин. Химический состав разнообразен, но общим является содержание окиси кремния (*кремнезема*) и окиси алюминия (*глинозема*), а также некоторое количество воды. Состав глины условно записывается:  $xAl_2O_3 \cdot ySiO_2 \cdot zH_2O$  (водный алюмосиликат). Минералы глинистых пород: монтмориллонит, гидрослюда, палыгорскит, каолинит и др.

Глинистые минералы состоят из мельчайших плоских кристалликов-пластинок, между которыми проникают молекулы воды. Это и есть процесс распускания глины.

Натрий и кальций, не входящие в состав кристаллической решетки глинистых минералов, содержатся в поверхностном слое частиц глины. Поверхность глинистой частицы заряжена отрицательно, в то время как катионы натрия и кальция образуют «облако» в некотором отдалении от поверхности глины. Появление такого отрицательного заряда при распускании глины в воде является одной из причин устойчивости глинистых суспензий. По наименованию этих катионов, обеспечивающих защиту частиц от слипания, глины называют *натриевыми* и *кальциевыми*.

Различие в содержании коллоидных частиц сводится к различию в расходе глины на приготовление раствора. Чем более высокодисперсна глина, тем меньше ее расход. Для сравнения глин (или других материалов для приготовления буровых растворов) принята характеристика – выход глинистого (бурового) раствора.

**Выход – это объем бурового раствора вязкостью 25–30 с, получаемый из 1 т глинопорошка (или другого материала).** Наибольший выход глинистого раствора получают из бентонитовых глин. К солестойким относят палыгорскитовые глины.

Глинистый раствор характеризуется *глиноемкостью*. Глиноемкость представляет собой максимальное содержание глинистой фазы, при котором буровой раствор сохраняет заданную консистенцию. Этот показатель характеризует коллоидальность глины и эффективность химической обработки, являясь одним из важнейших критериев разжижения глинистого раствора. Высокая глиноемкость характеризует низкую коллоидальность твердой фазы. Малая глиноемкость свойственна растворам с коллоидно-активной фазой. Главный фактор, определяющий их консистенцию, – прочность возникающих структур. В этом случае разжижение достигается путем уменьшения числа коагуляционных контактов в единице объема в результате разбавления водой или ослабления их прочности обработкой реагентами.

Основным материалом для приготовления буровых растворов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» является *органоминеральное сырье (ОМС), или сапропель*. Это природный материал, представляющий собой донные илистые органогенные отложения водоемов (рис. 4.31). На внешний вид – это рассыпчатый порошок темно-коричневого цвета с содержанием влаги не более 60 %, зольностью не более 50 %, гранулометрическим составом: частиц менее 2 мм – 80 %, более 2 мм – 20 %, содержанием коллоидных частиц не менее 80 %. ОМС не токсично, не обладает кожно-резорбтивными и коммутативными свойствами, не оказывает раздражающего действия.



Рис. 4.31. Промышленная добыча сапропеля

На основе ОМС сначала готовится сапропелевая паста (вода + ОМС + каустическая сода), затем раствор (путем разбавления водой на буровой до необходимой плотности).

Песок, являясь абразивным материалом, приводит к интенсивному износу деталей буровых насосов, бурового снаряда и другого гидравлического оборудования. Нормальным считается содержание песка до 4 %.

Типы растворов на основе ОМС, применяемые в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»:

- сапропелевые (на основе ОМС) (плотностью  $1100 \text{ кг/м}^3$ );
- сапропелево-глинистые пресные (плотностью  $1100\text{--}1180 \text{ кг/м}^3$ );
- сапропелево-глинистые соленащенные (плотностью  $1310 \text{ кг/м}^3$ );
- соленащенные на основе ОМС пониженной плотности (плотностью  $1100\text{--}1500 \text{ кг/м}^3$ );
- ОМС-КРК (на основе ОМС с кислоторастворимыми кольматантами) (плотностью  $1050\text{--}1150 \text{ кг/м}^3$ ).

**Биополимер (ксантан или ксантановая камедь).** Биополимер ксантановая камедь является структурообразователем, применяется как загуститель и реагент для приготовления буровых растворов. Образует тиксотропные, густые неньютоновские растворы при низкой скорости сдвига, тем самым обеспечивая достаточную очистку скважины, и предотвращает оседание шлама в буровом растворе, находящемся в статическом состоянии. Его растворам присущи следующие свойства:

- высокая вязкость при малой концентрации и низкой скорости сдвига;
- устойчивость к влиянию ферментов, солей, кислот, оснований;
- устойчивость к изменениям ионной силы, температуры;
- постоянная высокая вязкость в широком диапазоне рН;
- высокая псевдопластичность (при увеличении сдвигового усилия резко понижается вязкость, после снятия усилия начальная вязкость восстанавливается почти мгновенно);
- высокий модуль упругости;
- синергетическое взаимодействие с большинством гидроколлоидов (образует устойчивый гель).

Уникальные биологические и реологические свойства ксантана во многом определяются свойствами упорядоченного строения его цепей в растворах (рис. 4.32). Являясь биополимером, ксантан имеет как первичную, так и высшие пространственные структуры. В результате взаимодействия боковых цепочек между собой образуются высшие структуры ксантана, обуславливающие его свойства. Молекулы ксантана в водных растворах склонны к самоассоциации и с повышением ионной силы раствора или концентрации полисахарида формируется гель. Он представляет собой трехмерную сетку, образованную из двойных спиралей ксантана, связанных межмолекулярными водородными связями.



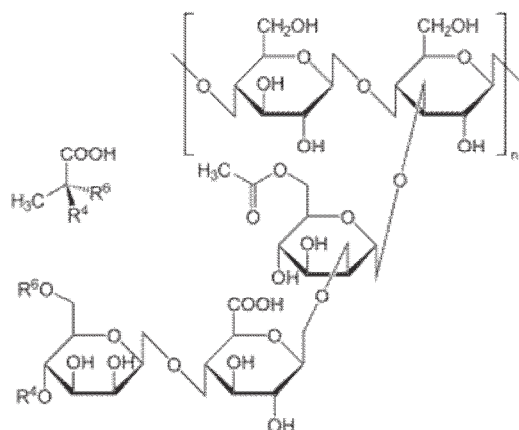


Рис. 4.33. Структурная формула ксантана

Буровые растворы на основе биополимеров требуют повышенного внимания со стороны предотвращения биодеструкции, так как в их состав входят реагенты полисахаридной природы (крахмал, КМЦ, ПАЦ, ксантан).

Для приготовления биополимерного бурового раствора используются различные типы ксантановых биополимеров (Flo-Vis, Xantan Gum, Xantan и др.).

#### 4.7. Химические реагенты для обработки буровых растворов

**Реагенты-стабилизаторы.** Реагенты-стабилизаторы представляют собой высоко-молекулярные органические вещества, высоко-гидрофильные, хорошо растворимые в воде с образованием вязких растворов. Механизм действия заключается в адсорбции на поверхности коллоидных частиц и гидрофилизации последних.

Реагенты-стабилизаторы 1-й группы используют как понизители фильтрации, 2-й группы – как понизители вязкости (разжижители). Чем больше молекулярная масса, тем эффективнее реагент. Когда структура молекулы представлена переплетающимися цепочками, реагент является понизителем фильтрации, но вязкость при этом повышается. Глобулярная форма молекулы присуща реагентам второй группы.

**Крахмальный реагент «Фито-РК»** – модифицированный водорастворимый реагент. Крахмальный реагент «Фито-РК» получают путем модификации кукурузного крахмала. Крахмал «Фито-РК» относится к нетоксичным, нелетучим, безвредным веществам. Крахмал является защитным, стабилизирующим минерализованные растворы

реагентом – понизителем фильтрации при температуре до 80 °С. Крахмал вводят в буровой раствор в сухом виде. Добавка крахмала в сильноминерализованный буровой раствор вызывает рост его вязкости и СНС, поэтому для разжижения такого раствора применяют стабилизатор (реагент ЛСТ или его аналог).

**Ренивол** – гидролизированный полиакрилонитрил, продукт щелочного гидролиза ПАН (полиакрилонитрила). Основное назначение ренивола – стабилизация, т. е. снижение фильтрации, пресных буровых растворов на водной основе.

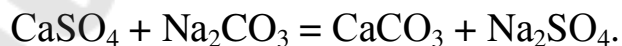
Ренивол представляет собой жидкий полимерный продукт желтоватого цвета с характерным аммиачным запахом.

**Лигнопол** – полимерный реагент, продукт термической сополимеризации акрилового полимера ПАН с лигносульфонатами (ЛСТ).

Применяется как понизитель фильтрации пресных и соленасыщенных буровых растворов.

**Лигносульфонаты технические (ЛСТ) или сульфит-спиртовая барда (ССБ)** являются отходом при получении целлюлозы сульфатным способом. Эффективно снижает вязкость и СНС соленасыщенных буровых растворов, стабилизированных крахмальным реагентом «Фито-РК». ЛСТ обладают пенообразующей способностью, поэтому при их использовании необходимо применять реагенты-пеногасители.

**Реагенты, связывающие двухвалентные катионы.** Двухвалентные катионы кальция и магния находятся в пластовых водах и разбуриваемых породах и, поступая в буровой раствор, ухудшают его качество. Источником  $\text{Ca}^{++}$  также является цемент (при разбуривании цементного стакана после установки цементного моста). Для связывания ионов кальция и магния применяют **кальцинированную соду – углекислый натрий ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) или соду – гидрокарбонат натрия ( $\text{NaHCO}_3$ )**:



Вместо ионов  $\text{Ca}^{++}$  в растворе образуется нерастворимый углекислый кальций.

**Реагенты-регуляторы щелочности.** По мере увеличения щелочности скорость распускания глины и ОМС сначала возрастает, а затем уменьшается. Большинство применяемых реагентов-стабилизаторов имеют рН 9–13. Суспензия глины имеет рН 7–8. Величина оптимальной щелочности бурового раствора – 9–11. Реагентом-регулятором щелочности является **едкий натр (гидрат окиси натрия,**

каустическая сода). Как самостоятельный реагент используется мало, в основном применяется для приготовления пасты (раствора) на основе ОМС и повышения рН раствора.

**Смазочные добавки.** В основе смазывающего действия, уменьшающего трение, лежит адсорбционный эффект. Действие реагента как смазывающей добавки зависит от его способности адсорбироваться на металле и сопротивляться выдавливанию при сближении трущихся поверхностей деталей инструмента. Смазки применяют для снижения трения между бурильными трубами и фильтрационной коркой при вращении.

**Пеногасители.** Пеногасители относятся к ПАВ. Состоят из двух компонентов – собственно ПАВ и носителя, в котором ПАВ растворено. Носитель – органический растворитель, обладающий высокой подвижностью. Основным принцип механизма пеногашения сводится к тому, что ПАВ обладает высокой адсорбционной способностью. Границей раздела фаз, на которой адсорбируется пеногаситель, является поверхность пузырька, образующего пену, и поверхность коллоидной частицы. Пеногаситель вытесняет реагент-пенообразователь.

Если пена находится на поверхности, она сама быстро разрушается, если она внутри жидкости, только наиболее крупные пузыри способны всплыть, преодолевая прочность структуры. Но при перемешивании пузырьки встречаются в глубине и слабая поверхностная пленка, из которой ПАВ вытеснил пенообразователь, не может противостоят слиянию пузырьков. Они увеличиваются в размерах, всплывают и лопаются.

Вспененный раствор обладает высокими значениями структурно-механических характеристик. Ухудшается работа насосов. *Пеногасители: АКС-20ПГ, силиконовый пеногаситель Пента 491 PENTOSIL Freeze и др.*

**Биоциды.** Так как современные буровые растворы состоят из комплекса полимерных реагентов, то существует необходимость применение биоцидов для обработки буровых растворов.

Полимеры отвечают за реологические, фильтрационные и ряд других свойств. От устойчивости полимеров к разрушению (деструкции) зависит стабильность свойств буровых растворов.

Среди применяемых реагентов подвержены биодеструкции: крахмалы и их производные; биополимеры; КМЦ и их производные; сапрпель; лигносульфонаты.

***Биодеструкция полимеров в буровых растворах происходит всегда.***

Снижению скорости биодеструкции способствует повышенное значение рН, увеличение минерализации вплоть до полного засоления, применение специальных реагентов – ингибиторов роста организмов (биоцидов). Биоразложение сопровождается выделением органических кислот, поэтому уменьшается значение рН и увеличивается фильтрация раствора.

При заражении раствор плохо поддается обработке, в некоторых случаях стабилизировать раствор не удастся. Появляется характерный запах. Особо проблема биоразложения стоит перед биополимерными растворами, так как они полностью состоят из полимеров класса полисахаридов. Обработка биополимерного раствора основана на синергетическом эффекте двух биоцидов стерилизующего и консервирующего действия.

**Утяжелители буровых растворов.** Основным средством повышения плотности является применение утяжелителей – измельченных в порошок тяжелых минералов. Однако при их добавке увеличивается содержание твердой фазы, вследствие чего подвижность системы уменьшается, т. е. возрастает вязкость.

Основная характеристика утяжелителя – плотность: чем она выше, тем меньше его расход, тем слабее его ухудшающее влияние на подвижность раствора.

Расчет количества (расхода) утяжелителя, необходимого для повышения плотности  $1 \text{ м}^3$  бурового раствора, производится по формуле

$$m_y = \frac{\rho_y (\rho_{y.p} - \rho_{б.р})}{\rho_y - \rho_{y.p}}, \quad (4.12)$$

где  $m_y$  – количество утяжелителя, кг;  $\rho_{б.р}$  – плотность исходного раствора,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_{y.p}$  – плотность требуемого утяжеленного бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_y$  – плотность утяжелителя,  $\text{кг/м}^3$ .

Количество утяжелителя (в кг), необходимое для утяжеления бурового раствора заданного объема:

$$m_y = \frac{v_{б.р} (\rho_{y.p} - \rho_{б.р})}{1 - \rho_{y.p} / \rho_y}. \quad (4.13)$$

Плотность утяжеленного бурового раствора (в  $\text{кг/м}^3$ ) после добавки в исходный объем бурового раствора заданного количества утяжелителя:

$$\rho_{y.p} = \frac{\rho_{б.р} + \rho_y / V_p}{1 + m_y / V_{б.р} / \rho_y}. \quad (4.14)$$

Степень дисперсности утяжелителя называется тонкостью помола. Утяжелители: мел, доломит, барит, гематит, магнетит и др.

Для определения расхода облегающей добавки с целью снижения плотности 1 м<sup>3</sup> бурового раствора используется формула

$$m_{о.д} = \frac{\rho_{исх.р-ра} - \rho_{об.р-ра}}{\rho_{о.д} (\rho_{об.р-ра} - \rho_{о.д})}, \quad (4.15)$$

где  $m_{о.д}$  – количество облегающей добавки, кг;  $\rho_{исх.р-ра}$  – плотность исходного бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{об.р-ра}$  – плотность требуемого облегающего бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{о.д}$  – плотность облегающей добавки, кг/м<sup>3</sup>.

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора.

**Хлористый натрий (соль техническая, соль «Экстра» NaCl).** Соль техническая имеет темно-серый, розовато-грязный цвет и представлена относительно крупными кристаллами. Соль «Экстра» имеет белый цвет и представлена мелкими кристаллами. Насыщенный раствор содержит около 30 % хлористого натрия. По мере нагревания растворимость увеличивается. Водный раствор NaCl имеет pH – 7. Хлористый натрий применяется для приготовления рассолов и соленасыщенных буровых растворов.

#### 4.8. Выбор типа бурового раствора для бурения скважин

Выбор типов буровых растворов является одним из главных элементов технологии проводки скважин.

Буровой раствор для бурения в конкретном интервале выбирается исходя из особенностей геологического строения скважин, технологической и экономической рациональности.

В зависимости от вскрываемого разреза необходимо использовать несколько типов буровых растворов.

Выбор типа бурового раствора определяет номенклатуру реагентов и материалов для его создания и эксплуатации.

В основе выбора бурового раствора лежит принцип обеспечения устойчивости пород, особенно глинистых, снижение их активного проявления при взаимодействии с буровым раствором, сохранение проницаемости пород в продуктивных пластах и стабильного состояния показателей раствора при длительной эксплуатации.

Наличие соленосных пород в геологическом разрезе месторождений Беларуси обусловило условное подразделение на части: надсолевую, верхнесоленосную, межсолевую, нижнесоленосную и подсолевую.

**Надсолевой комплекс.** Буровой раствор для бурения надсолевых отложений должен обеспечить предотвращение гидратации глин, их накопление в буровом растворе, сохраняя низкие значения плотности, фильтрации и оптимальной вязкости, предотвратить размыв устья скважины и загрязнение вод питьевого бассейна, сохранить устойчивость рыхлых песков и песчаников, обеспечить вынос выбуренной породы, улучшить показатели работы долота. Целесообразно применять ингибирующие буровые растворы (предотвращающие гидратацию глин и снижающие наработку бурового раствора).

**Соленосный комплекс.** Преимущественную роль в нижней соленосной толще играет каменная соль, которой подчинены прослои и пачки глинистых пород, мергелей, известняков, гипсов и ангидритов, реже доломитов и алевроито-песчаных пород. Мощность отложений нижней соленосной толщи изменяется от нуля до 1200 м.

**Продуктивные отложения (межсолевой и подсолевой комплексы).** Продуктивные отложения представлены в основном карбонатными (доломиты, известняки), терригенными (песчаники, алевролиты) породами, к которым приурочены залежи нефти. Особенностью данных отложений являются их коллекторские свойства и нахождение флюидов в них под различными давлениями.

#### **4.9. Ингибирующие буровые растворы**

В большинстве районов литологический разрез скважин в той или иной мере представлен глинистыми породами. В отличие от других горных пород, слабо взаимодействующих с различными промышленными жидкостями на водной основе, глинистые породы при контакте с водными средами, т. е. фильтрациями растворов, претерпевают существенные физико-химические изменения со всеми вытекающими из этого отрицательными последствиями для устойчивости стенок скважины (осыпи, каверно- и обвалообразования и т. д.).

При повышенной фильтрации раствора происходит быстрое увлажнение и набухание глинистых пород. Раствор легко обогащается глинистой фазой, что ведет к резкому повышению вязкости, статического напряжения сдвига, содержания твердой фазы. Разбавление раствора водой до необходимых параметров приводит к увеличению его объема и дополнительному расходу реагентов-стабилизаторов. Такая технология не способствует быстрому бурению скважины, хорошему состоянию ствола и не отвечает требованиям охраны окружающей среды.

Поэтому физико-химическому взаимодействию фильтратов буровых растворов с потенциально неустойчивыми глинистыми породами уделяется значительное внимание. Изучение природы осложнений, связанных с понижением устойчивости глинистых пород, указывает на перспективность применения физико-химических методов их предупреждения. Одним из таких методов является использование в составе раствора реагентов-ингибиторов, способных предотвращать гидратацию высококоллаидальных глинистых пород.

**Буровые растворы, содержащие ингибиторы глин, получили название ингибирующих.** В настоящее время все большее распространение при бурении неустойчивых пород получают растворы, в которых в качестве ингибитора используется реагент хлористый калий.

Исследования показали, что наиболее эффективное «преобразование» происходит при взаимодействии глин с растворами солей калия, катионы которого наиболее прочно (по сравнению с другими катионами) удерживаются глинистыми минералами и могут считаться почти необменными, если они вошли в межпакетные пустоты в кристаллах монтмориллонита. При этом внутри кристалла глинистого минерала набухания не происходит, так как ион калия препятствует проникновению воды между его элементарными пакетами.

К ингибиторам гидратации относятся неорганические и органические вещества, такие как: известь, хлориды калия, кальция, магния, гипс, аммонийные соли, натриевые и калиевые соли поликремниевой кислоты (жидкое стекло), полигликоли, некоторые лигносульфонаты, анионоактивные ПАВ, которые являются носителями ионов кальция, калия, аммония и других катионов.

Основные разновидности ингибирующих буровых растворов: известковые, гипсоизвестковые, хлоркалийевые, гипсокалийевые, хлоркальциевые, малосиликатные, алюмокалийевые. Интенсивность ингибирования возрастает с повышением температуры.

#### **4.10. Буровые растворы для бурения соленосных отложений**

При прохождении соляных пород происходит их растворение. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока бурового раствора.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенки скважины, сложенной однородными породами, независимо от скорости восходящего потока, может быть достигнута лишь при условии полного насыщения бурового раствора солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины).

При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементирование.

При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения – бурение с применением безводных буровых растворов. Глинистые солестойкие буровые растворы готовят из палыгорскита.

#### **4.11. Буровые растворы для вскрытия продуктивных отложений**

Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов – это специально спроектированные, не ухудшающие коллекторские свойства пластов буровые жидкости, предназначенные для использования в интервалах коллекторов. Такие растворы призваны обеспечивать максимальные технико-экономические показатели бурения и при этом минимально загрязнять продуктивный пласт, сохраняя потенциальную продуктивность скважины.

Буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта должен отвечать следующим требованиям:

- не содержать в рецептуре глину и кислотонерастворимые утяжеляющие материалы, которые могут мигрировать в коллекторе и закупоривать его поры;

- содержать разрушающиеся или кислоторастворимые реагенты для регулирования вязкости и фильтрации и особенно закупоривающие агенты определенного гранулометрического состава (как сводообразующий материал), которые ограничивают фильтрацию в пласт и гарантированно могут быть из него удалены;



- фильтрат раствора должен предохранять находящиеся в продуктивном пласте глинистые отложения от набухания, миграции или закупорки коллектора;
- фильтрат раствора должен быть совместим с пластовыми жидкостями, чтобы не образовывались твердые осадки;
- не изменять смачивающую характеристику породы коллектора в любую сторону;
- не образовывать эмульсии с пластовыми жидкостями и блокировать поровое пространство коллектора;
- удовлетворять требованиям к традиционному буровому раствору – обеспечивать хорошую очистку ствола скважины, смазывающие свойства и ингибирование пород и др.

Для вскрытия продуктивных пластов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» применяется БПР и его модификации – БРПП (биополимерный раствор пониженной плотности), получаемый благодаря газовойловлению и БЭР (биополимерный эмульсионный раствор); раствор на основе ОМС с КРК (кислоторастворимыми кольматантами); РУО.

#### **4.12. Буровые растворы для бурения горизонтальных скважин**

Метод горизонтального бурения позволяет строить скважины наклонными, когда их стволы отклоняются от вертикали, а буровая вышка располагается на значительной дистанции от месторождения. Сегодня, например, используя этот принцип, стационарные буровые, находящиеся на берегу, добывают нефть из шельфовой зоны моря.

**Цели бурения горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин:**

- повышение продуктивности пласта за счет увеличения площади фильтрации;
- продление периода безводной эксплуатации скважины;
- увеличение степени извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;
- повышение эффективности закачки агентов в пласты;
- вовлечение в разработку пластов с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;
- освоение труднодоступных нефтегазовых месторождений, в том числе и морских.

### **Проблемы при бурении горизонтальных стволов:**

- создание нагрузки на долото;
- очистка ствола скважины от шлама;
- сохранение устойчивости ствола скважины;
- сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- доставка геофизических приборов на забой скважины.

Технология разработки месторождений нефти субгоризонтальными и горизонтальными участками скважин нашла повсеместное использование во многих нефтяных районах. Она особенно эффективна на месторождениях, вступивших в последнюю стадию разработки, к которым можно отнести большую часть месторождений нефти Беларуси.

Правильный выбор состава растворов с определенными реологическими характеристиками имеет чрезвычайно важное значение для успешной проводки ствола скважины.

Основные критерии выбора растворов для горизонтальных и вертикальных скважин совпадают. К ним относятся:

- обеспечение хорошей очистки ствола от выбуренной породы;
- требуемая плотность раствора;
- хорошая смазывающая способность раствора;
- низкие фильтрационные свойства;
- соблюдение экологических требований;
- защита продуктивного пласта;
- обеспечение возможности проведения исследований пласта.

Однако при бурении субгоризонтальных и горизонтальных стволов эти требования еще более ужесточаются. Например, из-за горного давления, создающего радиальную нагрузку, горизонтальные участки характеризуются меньшей устойчивостью, чем вертикальные, а в связи с большей протяженностью их стенки гораздо дольше подвержены воздействию бурового раствора.

В связи с этим при выборе типа раствора необходимо учитывать дополнительные факторы, характерные только для наклонно направленного и горизонтального бурения.

Например, причиной частых и трудноустраняемых осложнений является угол отклонения ствола скважины. Шлам скапливается под действием силы тяжести в нижней части ствола, образуя так называемую «шламовую постель». В интервале, где угол отклонения составляет 60–90°, шлам перемещается не равномерно, а в виде так называемых «кучек» или «дюн». Дюнообразование зависит от динамики движения частиц в наклонном стволе и объясняется сальтацией (скач-

кообразным движением частиц шлама) и столкновением мелких частиц, движущихся вдоль нижней стенки скважины. В интервале с углом отклонения в  $45\text{--}60^\circ$  шлам накапливается и очистка от него ствола крайне осложняется. Оползни шлама происходят даже навстречу потоку при циркуляции раствора, а при остановке буровых насосов шлам, движущийся вверх, моментально лавинообразно устремляется вниз. Ускорение осаждения шлама в наклонных участках ствола в 3–5 раз получило название *эффекта Байкотта*. В этих зонах из растворов с недостаточными структурными показателями может также с большей скоростью выпадать и утяжелитель, что станет причиной снижения его плотности и вязкости. Поэтому при бурении наиболее критического интервала с зенитными углами  $30\text{--}60^\circ$  необходимо серьезно подходить к выбору раствора для обеспечения тщательной очистки ствола.

Эксцентричное расположение буровой колонны (рис. 4.33), порой даже соприкосновение труб с нижней стенкой наклонной или горизонтальной скважины, является одной из основных причин образования застойных зон бурового раствора в затрубном пространстве скважины. В свою очередь это отрицательно влияет на качество цементирования.

Для лучшего выноса шлама на поверхность необходимо обеспечение высокой скорости потока бурового раствора в затрубном пространстве. Однако в наклонном стволе скважины наблюдается асимметрия профиля скоростей бурового раствора (в верхней части затрубного пространства скорость потока всегда будет больше). В то же время для обеспечения высоких удерживающих и выносящих способностей раствор должен быть сверхтиксотропен.

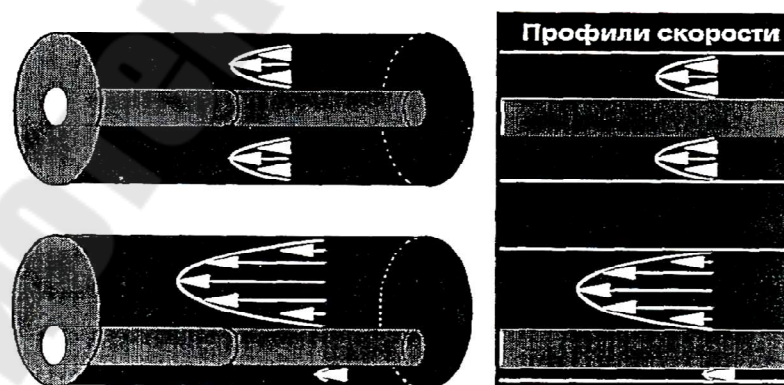


Рис. 4.33. Влияние эксцентрического расположения труб на скорость бурового раствора в затрубном пространстве

Чтобы обеспечить выполнение этих требований, он должен разжижаться при высоких скоростях сдвига (при прохождении через долото) и увеличивать вязкостные характеристики при низких скоростях сдвига (в кольцевом пространстве). Под низкой скоростью сдвига подразумевается скорость вращения ротора вискозиметра Брукфильда (рис. 4.34), соответствующая 0,3 об/мин ( $0,0636 \text{ с}^{-1}$ ). Увеличение значения этого показателя способствует улучшению выносящей и удерживающей способности раствора. Кроме того, стандартные реологические параметры (условная вязкость, СНС, ДНС) не определяют его способность выносить шлам из горизонтальных участков скважины.

Таким образом, требования к реологическим параметрам раствора для бурения вертикального участка ствола скважины могут не соответствовать и даже противоречить требованиям к раствору для бурения наклонных и горизонтальных участков.

На реологические характеристики раствора оказывает огромное влияние изменение температуры и давления. В связи с этим при разработке или оценке того или иного бурового раствора для применения его при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков, необходимо оценивать реологические характеристики при забойных условиях пласта на современном лабораторном оборудовании.



Рис. 4.34. Вискозиметр Брукфильда

В настоящее время рядом фирм предлагаются различные типы растворов для горизонтального бурения: на основе синтетических полимеров, биополимеров, ингибирующие, эмульсионные, растворы на углеводородной основе (РУО) и т. д. К новому поколению буровых растворов для вскрытия истощенных горизонтов относится «Афроникс» – безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе, в котором используется уникальная технология получения афрон (многослойных микропузырьков воздуха коллоидного размера).

#### 4.13. Эмульсионные буровые растворы

Ряд ПАВ, как уже указывалось, представляют собой композиции различных веществ, одним из компонентов которых является гидрофобная составляющая – минеральное масло или органические жиры. При введении в воду таких составов образуются водомасляные эмульсии, которые широко применяются при алмазном бурении. По сравнению с водными растворами ПАВ эти эмульсии обладают повышенными смазочными и антивибрационными свойствами, активно воздействуют на процесс разрушения горных пород и обеспечивают более высокие технико-экономические показатели бурения.

В бурении применяются эмульсии двух типов:

- **эмульсии I рода** типа масло в воде, в которой дисперсная (внешняя) среда – вода, а нефть или нефтепродукт – дисперсная фаза;
- **эмульсии II рода**, так называемые обращенные (обратные) типа вода в масле, в которой дисперсионная среда – нефть или нефтепродукт, а вода диспергирована и равномерно распределена по объему раствора; эмульсии II рода называются также инвертными эмульсиями.

Эмульсии I рода по многим свойствам, особенно по гидрофильности, напоминают воду, эмульсии II рода – нефть, поэтому последнюю дисперсную систему называют также гидрофобной эмульсией.

Эмульсии образуются при перемешивании двух взаимно нерастворимых жидкостей. При этом жидкости с более высоким поверхностным натяжением диспергируются в другой жидкости. Для стабилизации эмульсии вводят еще один компонент – эмульгатор.

В большинстве случаев эмульгатор – это поверхностно-активное вещество. Концентрируясь на поверхности раздела фаз, оно уменьшает поверхностное натяжение на этой границе, препятствует слиянию глобул. Вокруг каждой глобулы образуется тонкая плотная пленка,

стабилизирующая глобулу. Стабилизация глобул возможна также за счет адсорбции на их поверхности ионов из дисперсионной среды.

Простейший эмульсионный буровой раствор – смесь воды и эмульгирующего концентрата, содержащего масляную фазу (например дизельное топливо). Получение таких эмульсионных буровых растворов в большинстве случаев сводится к добавке к воде эмульгирующего состава с последующим механическим перемешиванием. Эти растворы получили название РУО (растворы на углеводородной основе).

Основной показатель качества эмульсий – их устойчивость. Поступление в эмульсионный буровой раствор в процессе бурения высокодиспергированной твердой фазы, особенно глинистой, повышает устойчивость эмульсии. Введением углеводородной фазы можно любой бурой раствор на водной основе перевести в категорию эмульсионных.

#### **4.14. Растворы на неводной (нефтяной) основе**

К этой категории буровых растворов относятся гидрофобно-эмульсионные (ГЭР) и известково-битумные (ИБР) растворы.

*Гидрофобно-эмульсионные растворы* представляют собой эмульсии II рода. Они используются при бурении в соленосных и неустойчивых глиносодержащих породах, в многолетнемерзлых породах, а также при борьбе с поглощениями.

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

Агрегативная устойчивость гидрофобно-эмульсионных растворов зависит от стабилизирующих свойств ПАВ, поэтому они обязательно должны содержать ПАВ-стабилизатор.

Диспергирование глинистых пород в эмульсии происходит медленно, вязкость эмульсий при этом уменьшается.

*Известково-битумные растворы* применяются для вскрытия продуктивных пород с сохранением естественной проницаемости, а также для бурения в особо неустойчивых глинистых соленосных отложениях. В таких растворах дисперсионная среда представлена дизельным топливом, а дисперсная фаза – тонкоразмолотым окислен-

ным битумом. Частицы битума обладают слабой способностью образовывать связнодисперсные системы, поэтому в растворы на нефтяной основе добавляют небольшое количество структурообразователей: окиси кальция, мыл жирных кислот, катионоактивных ПАВ.

Растворы на нефтяной основе дороги, пожароопасны, усложняют выполнение спуско-подъемных и вспомогательных операций, разрушают резиновые сальники и шланги. Однако, наряду с обеспечением устойчивости проходимых пород и сохранением проницаемости продуктивных пластов, они уменьшают износ бурильного инструмента, снижают затраты мощности на вращение колонны бурильных труб. Кроме того, при прекращении циркуляции в зимнее время растворы на нефтяной основе не замерзают.

#### **4.15. Буровые растворы с конденсированной твердой фазой**

Буровые растворы с конденсированной твердой фазой представляют собой коллоидные системы, которые получаются путем введения в истинный раствор электролитов (рассолов) различных щелочей, в результате чего образуются труднорастворимые соединения (**гидрогели**). Их рекомендуется применять при бурении солей, соленосных пород, а также неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород, не содержащих галогенную толщу.

Наибольшее распространение получил *гидрогель магния*. Для получения такого раствора в минерализованную пластовую воду, либо раствор хлоридных отходов промышленных предприятий, либо (реже) раствор товарного бишофита с содержанием ионов магния до 40 г/л добавляют 2 % щелочи или извести с последующим активным перемешиванием. В результате получается взвесь в растворе солей весьма активного вещества – гидроокиси магния  $Mg(OH)_2$ , обладающая структурой и высокоингибирующими свойствами. Общая соленость гидрогеля магния может достигать 350 г/л.

Свойства таких растворов легко регулируются введением полимеров, крахмала и лигносульфонатов. На основе гидрогеля магния используются «чистые гидрогели», глинисто-гидрогелевые, эмульсионные растворы.

Гидрогели можно использовать также в качестве структурированных буровых растворов при бурении в северных районах, а также в зоне многолетнемерзлых пород.

## 4.16. Пены

Простейшая пена представляет собой дисперсию воды в воздухе. Она получается путем нагнетания в скважину смеси воды и сжатого воздуха через специальный смеситель или пеногенератор. Такая пена грубодисперсна, неустойчива.

Большее распространение получили так называемые стабильные пены. Дисперсная фаза такой промывочной системы представляет собой либо смесь воды с ПАВ, либо промывочную жидкость с высокодисперсной твердой фазой (может быть с добавкой ПАВ). Чаще всего используется бентонитовый раствор. Пены с мелкодиспергированной твердой фазой эффективно закрепляют стенки скважины.

Пена обладает более высокой несущей способностью, чем любая другая промывочная среда (считается, что по выносной способности пена превосходит воду в 10 раз), имеет хорошую охлаждающую способность, создает небольшое гидростатическое давление, препятствует образованию сальников, снижает износ породоразрушающего инструмента. Пена временно проникает в трещины и поры горных пород, стабилизируя стенки и препятствуя уходу промывочной среды в поглощающие пласты. Использование ее приводит к росту технико-экономических показателей бурения, и в первую очередь к повышению механической скорости.

Применяются пены при разбурировании наносов, пучащих пород, чувствительных к воде, многолетнемерзлых пород, а также в других сложных условиях.

## Глава 5. Осложнения при бурении скважин

Наиболее распространенными осложнениями при бурении скважин являются: поглощения буровых промывочных и тампонажных растворов; разрушение стенок скважины; пластовые флюидопроявления; прихваты бурового инструмента и обсадных труб. Такая классификация осложнений, не претендуя на законченность, позволяет дифференцировать технологические приемы борьбы с ними.

На площадях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» геологические факторы возникновения осложнений могут отличаться не только при бурении скважин на разных месторождениях, но и в пределах одного.



## 5.1. Поглощения бурового раствора.

### Методы предупреждения и ликвидации поглощений

При бурении и ремонте скважин одним из видов осложнений является поглощение бурового раствора. Причиной поглощения является естественная проницаемость пластов, обусловленная трещиноватостью, кавернозностью, разуплотненностью пород при низкой аномальности пластового давления. Поглощения определяются интенсивностью и перепадом давления скважина–пласт. Технологии предупреждения и ликвидации поглощений выбираются в зависимости от их категории и целевого назначения пластов-коллекторов. Категория поглощения определяется интенсивностью.

Расчетные формулы для определения категории поглощения:

– *объем поглощенного раствора  $V$ , ( $\text{м}^3$ ):*

$$V = Sh, \quad (5.1)$$

где  $S$  – площадь приемной емкости на уровне взлива,  $\text{м}^2$ ;  $h$  – высота снижения уровня в емкости, м;

– *интенсивность поглощения  $W$ , ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ):*

$$W = V / t, \quad (5.2)$$

где  $t$  – время, за которое уровень в емкости снизился на величину  $h$ , ч.

В практике бурения РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» получила распространение следующая классификация интенсивности поглощений:

1-я категория – частичные ( $1\text{--}2 \text{ м}^3/\text{ч}$ ), без потери циркуляции. Данные поглощения поддаются профилактическим мероприятиям, направленным на регулирование состава и свойств бурового раствора.

2-я категория – полные ( $2\text{--}3 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) с потерей циркуляции и установлением уровня бурового раствора на устье скважины. Изменение состава (введение опилок и других мелкодисперсных наполнителей) и параметров раствора не приводит к значительному снижению интенсивности поглощения. При данной категории осложнения вскрытие интервала производится без выхода циркуляции бурового раствора с последующей закачкой тампонирующих составов.

3-я категория – катастрофические (более  $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) – со значительным падением уровня бурового раствора в скважине. В этих случаях вскрытие поглощающего интервала также ведется без выхода циркуляции с последующим определением мероприятий по ликвидации поглощений. К ним в первую очередь относятся составы, включающие

крупноразмерные наполнители и цементные композиции. В большинстве случаев поглощения ликвидируются спуском обсадной колонны.

Классификация поглощений приведена в табл. 5.1.

Таблица 5.1

**Классификация поглощений бурового раствора**

Категория поглощений	Интенсивность поглощений, м <sup>3</sup> /ч	Характеристика поглощения
1	До 2	<b>Частичное</b> (без потери циркуляции)
2	2–5	<b>Полное</b> (потеря циркуляции)
3	Более 5	<b>Катастрофическое</b> (со значительным падением уровня раствора в скважине)

Представленная характеристика поглощений дает возможность предупреждения и правильного подхода к методам и способам ликвидации их в скважинных условиях.

**Поглощающие пласты-коллекторы** классифицируются исходя из их целевого назначения:

1 класс – пласты-коллекторы прямого целевого назначения для добычи нефти или закачки воды;

2 класс – водонасыщенные или нефтенасыщенные пласты-коллекторы, которые в дальнейшем могут быть использованы как возвратные объекты для добычи нефти или организации закачки;

3 класс – водонасыщенные межсолевые или подсолевые отложения, которые в настоящее время и в дальнейшем не будут использоваться для ППД (поддержания пластового давления) или сбросовых целей;

4 класс – водонасыщенные надсолевые отложения.

Классификация пластов-коллекторов по их целевому назначению позволяет подбирать технологию ликвидации поглощения с точки зрения эффективного освоения пластов-коллекторов для добычи или закачки после ликвидации поглощения и кольматации прискважинной зоны.

**Кольматация** – это заполнение пор и каналов пород, проходимых скважиной, глинистыми и иными твердыми частицами или затвердевающими частицами жидкости. Она может быть механической

и химической. В первом случае она происходит при заполнении пор и каналов под действием сил гравитации, трения и центробежных. Во втором – когда заполнение пор и каналов твердыми частицами сопровождается химическими реакциями с породами, или идет процесс закупорки пор с образованием твердого вещества из жидкого. Механическая кольтатация может сопровождаться химической.

На проницаемость формируемой на стенке скважины фильтрационной корки значительное влияние оказывают гранулометрический состав и количество кольтатанта, входящего в состав раствора. В случае если кольтатирующая смесь состоит из частиц, значительно превышающих по размеру отверстия пор, то они не смогут сформировать эффективную фильтрационную корку. Часть из них будет уноситься потоком раствора, а между частицами будут образовываться каналы, через которые свободно фильтруется раствор (рис. 5.1, а). Частицы размером, значительно меньшим отверстий пор, беспрепятственно проникают в поровое пространство пласта и загрязняют его (рис. 5.1, б). Правильное распределение частиц по размерам в составе кольтатанта способствует образованию фильтрационной корки с минимальным проникновением фильтрата и твердых частиц в пласт (рис. 5.1, в).

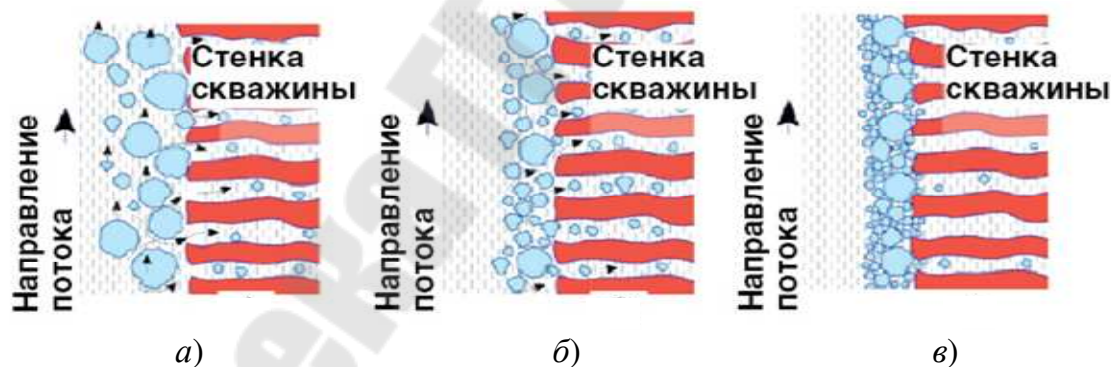


Рис. 5.1. Влияние фракционного состава кольтатанта на фильтрационные свойства бурового раствора

Превышение  $P_{\text{гидр}}$  над  $P_{\text{пл}}$  происходит по причинам:

- буровой раствор с высокой плотностью;
- буровой раствор имеет большие значения СНС;
- спуск бурильных труб со скоростью, превышающей допустимую.

Методы для предупреждения поглощения бурового раствора:

- $P_{\text{гидр}}$  снизить до  $P_{\text{пл}}$ ;
- снизить структурно-механические показатели до минимума;

– обработать раствор смазочной добавкой.

Для ликвидации поглощения применяют композиции кольматантов в виде наполнителей разного гранулометрического состава и формы.

Поглощение промывочных жидкостей – один из наиболее распространенных видов осложнений, на борьбу с которыми уходит много времени и средств. При бурении и ремонте скважин потери буровых и других технологических жидкостей из-за поглощений составляют десятки и даже сотни кубических метров. Стоимость одного кубического метра раствора порой достигает сотни тысяч рублей.

Наибольшие трудности в процессе проводки скважин вызывают осложнения, в которых наблюдаются полные потери циркуляции бурового раствора. Такие поглощения характерны в пластах, имеющих большие трещины, пустоты, каверны с низкими пластовыми давлениями. Для их ликвидации применяют специальные технологии, так как традиционные методы подбора рецептур буровых растворов и промывочных агентов не позволяют добиваться положительных результатов.

В лабораторных и полевых условиях для определения фильтрационных свойств бурового раствора применяется тестер определения проницаемости тампонирующих материалов – РРТ (рис. 5.2).

Преимуществом этого прибора является возможность использования керамических дисков различной проницаемости в качестве пористой среды, через которую происходит фильтрация бурового раствора (рис. 5.3).

На месторождениях Беларуси осложнения, вызванные поглощением бурового раствора, встречаются на различных участках типового геологического разреза: надсолевой, межсолевой, подсолевой толщах. Чаще они приурочены к продуктивным горизонтам.

В связи с этим одним из условий выбора технологии является сохранение проницаемости и продуктивности пласта. Если при ликвидации поглощений 1-й и 2-й категории продукты тампонирующей смеси трещин и каверн можно удалить и обеспечить связь с пластом, то при катастрофических поглощениях, где используются различные тампонирующие составы, восстановить каналы фильтрации флюидов очень сложно.



Рис. 5.2. Тестер определения проницаемости тампонирующих материалов производства OFITE

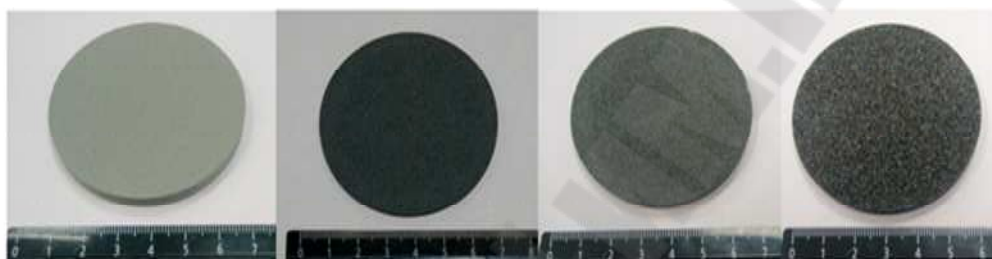


Рис. 5.3. Керамические диски с проницаемостью (слева направо) 10, 20, 35, 90 мкм производства OFITE, используемые в качестве пористой среды

Исходя из этого, можно сформулировать следующие требования к технологии ликвидации катастрофических поглощений в условиях Беларуси.

Катастрофические поглощения на месторождениях Беларуси происходят в условиях, высокой трещиноватости и кавернозности пласта, когда раскрытость фильтрационных каналов превышает 3 мм. Подобные каналы фильтрации могут быть выщелочены или размыты водной фазой жидкости при бурении или образованы тектоническими нарушениями структуры. В настоящее время применяются специальные составы для ликвидации поглощений бурового раствора с широким набором наполнителей (кольматантов), имеющих разные размеры частиц.

Анализ большого объема выполненных работ позволил сделать следующие выводы:

- наполнители должны быть разных типов и размеров;
- самые крупные и прочные частицы необходимы для создания первичных перегородок (сводообразующие частицы);

– более мелкие частицы служат для заполнения межзернового пространства сводообразующих частиц.

Наилучшие результаты получаются, когда форма частиц имеет округлую или кубовидную форму. Многие пластинчатые наполнители создают структуру с большим межзерновым пространством, что требует дополнительного ввода более мелких частиц или повышения общей концентрации наполнителя.

В качестве кольматантов в Беларуси используются различные наполнители, например резиновая крошка разного диаметра; мука и наполнитель доломитовые; мел; древесные опилки. В других регионах применяются лузга от семечек, коробочек хлопка, слюда, скорлупа ореховая и т. п.

Для обеспечения полноценной промывки забоя скважины в процессе бурения долото оснащается насадками, диаметры отверстий которых превышают размер частицы кольматанта не менее чем в три раза. Выходящий из скважины буровой раствор направляется в обход системы очистки.

Ввод наполнителя в УПР (установку для приготовления раствора) производится непосредственно напрямую в емкость или через гидросмесительную воронку эжекторного типа. (Эжектор – устройство, в котором происходит передача кинетической энергии от одной среды, движущейся с большей скоростью, к другой. Эжектор создает в сужающемся сечении пониженное давление одной среды, что вызывает подсос в поток другой среды, которая затем переносится и удаляется от места всасывания энергией первой среды.) Из емкости УПР обогащенный раствор направляют по желобу в циркуляционную систему.

После обнаружения поглощения бурового раствора прекращается углубление скважины. Инструмент поднимается выше поглощающей зоны, скважина доливается буровым раствором до устья. Проводится визуальное наблюдение за его уровнем в скважине и оценивается интенсивность поглощения, т. е. определяется его категория. Определяется состав кольматантов и применяются меры для ликвидации поглощения бурового раствора.

Технология ликвидации поглощений заключается в порционной закачке (пачками от 10 до 20 м<sup>3</sup>) закупоривающих составов на основе жидкости-носителя с наполнителями в поглощающий пласт.

В качестве жидкости-носителя используется 8%-й глинистый палыгорскитовый раствор или другая вязкая спецжидкость.

Основные параметры кольматирующих (закупоривающих) составов:

- плотность,  $\text{кг/м}^3$  – это отношение массы состава к его объему и находится в пределах (1100–1350)  $\text{кг/м}^3$ ;
- растекаемость, см характеризует подвижность (текучесть) состава и не должна быть менее 14 см;
- закупоривающая способность составов, обогащенных кольмантантами, характеризует их способность перекрывать (закупоривать) каналы определенного сечения.

## **5.2. Разрушение стенок скважины (осыпи и обвалы)**

Разрушение стенок скважины (осыпи и обвалы незакрепленных горных пород) приводит к чрезмерному загрязнению ствола скважины. Набухание горных пород является причиной сужения ствола скважины. Из-за оползней происходит частичное или полное перекрытие ствола скважины. Желобообразование в местах резкого искривления ствола приводит к возникновению затяжек и посадок при спуске или подъеме колонны труб. Растворение соленосных отложений ведет к образованию каверн. Растепление многолетнемерзлых пород приводит к их деградации и потере устойчивости.

Процессы, способствующие таким осложнениям, в разной степени происходят при бурении скважины в интервалах, представленных рыхлыми отложениями, песчаниками, увлажненными глинистыми отложениями, трещиноватыми породами с выраженной трещиноватостью, слоистостью.

При разбурировании глинистых отложений применение ингибирующих буровых растворов позволяет избежать наработки бурового раствора, осыпей и обвалов.

Комплексным решением является придание ингибирующих свойств вводом в буровой раствор калиевой добавки. Оптимальной концентрацией  $\text{K}^+$  является 3 %.

Ликвидация осложнений, вызванных осыпями и обвалами, производится установкой нефтяных и водяных ванн. При обвалах карбонатных пород возможна установка кислотной ванны из 12%-го раствора соляной кислоты ( $\text{HCl}$ ). В исключительных случаях – перебурированием осложненной части ствола скважины.

### 5.3. Нефте-газо-водопроявления. Признаки, методы ликвидации

Нефте-газо-водопроявления (НГВП) происходят, когда  $P_{пл}$  флюида превышает  $P_{гидр}$ .

В разбуриваемых пластах могут находиться газ, вода и нефть. Газ через трещины и поры проникает в скважину. Если пластовое давление выше давления бурового раствора, заполняющего скважину, газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины – возникает газовый, а иногда и нефтяной фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования, а иногда и пожар. Вода или нефть под очень большим пластовым давлением также могут прорваться в скважину. В результате происходит выброс бурового раствора, а потом воды или нефти. Получается водяной или нефтяной фонтан.

Выбросы могут возникать и при понижении уровня бурового раствора в скважине, которое происходит или вследствие потери циркуляции, или же во время подъема труб в случае недолива скважины. Признаки начала газопроявлений следующие:

а) выход на поверхность при восстановлении циркуляции пачек бурового раствора, насыщенного газом;

б) «кипение» в скважине при ограниченном поступлении из пластов газа, что может наблюдаться в случае незначительных величин вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора;

в) слабый перелив раствора из скважины;

г) повышение уровня жидкости в приемных емкостях (без добавления жидкости в циркуляционную систему);

д) появление газа по показаниям газокаротажной станции. Чтобы предотвратить выброс, гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно быть на 5–15 % выше пластового, в зависимости от глубины скважины. Избыточное давление на пласт достигается применением утяжеленных буровых растворов. При утяжелении бурового раствора обращают внимание на вязкость, сохраняя ее по возможности минимальной.

Однако нельзя ограничиваться только утяжелением бурового раствора как мерой борьбы с выбросами газа, нефти или интенсивным переливом воды, так как выброс может быть неожиданным или начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий отрезок времени, а утяжеление растворов – операция длительная.



Для предотвращения уже начавшегося выброса необходимо медленно закрыть скважину, что легко осуществить, если ее устье герметизировано специальным противовыбросовым оборудованием (превентором).

**Под грифонами, происходящими в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин, следует понимать фонтанные нефте-, газо- и водопроявления вскрытых пластов, выходящие на земную поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или по контакту цемент–порода, за пределами устья скважины. Фонтанные нефте-, газо- и водопроявления в кольцевом пространстве, между эксплуатационной и технической колоннами, а также между промежуточной колонной и кондуктором обычно называют *межколонными проявлениями*. Грифоны и межколонные проявления обычно взаимно связаны и обуславливают друг друга.**

***Причины возникновения НГВП:***

- низкое значение плотности бурового раствора;
- недолив при подъеме бурового инструмента;
- поглощение раствора;
- разбавление бурового раствора пластовой водой;
- выпадение утяжелителя;
- подъем бурильных труб с большой скоростью.

***Методы ликвидации НГВП:***

- повышение плотности бурового раствора;
- снижение СНС, вязкости и фильтрации;
- использование дегазатора;
- добавление пеногасителей.

Нефтепроявление наблюдается визуально по радужным кольцам.

При водопроявлениях снижается значение плотности и увеличивается фильтрация, выпадает утяжелитель, снижается рН раствора. Раствор необходимо обрабатывать кальцинированной содой, защитными реагентами и утяжелителем.

## **5.4. Прихваты бурового инструмента и обсадных труб. Причины и методы ликвидации**

***Причины возникновения прихватов:***

- липкость фильтрационной корки;
- образование сальников и сужение ствола скважины;
- образование толстой корки при увеличении фильтрации и перепаде давлений;

- оседание частиц после прекращения циркуляции;
- сужение ствола из-за набухания глин;
- затягивание инструмента в желоб;
- перепад давления между скважиной и пластом;
- оставление бурового инструмента без движения при плохом качестве раствора;
- потеря герметичности в бурильных трубах;
- заклинивание инструмента крупными обломками породы;
- образование кристаллизационной «шубы» в верхней части колонны при бурении глубоких скважин (характерно для бурения скважин в Беларуси).

Для предупреждения прихватов необходимо проводить обработку раствора согласно ГТН, добавлять защитные реагенты, смазку, применять ингибирующие растворы. Ликвидируют прихваты установкой нефтяной ванны и расхаживанием инструмента.

**Прихваты, обусловленные пластическим течением пород.** Пластическое течение пород проявляется при напряжениях, значительно меньших предела прочности. На площадях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» такого рода осложнения происходят в соленосных и глинистых отложениях.

Основные методы профилактики основываются на создании давления столба жидкости, компенсирующего горное давление, и поддержании низких значений фильтрации бурового раствора. Необходимая плотность бурового раствора в некоторых случаях может достигать 1900 кг/м<sup>3</sup>. При невозможности поддержания высокой плотности бурового раствора производят размыв пород осложненного участка гидромониторными насадками.

Ликвидация осложнений производится промывкой скважины.

**Прихваты под перепадом давления (дифференциальные прихваты).** Наиболее частым тяжелым видом осложнений являются прихваты бурильной, реже обсадной колонны, которые могут быть вызваны перепадом давления в системе *скважина-пласт*, типом и высокой фильтрацией бурового раствора при вскрытии проницаемых пластов, адгезионными свойствами пород и глинистых корок.

При взаимодействии металла бурильных труб с глинистой коркой бурового раствора в случае прихвата проявляются силы трения и адгезии, составляющие 30–20 и 70–80 % соответственно. Это значит, что основой прихвата при перепаде давления являются силы адгезии, которые, как и силы трения, находятся в прямолинейной зависимости от удельной нагрузки и увеличиваются с ростом последней.

При ликвидации прихватов под перепадом давления традиционно применяют нефтяные ванны или ванны из антиприхватных и других добавок в объеме до 20 м<sup>3</sup>. Буровой инструмент оставляют под натяжкой, нефть проникает между металлом и фильтрационной коркой и оказывает смазывающее действие. Время выдержки ванны – 8–24 ч.

**Прихваты из-за кристаллизации солей.** Специфическим видом осложнений при бурении нефтяных скважин в Беларуси является кристаллизация солей. Проявляется данный вид осложнения в виде солевого покрова на бурильных трубах. Солевой покров уменьшает расстояние между стенками скважины и бурильными трубами, что приводит к их заклиниванию при подъеме.

Растворимость любой соли увеличивается по мере повышения температуры, поэтому при циркуляции буровой раствор, насыщенный на устье, оказывается ненасыщенным на забое, что влечет за собой дополнительное растворение солей.

При подъеме бурового раствора по затрубному пространству к устью скважины температура снижается, что способствует кристаллизации соли из пересыщенного раствора. Такой процесс имеет место в каждом цикле циркуляции и, если в структуре бурового раствора не будет находиться часть кристаллизационной соли, то при каждом цикле будет происходить растворение стенок скважины и увеличиваться ее диаметр. Предотвратить процесс невозможно. Остается один путь: применять структурированные буровые растворы, в составе которых должно находиться около 8 % кристаллической соли с большой поверхностью. Это значит, что размеры кристаллов соли должны быть меньше размера частиц породы, выносимой очистными механизмами. Именно такие частицы способны, во-первых, удерживаться в структуре раствора и, во-вторых, хорошо растворяться при увеличении температуры.

Таким образом, мероприятия по предотвращению заключаются в предварительном введении в буровой раствор неионогенного ПАВ, который используется в качестве ингибитора роста и когезии кристаллов на поверхностях металлических труб. А если ингибитор предварительно не был введен в раствор, то ликвидация такого типа прихвата осуществляется покачиванием пачки пресной воды или бурового раствора. После чего раствор обрабатывается химическими реагентами для восстановления всех технологических параметров согласно ГТН.

## Глава 6. Тампонажные растворы

Для извлечения нефти надо создать долговечный устойчивый канал, соединяющий продуктивный горизонт с резервуарами. Для транспортировки нефти или газа надо разобщить пласты горных пород и закрепить стенки скважины.

При креплении скважин применяются металлические трубы, которые, свинчивая в колонну, спускают в пробуренную скважину на определенную глубину. Эти трубы и колонна называются обсадными.

С целью разобщения пластов в обсадную колонну закачивают цементный раствор, который вытесняет находящийся в ней буровой раствор, и продавливают в затрубное пространство на расчетную высоту. Процесс транспортирования (закачивания) цементного раствора в затрубное пространство называется *процессом цементирования скважины*.

Тампонажные растворы – это комбинации спецматериалов или составов, используемых для тампонирования. Тампонажные смеси с течением времени могут затвердевать с образованием тампонажного камня или загустевать, упрочняться, оставаясь вязкой или вязкопластичной системой.

По виду тампонирования делят на:

- технологическое, выполняемое в процессе сооружения скважины;
- ликвидационное, проводимое для ликвидации скважины после выполнения целевого назначения.

Функции тампонажного раствора и камня обусловлены целью тампонирования и в зависимости от этого к исходному тампонажному раствору предъявляются различные требования.

**Цель цементирования – вытеснить буровой раствор тампонажным из затрубного пространства скважины и поднять последний на заданную высоту.** В результате этого предотвращается возможность движения любой жидкости или газа из одного пласта в другой через заколонное пространство, обеспечивается длительная изоляция продуктивных объектов от посторонних вод, укрепляются неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям породы, обсадная колонна предохраняется от коррозии пластовыми водами и повышается ее несущая способность.

Процесс цементирования скважин состоит из следующих основных работ:

- приготовление тампонажного (цементного) раствора;

- закачка тампонажного раствора в скважину;
- подача тампонажного раствора в затрубное пространство;
- ожидание затвердения закачанного материала (цемента) – ОЗЦ;
- проверка качества цементировочных работ.

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект. Стоимость скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления может быть еще большим. Процесс цементирования скважин – операция необратимая, ремонт и восстановление их связаны со значительными затратами средств и времени.

Цементный раствор поступает в заколонное пространство, замещая находящийся там буровой раствор, и затвердевает в камень.

#### **Основные способы цементирования:**

1. Прямое одноступенчатое цементирование.
2. Двухступенчатое цементирование – это раздельное последовательное цементирование двух интервалов в скважине (сначала нижнего, затем верхнего).

Способ позволяет:

- снизить давление на пласт при высоких уровнях подъема ТР;
- увеличить высоту подъема ТР в заколонном пространстве без значительного роста давления нагнетания;
- уменьшить смещение ТР с БР в заколонном пространстве;
- избежать воздействия высоких температур на ТР, используемый в верхнем интервале.

3. Манжетное цементирование применяется, когда попадание ТР ниже интервала цементирования нежелательно. Для этого ОК оборудуется манжетой или специальным пакером для манжетного цементирования. ТР нагнетается через перфорированный участок ОК над манжетой (пакером) и не попадает в затрубное пространство ниже манжеты (пакера).

4. Установка цементных мостов.

**Цементный мост** – прочная газо-нефте-водонепроницаемая перемычка, устанавливаемая в скважине с целью перехода на выше-лежащий объект, забуривания нового ствола, ликвидации проявления и поглощения, укрепления неустойчивой кавернозной части ствола, консервации или ликвидации скважины.

Для установки моста цементный раствор (ЦР) закачивают через БК или колонну НКТ, спущенную до нижней отметки интервала ус-

тановки моста. Чтобы предотвратить смешивание ЦР с БР, используют буферную жидкость, разделительные пробки и т. п. По мере выдвигания ЦР в ствол скважины колонну поднимают и, когда ее нижний конец окажется выше уровня ЦР, промывают по методу обратной циркуляции. Чтобы ЦР не погружался в БР ниже места установки моста, устанавливают разделитель (тампон, пакер).

5. Обратное цементирование. Способ заключается в закачивании ТР с поверхности непосредственно в затрубное (межтрубное) пространство и вытеснении находящегося там бурового раствора через башмак ОК и по ней на поверхность.

Способ применяют при цементировании ОК, перекрывающих пласты большой мощности, которые подвержены гидроразрыву при небольших перепадах давления, а также при *комбинированном способе цементирования*, когда нижняя часть ствола цементируется по технологии прямой циркуляции, а верхняя – по технологии обратной циркуляции.

**Расчет цементирования скважин.** Перед началом цементирования скважины производится расчет цементирования, при котором определяются:

- 1) количество сухого цемента;
- 2) количество воды, потребной для приготовления цементного раствора или нефтепродуктов для эмульсионно-цементных растворов;
- 3) количество жидкости, потребной для продавки раствора в пласт;
- 4) продолжительность процесса цементирования;
- 5) давление в трубах и в затрубном пространстве в конце продавки раствора;
- 6) число и тип цементируемых агрегатов и цементосмесительных машин.

### **6.1. Требования к тампонажному раствору**

Раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или другой жидкостью), обработанной химическими реагентами для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса (или без них), называют *тампонажным (ТР)*.

Тампонажный раствор применяют для разобщения пластов в различных геолого-технических условиях.

В таких условиях, используя цементный раствор лишь одного типа, нельзя обеспечить герметичность заколонного пространства. Нужен ряд растворов, изготавливаемых из разных цементов и обрабатываемых химическими реагентами, при использовании различных схем приготовления.

Требования к тампонажному раствору можно представить следующим образом:

**1. Требования технического характера:**

- хорошая текучесть;
- способность проникать в любые поры и микротрещины;
- отсутствие седиментации;
- хорошая сцепляемость с обсадными трубами и горными породами;
- восприимчивость к обработке с целью регулирования свойств;
- отсутствие взаимодействия с тампонируемыми породами и пластовыми водами;
- устойчивость к размывающему действию подземных вод;
- стабильность при повышенных температуре и давлении;
- отсутствие усадки с образованием трещин при твердении.

**2. Требования технологического характера:**

- хорошая прокачиваемость буровыми насосами;
- небольшие сопротивления при движении;
- малая чувствительность к перемешиванию;
- возможность комбинирования с другим раствором;
- хорошая смываемость с технологического оборудования;
- легкая разбуриваемость камня.

**3. Требования экономического характера:**

- сырье должно быть недефицитным и недорогим;
- не влиять отрицательно на окружающую среду.

## **6.2. Классификация тампонажных растворов**

В зависимости от вяжущей основы ТР делятся на:

- растворы на основе неорганических веществ (цемент, гипс, известь);
- растворы на основе органических веществ (синтетические смолы, битумы, латексы).

Жидкость затворения (жидкая основа ТР) – вода, реже – углеводородная жидкость (эмульсия). Также применяют ТР, в которых в ка-

честве жидкости затворения применяют воду с солями (до насыщения), ТР на нефтяной основе, аэрированные ТР, быстросхватывающиеся составы для борьбы с поглощением при бурении скважин и др.

В зависимости от температуры испытания применяют:

– цемент для «холодных» скважин с температурой испытания  $(22 \pm 2) ^\circ\text{C}$ ;

– цемент для «горячих» скважин с температурой испытания  $(75 \pm 3) ^\circ\text{C}$ .

По плотности ТР делят на:

- легкие – до  $1300 \text{ кг/м}^3$ ;
- облегченные –  $1300\text{--}1750 \text{ кг/м}^3$ ;
- нормальные –  $1750\text{--}1950 \text{ кг/м}^3$ ;
- утяжеленные –  $1950\text{--}2200 \text{ кг/м}^3$ ;
- тяжелые – больше  $2200 \text{ кг/м}^3$ .

По срокам схватывания делят на:

- быстро схватывающиеся – до 40 мин;
- ускоренно схватывающиеся – 40 мин – 1 ч 20 мин;
- нормально схватывающиеся – 1 ч 20 мин – 2 ч;
- медленно схватывающиеся – больше 2 ч.

Тампонажные цементы также классифицируются по:

– вещественному составу: без добавок и с добавками, регулирующими плотность растворов, сроков схватывания и реологических характеристик, придания им закупоривающих свойств (с наполнителями), снижения стоимости;

– устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод (хлоркальциево-натриевым, углекислым, сероводородным, магниальным), линейным деформациям тампонажного камня при твердении.

### **6.3. Технологические параметры тампонажного раствора и камня**

Тампонажные растворы характеризуются многими параметрами, однако для практики наибольший интерес представляют свойства, измерение которых оперативно и несложно. К сожалению, существующие приборы и методы определения свойств тампонажных растворов несовершенны, и часто простота измерения идет в ущерб соответствию полученных оценок реальной действительности.

Основные параметры тампонажных растворов: плотность, подвижность, консистенция, водоудерживающая способность, сроки схватывания, прочность структуры, седиментационная устойчивость,



водо-твердое отношение. Реологические свойства тампонажных растворов характеризуются вязкостью и динамическим напряжением сдвига.

**Цементным тестом** называется смесь цемента с водой. Цемент перед испытанием просеивается через сито 80 мкм.

**1. Водо-цементное отношение (В/Ц)** – отношение массового количества воды (жидкости затворения) к массовому количеству цемента. Для цементирования скважин в большинстве случаев применяют ТР с В/Ц от 0,4 до 0,5. Если в качестве вяжущего применяется смесь материалов, то отношение массового количества воды к массовому количеству смеси обозначается В/С или В/Т (водо-твердое отношение).

**Водо-твердое отношение** представляет собой отношение масс воды и твердой фазы, необходимых для получения единицы объема раствора. Оно во многом определяет свойства тампонажных растворов. При известных составах воды и твердой фазы по водо-твердому отношению обычно прогнозируются свойства раствора. И наоборот, желая получить определенные параметры раствора, нередко изменяют водо-твердое отношение. Для тампонажных растворов В/Т = 0,4–0,8.

Тесто готовится вручную в сферической чаше в течение 3 мин. или на специальных мешалках 5 мин.

**2. Плотность, г/см<sup>3</sup>.** Плотность измеряется ареометром АБР-1 или рычажными весами.

**3. Растекаемость, см.** Растекаемость (подвижность) раствора характеризует возможность его прокачивания насосом, определяет величину гидравлических сопротивлений при тампонировании и особенности поведения раствора при заполнении каналов.

На практике подвижность оценивают по растекаемости тампонажного раствора, которая определяется на конусе АзНИИ. Этот прибор (рис. 6.4) состоит из усеченного конуса-кольца массой 300 г, имеющего внутренние диаметры верхнего основания 36 и нижнего 64 мм, высоту 60 мм, объем 120 см<sup>3</sup>. Конус устанавливается на съемное стекло, которое, в свою очередь, помещают на круглую плиту, расчерченную концентрическими окружностями. С помощью регулировочных винтов, служащих одновременно и опорами прибора, плита со стеклом предварительно по уровню устанавливается в горизонтальное положение. Конус ставится в центре круга. Для измерения растекаемости готовят 250 см<sup>3</sup> раствора заданного состава и после перемешивания в течение 3 мин заливают его в конус вровень с верхним кольцом.

Затем конус плавно поднимают вверх, и раствор растекается по стеклянному кругу основания. Во взаимно перпендикулярных направлениях определяют наибольший и наименьший диаметры круга расплыва и по ним вычисляют средний диаметр в см.



Рис. 6.1. Конус АзНИИ

От подвижности раствора в первую очередь зависит всасывающая способность насоса. Считается, что удовлетворительное всасывание обеспечивается при растекаемости не менее 18 см. Подвижность тампонажных составов определяется не только рецептурой, но и временем и интенсивностью перемешивания при приготовлении. Особенно это актуально для растворов на основе вяжущих добавок. Поэтому растекаемость как критерий подвижности – очень условный параметр.

**4. Время загустевания (час-мин, начало-конец).** Способность тампонажного раствора к прокачиванию определяют с помощью *консистометра* (рис. 6.2). Этот прибор позволяет оценить сопротивление раствора перемешиванию лопастной мешалкой. Интенсивность перемешивания при измерениях должна соответствовать интенсивности перемешивания при движении раствора в скважине во время тампонирования. С помощью консистометра определяют загустевание тампонажного раствора в процессе перемешивания при высоких температуре и давлении.

Консистометр КЦ-5 (рис. 6.3) смонтирован на станине 6 и состоит из корпуса 8, внутри которого находятся электрический нагреватель 7 и стакан 1, приводимый в движение электродвигателем 3 через редуктор 4. В стакане размещена рамка 2 с лопатками, ось рамки 5 соединена с замеряющим устройством 9, которое состоит из калиброванной пружины и шкалы. Для замера температуры имеется термометр 10. Давление в КЦ-5 не создается.



Рис. 6.2. Консистометр КЦ

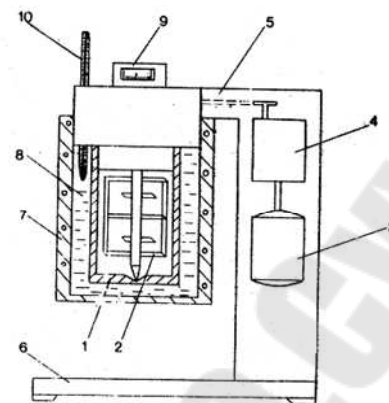


Рис. 6.3. Схема консистометра КЦ-5

Раствор считается достаточно подвижным, если его консистенция не превышает 20 условных единиц (УЕК).

Консистенция – более правильная количественная оценка подвижности, отражающая физическую сущность процесса перемешивания раствора.

**5. Сроки схватывания (твердения) (час-мин, начало-конец)** – один из важнейших параметров тампонажного раствора – определяются в статических условиях прибором «Игла Вика» (рис. 6.4).



Рис. 6.4. Игла Вика

**6. Седиментационная устойчивость цементного раствора** – определяется водоотделением, т. е. максимальным количеством воды, способным выделиться из цементного раствора в результате процесса седиментации.

Седиментационная неустойчивость приводит к тому, что затвердевает лишь нижняя часть раствора в трещинах либо он вообще

не схватывается. В других растворах, например глиноцементных, водоотдачу нужно увеличивать. Такие растворы в процессе течения по трещинам интенсивно отфильтровывают воду в пористые стенки, что сопровождается резким повышением реологических параметров. Остановка раствора в трещине приводит к образованию плотного тампона. Чем интенсивнее водоотдача, тем активнее протекают эти процессы.

Седиментационная устойчивость тампонажных растворов характеризуется коэффициентом водоотделения и измеряется в процентах. Раствор считается достаточно устойчивым, если коэффициент водоотделения не превышает 2,5 %.

*Реологические свойства* тампонажных растворов ( $\mu$ ,  $\eta$ ,  $\tau_0$ ) определяют на тех же вискозиметрах, на которых измеряют свойства буровых растворов.

Вид и состав тампонажного раствора, а в ряде случаев и технология использования определяют свойства, подлежащие оценке и контролю.

#### **6.4. Требования к тампонажному камню**

Эксплуатация скважин требует устойчивой работы крепи, что обеспечивается формированием цементного камня вдоль ствола и заполнением им всего заколонного пространства, соответствием свойств камня (и всей крепи) требованиям, обусловленным внешними воздействиями (нагрузки, коррозия и т. д.). Количественно оценить все факторы сложно, что объясняется скудностью исследовательского материала, сложностью моделирования процессов и получения достоверных результатов.

Функции, выполняемые цементным камнем:

1. Разобшение пластов, их изоляции, т. е. образование в стволе безударного тампона, внутреннюю часть которого составляет колонна обсадных труб. Важным условием является равномерная толщина цементного камня со всех сторон. Толщина цементного кольца не определяет качества разобщения пластов, однако влияет на формирование цементного камня или предопределяет его отсутствие.

2. Удержание обсадной колонны (ОК) от всевозможных перемещений; проседания под действием собственного веса, температурных деформаций, деформаций вследствие возникновения перепадов давления в колонне, ударных нагрузок, вращений и т. д.

3. Защита ОК от действия коррозионной среды.

4. Повышение работоспособности ОК с увеличением сопротивляемости повышенным внешнему и внутреннему давлению. Естественно, цементное кольцо должно быть сплошным и иметь при этом определенную физико-механическую характеристику.

5. Сплошное цементное кольцо, приобретая в процессе формирования камня способность к адгезии (цементный камень сцепляется с металлом труб), создает предпосылки к еще большему повышению сопротивляемости высоким внешним и внутренним давлениям.

Из перечисленных функций вытекают следующие требования, предъявляемые к цементному камню:

- достаточная механическая прочность;
- непроницаемость для бурового раствора, пластовых вод и газа;
- стойкость к коррозионному воздействию пластовых вод;
- температурная стойкость;
- сохранение объема при твердении и упрочнении;
- минимальная экзотермия.

## **6.5. Параметры тампонажного камня**

Измеряемые характеристики (параметры) тампонажного камня:

- прочность на изгиб и сжатие;
- проницаемость;
- коррозионные свойства;
- объемные изменения при твердении.

Качество цементного камня оценивают в лабораторных условиях на образцах стандартных размеров, которые готовят с соблюдением требований, обеспечивающих однородность свойств по всему объему. Свойства цементного камня зависят от режима его твердения, который определяется влажностью, температурой, давлением, составом пластовых вод и горных пород. Желательно, чтобы режим твердения экспериментальных образцов цементного камня был максимально приближен к условиям скважины.

При твердении раствора на протекание химических процессов гидратации расходуется вода. Если этот расход воды не компенсируется из внешней среды, то поры и капилляры цементного камня частично освобождаются от наполняющей их воды, что сопровождается замедлением гидратации, усадкой, изменением физических свойств камня.

В скважине расход воды на гидратацию в некоторой степени компенсируется за счет поступления в цементный камень пластовых вод и фильтрата бурового раствора. Поэтому принято помещать экспериментальные образцы в воду, создавая тем самым условия для полной компенсации химического поглощения воды. Чтобы исключить размыв образца цементного раствора с поверхности при погружении в водяную ванну, ему дают сначала затвердеть в атмосфере насыщенного пара или заливают его в закрытые незагерметизированные формы, погружая затем в воду. После того как цементный камень приобрел достаточную прочность, формы разбирают и образцы снова погружают в воду. Продолжительность выдерживания образцов цементного камня перед определением его свойств зависит от задач исследования. Если необходимо знать минимально допустимое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), то выбирают сроки, приближающиеся к предполагаемому или желательному времени ОЗЦ, например через 12, 24, 36, 48 ч с момента затворения. При наблюдении за изменением свойств цементного камня во времени измерения производят после выдерживания образцов в течение 24 и 48 ч, 7 и 28 сут.

**1. Прочность тампонажного камня** характеризуется временным сопротивлением сжатию, изгибу, реже разрыву. Испытания при температурах 22 и 75 °С проводят по ГОСТ 1581–96.

Прочность цементного камня непостоянна. Первое время после твердения она быстро возрастает, затем постепенно стабилизируется, а через некоторое время начинает медленно снижаться.

Прочность при сжатии определяют путем разрушения образцов на гидравлическом прессе. Наиболее распространены образцы в виде куба с ребром 7,07 и 5 см (площади поперечного сечения соответственно 50 и 25 см<sup>2</sup>), но можно применять и образцы цилиндрической формы, их высота и диаметр должны быть равны.

Для изготовления образцов цементный раствор заливают в съемные формы соответствующих размеров, выполненные из стали или пластмассы. Из одного замеса цементного раствора изготавливают несколько образцов (не меньше трех), которые выдерживают в одинаковых условиях одно и то же время.

Образцы, твердеющие при температуре  $22 \pm 2$  °С, первые сутки следует хранить в контейнерах с гидравлическим затвором при относительной влажности 80–90 %. Через  $24 \pm 2$  ч после затворения образцы освобождают от форм, маркируют и хранят в водяной ванне до момента испытания. Испытывают их сразу после извлечения из ванны и обтирания.

Образцы, твердеющие при температуре  $75 \pm 3$  °С, после удаления избытка раствора из форм накрывают стеклянной или стальной пластиной и помещают в термостат с водой указанной температуры. Через  $24 \pm 2$  ч образцы извлекают из форм, маар кируют и помещают в тот же термостат для последующего упрочнения. За величину прочности принимается среднее из трех измерений.

Прочность при изгибе определяют при разрушении образцов-балочек на разрывных машинах (рис. 6.5). Размеры балочек 4 x 4 x 16 см. Порядок приготовления и испытания такой же, как и образцов для исследования на сжатие.

Считается, что конечные прочностные характеристики цементный камень набирает через 28 сут твердения. Однако уже через 2 сут прочность цементного камня может достигать 90 % и более от максимальной. Поэтому оперативная оценка прочности проводится через 2 сут твердения.

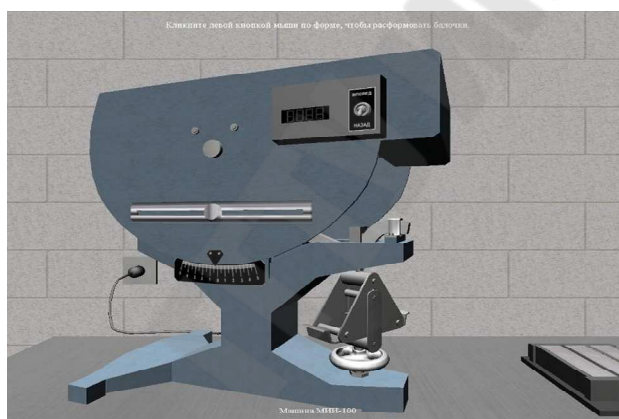


Рис. 6.5. Разрывная машина МИИ-100 для определения прочности цементного камня на изгиб

**2. Проницаемость тампонажного камня** определяется размерами пор и степенью их сообщения между собой. Различают абсолютную (физическую) и эффективную проницаемость.

Абсолютной называют проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического воздействия между жидкостью и пористой средой. При этом весь объем пор среды должен быть заполнен фильтрующимся газом или жидкостью.

Эффективной называется проницаемость пористой среды при наличии в порах другой какой-либо фазы. Для определения абсолютной проницаемости образец высушивают, эффективная проницаемость измеряется на образце, сразу же извлеченном из воды.

Проницаемость тампонажного камня непостоянна, она изменяется в процессе твердения в соответствии с изменением порового пространства. По окончании твердения проницаемость тампонажного камня также может изменяться, если фильтрующая среда оказывает на него физико-химическое воздействие, приводящее к растворению уже затвердевшего камня.

Характер изменения проницаемости во времени будет зависеть от соотношения двух взаимно противоположных процессов: растворения тампонажного камня и осаждения продуктов растворения и дисперсной фазы бурового раствора в поровых каналах.

Если процесс растворения тампонажного камня будет интенсивным, это может привести к его разрушению, ибо при этом усиливается действие других, отрицательных факторов.

Эффективную водопроницаемость тампонажного камня определяют на образцах цилиндрической формы, диаметр и длина образца должны быть не менее 18 мм. Проницаемость определяют немедленно после извлечения образца на специальных установках, позволяющих замерять объем жидкости, фильтрующейся под заданным перепадом давления. Проницаемость цементного камня из обычного портландцемента составляет  $(5-10)10^{-15} \text{ м}^2$ .

**3. Коррозионная стойкость тампонажного камня** определяется коэффициентом стойкости, который представляет собой отношение предела прочности при изгибе образцов, твердевших в агрессивной среде, к пределу прочности контрольных образцов. Самопроизвольное разрушение цементного камня в скважине обусловлено коррозией выщелачивания гидрата окиси кальция и сероводородной коррозией с образованием малорастворимых соединений, что сопровождается увеличением объема твердой фазы. Метод оценки коррозионной стойкости заключается в длительном наблюдении за образцами тампонажного камня, погруженными в пластовую воду или ее имитацию. Температура агрессивной среды при этом должна соответствовать температуре пластовой воды в естественных условиях. Размер образца 1 x 1 x 3 см.

**4. Объемные изменения при твердении** можно оценить с помощью прибора для определения набухания грунтов (ПНГ). При этом измеряются изменения объема, происходящие на ранней стадии твердения.



## 6.6. Тампонажный портландцемент

Цементы – основной материал для получения тампонажных смесей. В практике бурения применяют следующие виды цементов: а) тампонажные цементы на базе портландцемента; б) глиноземистый цемент; в) гипсоглиноземистый цемент; г) известково-кремнеземистый цемент; д) тампонажные цементы на базе металлургических шлаков. Тампонажные цементы выпускают по государственным стандартам и техническим условиям. Наиболее распространены растворы на основе портландцемента.

Тампонажный портландцемент представляет собой разновидность портландцемента – порошкообразного минерального неорганического вяжущего материала, состоящего главным образом из силикатов кальция. Благодаря их особым свойствам, а также свойствам других искусственных минералов, входящих в состав портландцемента (алюминатов, ферритов кальция и др.), порошок портландцемента при смешивании с водой образует легкоподвижную и нерасслаивающуюся в определенном диапазоне концентраций суспензию, которая с течением времени превращается в твердое камневидное тело.

Основная часть тампонажного портландцемента – *клинкер*, который получают из *известняка и глины* (сырьевая смесь). Минералы портландцемента возникают в результате высокотемпературного обжига (при температуре около 14500 °С) сырьевой смеси, содержащей в строго определенном соотношении окись кальция (CaO), окись кремния (SiO<sub>2</sub> – *кремнезем*), окись алюминия (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – *глинозем*) и окись железа (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>).

Источником окиси кальция при производстве портландцемента служат, главным образом, известняк и мел, но могут применяться и другие природные материалы, например гипс, или промышленные отходы, дающие при обжиге окись кальция.

Источником оксидов кремния, алюминия и железа являются чаще всего глины. В зависимости от присутствующих в них примесей (кварц, карбонаты и др.) они содержат, %: 40–60 SiO<sub>2</sub>; 10–20 Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; 5–7 Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; 2–15 CaO.

Вместо глины могут применяться лессы, сланцы, суглинки, а также промышленные отходы, из которых главное место занимают гранулированные доменные шлаки. Их состав близок к составу портландцемента, но они содержат меньшее количество CaO.

Чтобы получить портландцемент с необходимыми свойствами, в сырьевую смесь вводят так называемые *корректирующие добавки*.

В их составах преобладает какой-либо один оксид –  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  или  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ .

Существует два способа обработки исходного сырья – сухой и мокрый. По *сухому способу* сырьевые материалы высушиваются до влажности 1,5–2 %, дозируются и измельчаются в шаровых мельницах до порошка с размерами частиц не более 100 мкм, который затем пневматическим путем тщательно перемешивается до получения однородной смеси.

Обжиг сырьевой смеси, приготовленной по сухому способу, производится в шахтных или вращающихся печах. Перед подачей в шахтные печи смесь гранулируется, для чего смачивается водой до влажности 10–12 %.

Смесь нагревается до температуры 900–1000 °С, после чего поступает во вращающуюся печь. Вращающаяся печь представляет собой полый стальной цилиндр диаметром от 2 до 5 м, длиной от 30 до 200 м, покрытый изнутри огнеупорным материалом. Цилиндр располагается под углом 3–5°. Печь вращается со скоростью около 1 об/мин. Обжиг сырьевой смеси во вращающихся печах производится при температуре 1400–1500 °С. Вследствие частичного расплавления обжигаемого материала и вращения печи продукт обжига получается в виде плотных гранул размером 10–30 мм.

Полученный в печи полуфабрикат, называемый портландцементным клинкером, охлаждается воздухом в специальном холодильнике. После охлаждения клинкер дробят, а затем размалывают в шаровых мельницах до тонкого порошка, который и представляет собой цемент.

При изготовлении тампонажного цемента в процессе помола клинкера к нему добавляют 3–6 % гипса (для регулирования скорости схватывания) и 10–15 % других природных или искусственных материалов (металлургического шлака, кварцевого песка, трепела, опоки и др.), называемых минеральными добавками. Они улучшают некоторые свойства портландцемента и позволяют экономить дорогостоящий клинкер.

При *мокрой способе* производства сырьевые материалы измельчают с одновременным добавлением к ним воды. В результате сырьевая смесь получается в виде пульпы сметанообразной консистенции (содержание воды 35–40 %), которая может перекачиваться насосами и перемешиваться сжатым воздухом. Это создает благоприятные условия для получения более однородной смеси. Возможность получе-

ния хорошо гомогенизированной сырьевой смеси является основным преимуществом мокрого способа производства. Недостатком его является дополнительный расход топлива на испарение воды, добавленной для получения пульпы.

При мокром способе производства сырьевая смесь обжигается в длинных вращающихся печах, снабженных различными встроенными теплообменными устройствами. По мере продвижения внутри печи сырьевая смесь под действием горячих газов постепенно высушивается и нагревается. При температуре 400–600 °С глинистый компонент дегидратируется и разлагается на составляющие его оксиды. Все эти реакции протекают с выделением тепла (примерно 100 ккал на 1 кг клинкера), вследствие чего обжигаемый материал быстро разогревается.

Реакция взаимодействия окиси кальция с кремнеземом, оксидами железа и алюминия завершается тем быстрее, чем тоньше помол сырьевой смеси и лучше она гомогенизирована.

Указанные выше четыре главных оксида содержатся в портландцементном клинкере обычно в следующих количествах, %: 60–75 CaO; 17–25 SiO<sub>2</sub>; 3–8 Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; 2–6 Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Содержание других оксидов, попадающих в клинкер из сырья и являющихся примесями, колеблется в следующих пределах, %: 0,1–5,5 MgO; 0,5–1,3 K<sub>2</sub>O + Na<sub>2</sub>O; 0,3–1,0 SO<sub>3</sub>; 0,2–0,5 TiO<sub>2</sub>; 0,1–0,3 P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>. В процессе обжига все указанные оксиды вступают во взаимодействие друг с другом, образуя *искусственные минералы портландцемента*, так называемые клинкерные минералы. Основные клинкерные минералы портландцемента:

- алит – трехкальциевый силикат – 3CaO · SiO<sub>2</sub>;
- белит – двухкальциевый силикат – 2CaO · SiO<sub>2</sub>;
- трехкальциевый алюминат – 3CaO · Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>;
- целит – четырехкальциевый алюмоферрит – 4CaO · Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> · Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.

*Стекловидная фаза* обычно присутствует в клинкере в количестве 5–12 %. Она содержит в своем составе невыкристаллизовавшиеся ферриты, алюминаты, двухкальциевый силикат, щелочные соединения и значительную часть окиси магния, находящейся в клинкере.

При расчете минералогического состава и при пользовании его результатами применяют обычно условные обозначения минералов:

- трехкальциевый силикат (3CaO · SiO<sub>2</sub>) – C<sub>3</sub>S;
- двухкальциевый силикат (2CaO · SiO<sub>2</sub>) – C<sub>2</sub>S;
- трехкальциевый алюминат (3CaO · Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) – C<sub>3</sub>A;
- четырехкальциевый алюмоферрит (4CaO · Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> · Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) – C<sub>4</sub>AF.

Буква С обозначает CaO, буква S – SiO<sub>2</sub>, буква А – Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, буква F – Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.

**Связь между составом клинкера и свойствами портландцемента.** Известно, что высокая прочность цементного камня обусловлена главным образом особыми свойствами гидросиликатов кальция. Остальные составные части цементного камня играют второстепенную, а во многих случаях и вредную роль. *Поэтому лучшим цементом был бы такой, в котором содержатся только двухкальциевый ( $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ ) и трехкальциевый ( $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ ) силикаты.* Однако в промышленном масштабе такой цемент получить очень трудно. Важнейший минерал – *трехкальциевый силикат* – достаточно быстро образуется путем кристаллизации из жидкой фазы – расплава и отличается высокой гидратационной активностью. Присутствие этого силиката обеспечивает быстрый рост прочности цементного камня в ранний период твердения (до одного месяца).

*Двухкальциевый силикат*, напротив, является самым медленно твердеющим минералом из четырех основных минералов портландцементного клинкера. Однако его присутствие необходимо для повышения долговечности цементного камня, особенно при высокой температуре. В этих условиях скорость гидратации двухкальциевого силиката возрастает в очень большой степени, и цементы, содержащие много двухкальциевого силиката, при повышении температуры быстро набирают прочность.

Реакции гидратации всех минералов портландцементного клинкера протекают со значительным выделением тепла (экзотермическая реакция). Это свойство используется при электротермическом определении высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве скважины. Тепловыделение при твердении цементного камня тем больше, чем больше содержится в цементе активных минералов – трехкальциевого силиката и трехкальциевого алюмината. Считается, что в клинкере высококачественного портландцемента содержание минералов-силикатов должно в сумме составлять около 75 %.

Для обеспечения доступа воды к минералам портландцементного клинкера его измельчают в тонкий порошок. Тонкость измельчения имеет очень большое значение. Скорость реакции гидратации зависит от размера суммарной поверхности частиц цемента. Чем тоньше измельчают цемент, тем больше суммарная поверхность частиц и быстрее протекают реакции гидратации, обеспечивающие быстрое твердение. Значение имеет не только суммарная поверхность, но и распределение частиц по размерам. Для получения прочной и долговечной структуры камня в цементе должны одновременно присутст-

воват как мельчайшие частицы размером около 1 мкм, так и более крупные, размером в несколько десятков микрон.

Для получения цемента хорошего качества недостаточно лишь тонко измельчать клинкер. Большое значение имеют вводимые при помоле добавки. Цемент из чистого клинкера, затворенный 30 % воды, способен схватиться за несколько минут, но образующийся при этом камень обладает невысокой прочностью. Для регулирования скорости схватывания в цемент при помоле вводят гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ). Небольшая добавка гипса замедляет схватывание цементных растворов с низким (ниже 30 %) содержанием воды, но ускоряет схватывание растворов с содержанием воды более 40 %. Количество гипса, вводимого в цемент, зависит от химико-минералогического состава клинкера и обычно не превышает 5–6 %.

В зависимости от вида портландцемента в его состав при помоле одновременно с гипсом вводится ряд других добавок, главным образом минерального происхождения. Так называемые инертные добавки – кварцевый песок, известняк – предназначены в обычном портландцементе для экономии дорогостоящего клинкера, так как их введение в количестве до 10 % не ухудшает качества цемента. Однако при определенных условиях, например при высокой температуре, многие из этих добавок способны вступать в реакцию с клинкерными минералами, значительно улучшая свойства цементного камня.

### **6.7. Свойства сухого цементного порошка**

Сухой цементный порошок обладает следующими свойствами:

1. Плотность – 3,0–3,3 г/см<sup>3</sup>.
2. Насыпная масса – 0,8–1,2 г/см<sup>3</sup> в рыхлом состоянии и 1,7–1,9 г/см<sup>3</sup> – в уплотненном.
3. Угол естественного откоса – 39–43°.
4. Гранулометрический состав – зависит от степени измельчения.
5. Удельная поверхность порошка – это суммарная поверхность частиц единицы массы или объема и зависит от гранулометрического состава.

### **6.8. Методы проектирования составов цементных растворов пониженной плотности**

Плотность тампонажного раствора можно уменьшить:  
– увеличением содержания жидкости затворения по отношению к твердой фазе;

- введением легкого наполнителя (облегчающей добавки) или вязущего вещества меньшей плотности;
- повышением водосодержания тампонажного раствора при одновременном повышении водоудерживающей способности;
- введением большого объема газообразной фазы при одновременном ее диспергировании и стабилизации образующейся пены;
- заменой части воды углеводородной жидкостью с меньшей плотностью.

Более высокая прочность получается при снижении плотности путем введения воздуха. Существенный недостаток аэрированных тампонажных растворов – их сжимаемость. На большой глубине или при высоком гидростатическом давлении объем аэрированного тампонажного раствора существенно уменьшится, а плотность повысится. Этот недостаток можно устранить, заключив пузырьки воздуха в прочные оболочки.

В последнее время применяются пластмассовые, стеклянные, керамические, кварцевые микробаллоны (микрокапсулы). Для эффективного снижения плотности с сохранением высокой прочности необходимо, чтобы микробаллоны имели плотность не более  $600 \text{ кг/м}^3$ .

Таким образом, для снижения плотности:

- до  $1650\text{--}1700 \text{ кг/м}^3$  можно использовать все известные способы;
- до  $1400\text{--}1500 \text{ кг/м}^3$  можно применять облегчающие добавки плотностью менее  $2000 \text{ кг/м}^3$ , повышать водосодержание, а на небольших глубинах также использовать аэрирование тампонажного раствора;
- ниже  $1400 \text{ кг/м}^3$  желательно использовать полые или газонаполненные микробаллоны.

*Гельцементными* называются растворы, содержащие в качестве облегчающей добавки высококоллоидальные, главным образом монтмориллонитовые (бентонитовые) глины. Эти глины имеют плотность  $2300\text{--}2600 \text{ кг/м}^3$  и вводятся обычно в количестве до 20 % от массы твердой фазы. Поэтому снижение плотности за счет введения менее плотного компонента твердой фазы невелико и достигается в основном за счет значительного увеличения водосодержания гельцементных растворов по сравнению с обычными. Добавка к тампонажному цементу 5–6 % высококачественного бентонита позволяет приготовить седиментационноустойчивые растворы с  $V/T = 0,7\text{--}0,75$ , имеющие плотность  $1600\text{--}1700 \text{ кг/м}^3$ . Введение 20–25 % бентонита позволяет применять  $V/T = 1,3\text{--}1,5$  и получать плотность растворов  $1300\text{--}1400 \text{ кг/м}^3$ .

Недостатком гельцементных растворов пониженной плотности является низкая температурная и коррозионная устойчивость цементного камня. Резкое снижение прочности при повышенной температуре твердения начинается раньше и происходит быстрее, чем у растворов из обычного цемента.

Лучшей по сравнению с бентонитовыми термо- и солестойкостью обладают цементные растворы, в которых облегчающей добавкой служит палыгорскит.

### **6.9. Утяжеленные тампонажные растворы**

Предупреждение осложнений при цементировании достигается регулированием противодавления на пласты, что может быть обеспечено применением тампонажных растворов с увеличенной плотностью. Для этого необходимо повышать плотность дисперсионной среды или твердой фазы. Распространен второй способ, при котором утяжеление достигается:

- введением утяжелителей;
- совместным помолом клинкера и утяжеляющих добавок;
- увеличением окиси железа в портландцементе.

В последнее время для цементирования скважин с аномально высокими давлениями разработаны и изготавливаются заводским способом утяжеленные цементы, представляющие собой тщательно приготовленную смесь вяжущего материала и утяжеляющей добавки.

### **6.10. Реагенты для регулирования свойств тампонажных растворов**

**Ускорители сроков схватывания:** это в основном электролиты и такие вяжущие, как гипс и глиноземистый цемент. Самый распространенный – хлористый кальций. Хлористый калий, силикат натрия, хлорид натрия, кальцинированная сода и др.

**Замедлители сроков схватывания:** используют в растворах для цементирования глубоких и высокотемпературных скважин. Применяют электролиты и органические вещества. Большинство замедлителей – это гидрофобизирующие поверхностно-активные вещества. Лигносальфонаты различных типов: ССБ, КССБ, окзил, ФХЛС и др., борная кислота, виннокаменная кислота и т. д.

**Пластификаторы** – применяют для повышения текучести растворов. К ним относятся реагенты ССБ, ГКЖ, ПЛС, С-4 и др.

*Понижители фильтрации (водоотдачи)* – являются стабилизаторами дисперсных систем и поэтому снижают фильтрацию. Бентонитовая глина, ПАА, декстрин, КМЦ, ПВС-ТР и др.

*Пеногасители* – НЧК, АКС-20ПГ и др.

### **6.11. Образование цементного камня**

Оно связано с образованием трехкальциевого гидроалюмината. Процесс условно происходит в два этапа. В начальный момент затворения он интенсивно взаимодействует с водой. Мельчайшие частицы растворяются, более крупные гидратируются с растворением вещества поверхности. Затем происходит период замедления этих реакций. В это время цементный раствор – это пластическая масса. На поверхности частичек образуются сольватные оболочки и положительные электрические заряды. Между ними возникают силы отталкивания. Наряду с этим зерна цемента в массе раствора настолько сконцентрированы, что между ними возникают силы взаимного притяжения. Так как на острых краях цементных зерен толщина сольватных оболочек меньше, чем на остальных участках поверхности, то плотность электрического заряда здесь меньше, следовательно, меньше сила отталкивания. Одновременно, в результате химического взаимодействия составляющих цемента, появляются гидратные новообразования. В системе образуется коагуляционная структура. Завершается первый этап – *индукционный*.

К этому времени пластическая прочность низка, темп нарастания ее медленный и зависит от связывания воды, степени дисперсности цемента в воде и накапливания гидратных новообразований. Такая система тиксотропна, связи между частицами в ней обеспечиваются через гидратные оболочки и поэтому слабы. После механического разрушения системы связи восстанавливаются. Разрушение структуры при перемешивании не приводит к необратимым последствиям.

Второй этап характеризуется возникновением и развитием кристаллизационной структуры трехкальциевого гидроалюмината. Поверхность и объем частиц увеличиваются настолько, что возникают молекулярные связи между ними. Этот процесс сопровождается интенсивным нарастанием прочности структуры. Связь между частицами очень прочная и характер разрушения необратим, т. е. разрушение приводит к уничтожению контактов срастания и резкому снижению прочности. Если перемешать раствор в поздний период твердения, то тампонажный камень может не образоваться.



Длительность каждого этапа и скорость перехода первого во второй обусловлены скоростью накопления гидратных новообразований, которая зависит от В/Ц, качества цемента и воды затворения, наличия добавок и реагентов, условий приготовления и цементирования.

При постоянном перемешивании происходит непрерывное разрушение образующейся структуры с увеличением концентрации мельчайших частиц продуктов гидратации. Это интенсифицирует процесс структурообразования. В результате сопротивление перемешиванию возрастает и в некоторый момент происходит лавинообразное нарастание сопротивления.

Время от затворения до этого момента называется *временем загустевания цементного раствора*.

Превращение цементного раствора в камень сопровождается **контракцией** – сокращением суммарного объема цемента и воды в процессе гидратации. Это обусловлено перестройкой кристаллических решеток исходных минералов клинкера из атомных в молекулярные при их гидратации. Внешне контракция проявляется поглощением воды или газа, находящихся в контакте с твердеющим цементным раствором. При полной гидратации цементных зерен поглощение прекратится. Максимально количество поглощенной воды составляет 7–9 мл на 100 г и зависит от активности цемента.

При твердении цементных растворов находящиеся с ними в соприкосновении буровые растворы и их фильтрационные корки обезвоживаются, становятся трещиноватыми, пористыми. Это объясняет явление нарушения герметичности колонны при удачном, казалось бы, цементировании.

Не все реакции фазообразования сопровождаются контракцией. В определенных условиях твердение может происходить с увеличением суммарного объема конечных продуктов по сравнению с исходным, т. е. с «отрицательной контракцией». Типичный случай – твердение известково-кремнеземистого цемента при высокой температуре, когда образуется *ксонотлит*  $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{--SiO}_2\text{--H}_2\text{O}$  из  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  и  $\text{SiO}_2$ . В данном случае вода не присоединяется, а выделяется, чем и объясняется «отрицательная» контракция.

Отрицательная контракция может быть также при твердении цемента, затворенного на растворах солей, близких к насыщению. В результате расходования воды на гидратацию происходят пересыщение поровой жидкости по отношению к соли и выкристаллизация последней.

Для уменьшения контракции при невысоких температурах твердения в тампонажном цементе часть активного вяжущего вещества

замещают инертным материалом. Однако при этом снижаются прочность и другие свойства. Уменьшают контракцию добавки солей – хлористого кальция и сернокислого магния, но они ускоряют сроки схватывания.

## 6.12. Деформации цементного камня

При неограниченном поступлении воды извне в поровое пространство цементного камня в процессе твердения наблюдается некоторое увеличение внешнего объема, называемое *набуханием*.

Опорожнение пор цементного камня приводит к уменьшению объема камня, называемому *усадкой*. Усадка связана с капиллярными явлениями, сжатием слоистых минералов при удалении межслоевой воды.

**Самопроизвольное расширение** – увеличение внешнего объема цементного камня, превышающее по величине естественное набухание. Для тампонажных цементов усадка нежелательна, а определенное увеличение объема при затвердевании весьма полезно. Для получения расширения необходимо создать условия, способствующие возникновению дезориентированных напряжений, которые способны вызвать равномерную раздвижку элементов структуры цементного камня. Для создания собственных напряжений в состав цемента вводят расширяющие добавки, которые, участвуя в химических реакциях с водой, веществом цементного камня или между собой, вызывают образование и рост кристаллов в порах структуры камня. Кристаллизационное давление роста этих кристаллов и вызывает раздвижку элементов структуры цементного камня.

Многие расширяющие цементы содержат добавки, из которых в порах цементного камня образуется *этtringит*. Этот минерал, образуясь в процессе коррозии, вызывает разрушение камня. Когда же эту реакцию используют для получения управляемого процесса расширения, то расширяющую добавку диспергируют и равномерно распределяют в цементном порошке. Расширяющая добавка – смесь сульфата кальция, алюмината кальция и гидроксида кальция (гидросульфат алюминат кальция) – это и есть этtringит.

## 6.13. Коррозионное разрушение цементного камня

Понятие коррозии достаточно широко и в общем случае подразумевает разрушение любого материала под действием многочислен-

ных факторов окружающей среды, причем данный процесс отличается столь широким распространением и разнообразием условий и сред протекания, что пока не разработано единой и всеобъемлющей классификации встречающихся случаев коррозии. В отличие от металла коррозионные процессы в тампонажном камне протекают в поровом объеме.

Эффективность строительства скважин неразрывно связана с повышением качества их крепления, при этом наибольшая роль отводится тампонажным материалам, требования к качеству которых резко возрастают при наличии в пластовом флюиде сероводорода  $H_2S$  и углекислоты  $CO_2$ . В то же время наиболее широко применяемые в настоящее время тампонажные портландцементы имеют ограничения из-за низкой стойкости при высоких температурах и в кислых газах. Причем на фоне постоянной разработки технических решений по совершенствованию технологии строительства и реконструкции скважин установилось ошибочное мнение касательно того, что портландцементный камень устойчив к действию нефти. Однако многочисленные данные свидетельствуют об обратном: крепь скважины со временем разрушается, что проявляется в виде межпластовых перетоков, грифонов и потери герметичности обсадных колонн. Коррозия цементного кольца и обсадных труб приводит к преждевременному прорыву воды к скважине, затруднению эксплуатации скважины, и в итоге, к снижению добычи нефти из пластов.

По механизму коррозионного поражения цементного камня коррозия может быть физической, химической, термической, биологической и электрохимической.

**Физическая коррозия** цементного камня – это процесс его разрушения за счет влияния физических факторов окружающей среды, при котором не происходит химического взаимодействия между цементным камнем и окружающей средой. Наиболее часто этот вид коррозии встречается при действии на камень знакопеременных температур или периодического увлажнения, высоких температур, а также при действии некоторых солей.

**Термическая коррозия** обусловлена фазовыми переходами продуктов твердения в более устойчивые с термодинамической точки зрения соединения или фазовыми переходами, при которых идет укрупнение кристаллов и уменьшение их поверхности.

**Химическая коррозия** цементного камня обусловлена процессами химического взаимодействия окружающей среды с составляю-

щими камня. Пластовые воды большинства месторождений содержат в своем составе растворенные соли различных кислот и щелочей и являются весьма агрессивными по отношению к цементному камню.

**Биологическая коррозия** цементного камня – наименее изученный вид коррозии. Разрушение цементного камня происходит под действием продуктов жизнедеятельности микроорганизмов и бактерий. Биологическая коррозия неразрывно связана с химической коррозией. Биохимическая коррозия цементного камня имеет техногенное происхождение, так как источниками поступления микроорганизмов являются технологические жидкости и нагнетаемая в пласты вода.

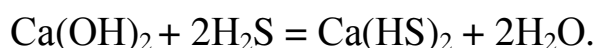
**Электрохимическая коррозия** протекает в результате воздействия блуждающих токов. Система обсадная колонна – цементный камень и земля являются проводниками. В этой системе всегда возможен перенос ионов, отсюда возможны электрохимическая и электроосмотическая коррозии.

Цементный камень склонен к различным химическим реакциям с окружающей средой. Он является щелочным по характеру. Большинство соединений в цементном камне устойчиво существуют при  $pH > 11$ .

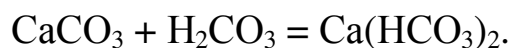
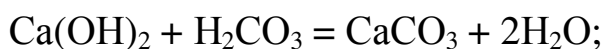
Даже обновления пресной или мягкой водой у поверхности цементного камня достаточно для медленного разрушения в результате постепенного вымывания гидроксида кальция и последующего разрушения других соединений. Этот вид называется *коррозией выщелачивания*.

Происходит **кислотная коррозия**, когда гидроксид кальция реагирует с сероводородом или под действием кислых солей.

Сероводород, содержащийся в скважинах, контактирует с тампонажным камнем как в газообразном, так и в растворенном состоянии. Когда тампонажный камень взаимодействует с сероводородом, растворенным в пластовой воде, поражение камня протекает послойно. Сероводород, диффундируя вглубь цементного камня, вступает в химическую реакцию с растворенной гидроокисью кальция  $Ca(OH)_2$ . В результате химических реакций поровая жидкость обедняется щелочью, что приводит к нарушению термодинамического равновесия между твердой и жидкой фазами цементного камня. Продукты твердения продолжают растворяться и гидратировать с выделением свободной гидроокиси кальция. Прежде всего, разрушается твердая фаза, представленная кристаллическим гидратом окиси кальция, высокоосновными алюминатами, гидросиликатом и гидроферритом кальция:



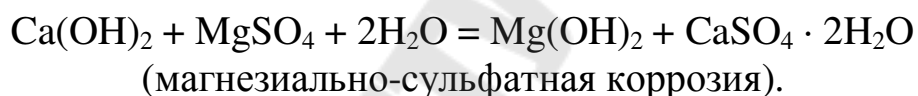
**Углекислотная коррозия** происходит при взаимодействии с углекислотой:



Углекислый газ, растворяясь в пластовой жидкости, образует угольную кислоту  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , которая при больших концентрациях является сильным агрессором, способным разрушать и цементный камень, и защищаемый им металл обсадной колонны.

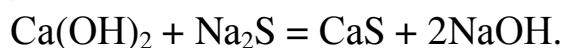
**Магнезиальная коррозия** вызывается действием магнезиальных солей сульфата или хлорида магния на цементный камень.

Хлориды и сульфаты иона  $\text{Mg}^{+2}$ , содержащиеся в пластовых водах, взаимодействуя со свободной известью, образуют малорастворимые гидроксид магния и сульфат кальция, под влиянием которых цементный камень может полностью разрушиться:



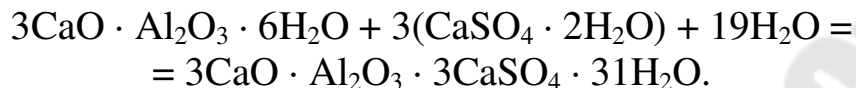
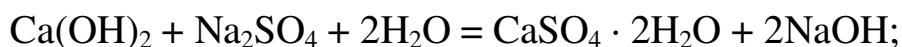
Малорастворимый гидроксид магния выпадает в осадок и может, накапливаясь в порах, вызвать его разрушение за счет внутренних и внешних напряжений, так как представляет собой рыхлую массу, проницаемую для воды и не обладающую вяжущими свойствами. Учитывая, что образующийся сульфат кальция может привести к появлению *этtringита* (гидросульфоалюмината кальция), который кристаллизуется с увеличением объема, процесс разрушения может протекать с большей интенсивностью.

**Сульфитная коррозия** происходит аналогично при взаимодействии с сульфитом натрия:



**Сульфатная коррозия** заключается в том, что сульфат-ион  $\text{SO}_4^{2-}$  (сульфаты натрия, магния, кальция и др.), содержащийся в пластовых водах, проникая в поры цементного камня, реагирует с известью и гидроалюминатами кальция с образованием малорастворимых сульфата кальция и неустойчивого комплексона – гидросульфоалюмината кальция с большим содержанием воды (этtringита).

В первом случае образуется гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), который, в свою очередь, вступает во взаимодействие с высокоосновными алюминатами кальция в твердой фазе, что приводит к образованию этtringита:



При этом объем кристаллов увеличивается примерно в 2,5 раза, что приводит к росту внутренних напряжений, превышающих пределы прочности цементного камня, образованию трещин и полному его разрушению.

**Метод оценки коррозионной стойкости тампонажного камня.** Общепринятый метод оценки коррозионной стойкости тампонажных цементов заключается в длительном наблюдении за образцами цементного камня, помещенными в пластовую среду, причем температура агрессивной среды при испытании должна быть такая же, как в естественных условиях.

Для испытания цемента на коррозионную стойкость из одного замеса изготавливают 72 образца в виде цилиндров 18 x 18 мм, которые первые 24 ч после изготовления выдерживают в формах над водой в ванне с гидравлическим затвором, а затем разделяют на две части по 36 образцов в каждой. Одну часть образцов помещают в агрессивную среду, другую часть контрольных образцов – в питьевую воду.

Наблюдение за состоянием образцов продолжается с момента погружения их в агрессивную среду. Через каждые 3 месяца емкости вскрываются, образцы подвергаются внешнему осмотру, а агрессивная среда заменяется свежей. Через 3, 6 и 12 месяцев с момента погружения образцы испытываются на сжатие и изгиб. В каждый срок испытывается по 12 образцов, выдерживавшихся соответственно в агрессивной среде и питьевой воде. Предел прочности рассчитывается как среднее арифметическое из четырех наибольших значений.

Для суждения о коррозионной стойкости цементного камня определяется **коэффициент стойкости, представляющий собой отношение предела прочности образцов, твердеющих в агрессивной среде, к пределу прочности одновременно испытанных контрольных образцов в питьевой воде.** Он обозначается  $K_{C3}$ ,  $K_{C6}$  и  $K_{C12}$ . Цифры показывают число месяцев выдерживания:

$$K_C = \frac{\sigma_{\text{агр}}}{\sigma_{\text{контр}}}. \quad (6.1)$$

Цемент считается выдержавшим испытание на коррозионную стойкость, если по истечении года с момента погружения не наблюдается внешних признаков повреждения образцов (рыхление поверхности, отслаивание, растрескивание, искривление), а коэффициент стойкости остается выше 0,85. Испытание может быть прекращено до истечения 12 месяцев, если признаки недостаточной стойкости цементного камня будут обнаружены ранее этого срока. Наблюдаются случаи, когда после снижения прочности в результате воздействия агрессивной среды образцы вновь начинают упрочняться. Если вследствие этого снижения коэффициент стойкости оказался в какой-то момент ниже 0,85, последующее упрочнение образцов не может служить основанием для признания цемента коррозионностойким.

## Глава 7. Качество цементирования и способы его повышения

После затвердевания цементного раствора проверяют качество цементирования: фактическую высоту подъема цементного раствора за колонной, полноту вытеснения бурового раствора цементным раствором и герметичность обсадной колонны.

Верхнюю границу подъема цементного раствора за колонной определяют с помощью **электротермометра**. При схватывании происходят реакции гидратации с выделением тепла. Наибольшее количество тепла выделяется при схватывании и твердении цементного раствора в течение 5–10 ч после его затворения.

Для оценки качества сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины, а также полноты замещения бурового раствора тампонажным применяется **метод акустического каротажа (АКЦ)**. Он заключается в том, что амплитуда колебаний части обсадной колонны, не закрепленной цементным камнем, при испытании акустическим зондом значительно больше по сравнению с зацементированной колонной.

Акустическая цементометрия (АКЦ) используется в обсаженных скважинах для оценки качества цементирования заколонного пространства. Акустическая цементометрия основана на измерении характеристик волновых пакетов, создаваемых источником колебаний

с частотой излучения 20–30 кГц, распространяющихся в колонне, цементном камне и горных породах.

Метод позволяет:

- установить высоту подъема цемента;
- выявить наличие или отсутствие цемента за колонной;
- определить наличие каналов, трещин, каверн в цементном камне;
- изучить степень сцепления цемента с колонной и породами.

Проводится АКЦ через несколько суток после цементирования колонны. Коэффициент качества цементирования  $K_{\text{АКЦ}}$  рассчитывается по формуле

$$K_{\text{АКЦ}} = \frac{1X + 0,78Ч + 0,3П + O_{\text{С}}}{H}, \quad (7.1)$$

где  $X$  – хорошее сцепление, м;  $Ч$  – частичное сцепление, м;  $П$  – плохое сцепление, м;  $O_{\text{С}}$  – отсутствие сцепления, м;  $H$  – длина колонны, м.

**Основные факторы, повышающие качество цементирования:**

1. Тип тампонажного материала и параметры его раствора.

2. Турбулизация потока жидкости в кольцевом пространстве в результате улучшения реологических свойств ЦР, повышения скорости течения, сужения и завихрения потока с помощью специальных приспособлений, устанавливаемых на колонне при ее спуске. Турбулентный режим наиболее эффективен в процессе замещения бурового раствора тампонажным. При таком режиме течения движущиеся частицы жидкости разрушают застойные зоны бурового раствора и фильтрационной корки у стенок скважины, втягивают их в осевой поток и выносят на поверхность. При турбулентном движении цементного раствора в кольцевом пространстве удается провести замещение бурового раствора на 95–98 %. Однако в практике не всегда удается создать турбулентный режим течения. При прокачивании ЦР поток переходит в турбулентный режим при скоростях 3–6 м/с, а гидравлические сопротивления возрастают до 30–50 МПа и более. Преодолеть их не всегда возможно, так как высокие давления могут привести к гидроразрыву пласта и уходу раствора в трещину.

В практике считаются удовлетворительными скорости цементного потока в затрубном пространстве, превышающие 1,8–2,0 м/с.

3. Центрирование, расхаживание и вращение колонны с целью равномерного заполнения кольцевого пространства цементным раствором, ликвидации застойных зон, дополнительной турбулизации потока жидкости.



4. Механический способ очистки стенок скважины от фильтрационной корки при использовании скребков.

5. Использование различных буферных жидкостей с целью разделения бурового и цементного растворов.

Эти технологические факторы, повышающие качество цементирования, взаимосвязаны, взаимозаменяемы и одни в паре с другими усиливают положительный эффект.

## Глава 8. Буферные жидкости

*Буферной жидкостью* называется промежуточная жидкость, разделяющая буровой и тампонажный растворы в процессе цементирования.

Со смешением бурового раствора с тампонажным связаны самые распространенные и серьезные осложнения и технологические нарушения при цементировании обсадных колонн: оставление сверхнормативных цементных стаканов; разрывы пластов и недоподъемы тампонажных растворов до проектных отметок; разрывы и смятия обсадных колонн в локальных интервалах отсутствия цементного кольца; поглощения тампонажных растворов в продуктивной толще. Все это приводит к увеличению времени освоения объекта, а подчас и гибели скважины.

Для обеспечения герметичности заколонного пространства требуется полное вытеснение бурового раствора цементным, обеспечение плотного его контакта с фильтрационной коркой, стенкой ствола и обсадной колонной, сохранение свойств цементного камня в течение всего периода эксплуатации скважины.

Из многочисленных (перечисленных в предыдущей главе) факторов, влияющих на повышение качества крепления обсадных колонн, наиболее важным является применение эффективных буферных жидкостей. Большое значение при этом играет состав буфера, его физико-химические свойства, способные удовлетворить все предъявляемые к нему требования:

– надежно разделять буровой и цементный растворы, предотвращая их смешение;

– не оказывать влияние на загустевание бурового раствора и на сроки схватывания цементного раствора, на рост структурной вязкости и динамического напряжения сдвига граничных слоев;

- максимально вытеснить буровой раствор из интервала цементирования колонны обсадных труб, в том числе из каверн;
- эффективно разрушить (эродировать) и смыть рыхлую часть фильтрационной (глинистой) корки на стенках скважины и пленку промывочной жидкости с обсадной колонны;
- укреплять оставшуюся часть фильтрационной корки и придавать адгезионные свойства глинистым породам и оставшейся плотной части фильтрационной корки с цементным камнем;
- кольматировать зоны с низкими градиентами пластового давления;
- не снижать гидростатическое давление и, как следствие, устойчивость стенок скважины;
- предохранить продуктивный коллектор от загрязнения тампонажным раствором или его фильтратом;
- уменьшить гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора;
- снизить забойную температуру (при ее значениях более 75 °С).

Универсальных буферных жидкостей, пригодных для широкого использования при всех условиях бурения, нет, поэтому применяют различные виды буферных жидкостей (утяжеленные, комбинированные, аэрированные, эрозионные, вязкоупругие разделители, нефть и нефтепродукты, растворы кислот).

Выбор типа буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретными буровым и тампонажным растворами. При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь ее с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и уменьшением времени загустевания раствора.

Для снижения интенсивности частичного смешения буферной жидкости с контактирующими растворами в процессе движения их в затрубном пространстве необходимо выполнение условия, при котором ее вязкость и плотность превышали бы аналогичные показатели вытесняемой жидкости или приближались к их средним значениям для разобщаемых жидкостей.

Эффективность очистки затрубного пространства от остатков бурового раствора и шлама обеспечивается применением комплексных (или комбинированных) буферных жидкостей (КБЖ). Первая их часть может быть представлена жидкостью, отвечающей требованиям высокой степени вытеснения, вторая – жидкостью, обладающей высокой

физико-химической активностью. Для головной части комбинированной буферной жидкости лучшими являются *вязкоупругие разделители (ВУР)*. Эффективность буферной жидкости можно оценивать по разности ее плотности и концентрации твердой фазы до и после прокачки через скважину. ВУР предназначены для достижения максимального вытеснения. К ним относятся полимерные композиции. В жидкостях могут наблюдаться следующие явления (рис. 8.1).

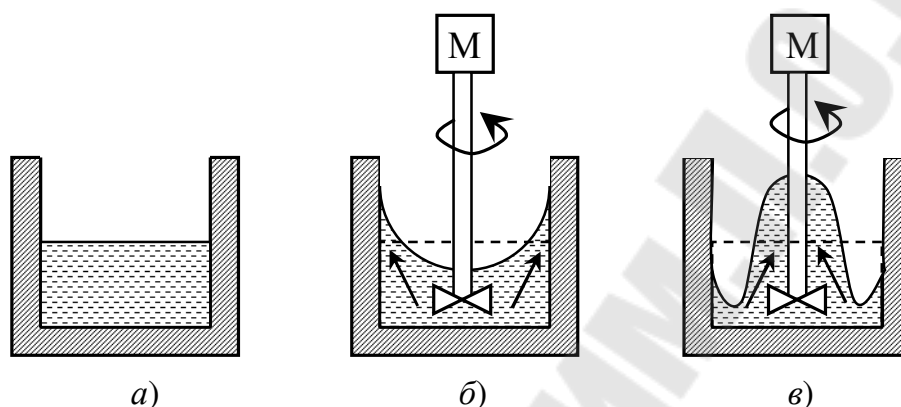


Рис. 8.1. Реакция на сдвиг вязкой и упругой жидкостей:  
*а* – жидкость в покое; *б* – вязкая жидкость; *в* – упругая жидкость

При быстром перемешивании вода или вязкая жидкость (рис. 8.1, *б*) и ВУР (рис. 8.1, *в*) реагируют по-разному: вода отбрасывается центробежной силой, создаваемой вращением ротора, наружу и вверх по стенкам сосуда, а в ВУР – упругой жидкости, возникают нормальные напряжения, прерывающие напряжения сдвига, которые заставляют жидкость подниматься по валу ротора.

Качественное крепление наклонно-направленных скважин осложняется тем, что ствол зачастую осложнен перегибами, желобными выработками, кавернами, осадками твердой фазы на нижней стенке ствола.

Указанные причины не позволяют качественно вытеснять буровой раствор, и даже применение центраторов не гарантирует концентричного расположения обсадной колонны в стволе скважины, что в результате связано с оставлением протяженных «защемленных» зон бурового раствора и шлама. Около 80 % микрозазоров размером 0,07–0,14 мм связано с отфильтровыванием части жидкости затворения в проницаемые породы и усадкой цементного камня.

Ввиду наличия многих факторов, влияющих на качество цементирования (различия в рецептурах и объемах буферных жидкостей;

большой разнице во времени проведения АКЦ после цементирования, разных диаметров колонн, других отрицательных моментов и т. п.), достоверно оценить действие той или иной рецептуры представляется весьма затруднительно.

Одной из основных причин неудовлетворительного цементирования является наличие фильтрационной корки на стенках скважины и пленки на обсадных трубах.

Тампонажный раствор в турбулентном режиме способен вытеснить до 95 % бурового раствора, но не может удалить фильтрационную корку. При механической очистке с помощью скребков иногда случаются поглощения или прихваты колонн, поэтому рекомендуется не очищать корку, а упрочнять ее путем химической обработки или применения тампонажных растворов на полимерной основе, фильтрат которых способен отверждаться, упрочняя при этом корку. Однако такая технология не приемлема в продуктивной части пласта. Доказано, что даже при скорости 3 м/с фильтрационная корка не удаляется. Поэтому необходимо применение эффективных моющих жидкостей.

Для повышения степени заполнения заколонного пространства тампонажным раствором важен не только правильный выбор типа, но и объем буферной жидкости.

Поскольку эффект от применения буферных жидкостей возрастает с увеличением времени их воздействия на стенки скважины, то с увеличением объема закачиваемых жидкостей качество цементирования улучшается.

Таким образом, время контакта играет существенную роль в эффективности цементирования. По данным исследователей при времени контакта менее 7 мин в 50 % случаев качество цементирования будет неудовлетворительным.

Вязкоупругие и вязкие разделители весьма эффективны как разделяющие пакки при условии отсутствия липкостных свойств, способствующих ухудшению адгезии цементного камня к металлу и породе.

Комбинированные буферные жидкости в зависимости от условий применения могут состоять из двух, трех или четырех пачек, каждая из которых должна выполнять определенную функцию.

- Буферная жидкость не должна резко ухудшать свойства контактирующих жидкостей.
- Вязкость и плотность буферной жидкости должны быть средними между аналогичными параметрами разобшающих жидкостей.
- Для разделения растворов на водной основе нельзя применять буферную жидкость на углеводородной основе.

Объем выбирают с расчетом, чтобы не происходило перемешивание бурового и тампонажного растворов. Минимальный объем достаточен, если высота столба буферной жидкости в кольцевом пространстве будет не менее 250 м.

Вода, как буферная жидкость, обладает хорошими моющими свойствами. Ее можно применять при цементировании скважин, пробуренных в устойчивых породах, не подверженных набуханию и осыпанию. В воде могут растворять ПАВ – сульфонол, дисольван, а также ССБ, КМЦ, гипан и т. п. ПАВ повышает степень смыва остатков бурового раствора. Полимеры вводят для повышения вязкости.

Для утяжеления применяют водные растворы солей. Однако вода не пригодна для вытеснения утяжеленных буровых растворов, при вскрытии продуктивных пластов.

Буферные жидкости на углеводородной основе применяют только при бурении скважин на РУО (растворах на углеводородной основе).

## Глава 9. Отходы бурения и способы их утилизации

Бурящаяся скважина – один из объектов загрязнения окружающей среды. Основными источниками загрязнения являются: буровой шлам (БШ), отработанные буровые растворы (ОБР) и буровые сточные воды (БСВ) (рис. 9.1).



Рис. 9.1. Отходы бурения

Отходы бурения представляют собой очень сложные в физико-химическом отношении смеси различных веществ. Количество и физико-химический состав отходов обусловлены геолого-технологическими условиями бурения скважин.

При глубине скважины 3500 м в среднем образуется 630 м<sup>3</sup> выбуренного шлама, 650 м<sup>3</sup> ОБР и 1300 м<sup>3</sup> БСВ. При современной технологии бурения все загрязнители собираются в амбарах (рис. 9.2) и после окончания бурения захороняются на месте.



Рис. 9.2. Амбары для пресных и соленых отходов бурения

Особо опасными загрязнителями являются шламы, образующиеся при разбуривании соленосных пород, что характерно для геологических условий месторождений Беларуси.

Анализ состояния окружающей среды на всех стадиях бурения скважин в Беларуси показал, что наиболее интенсивное загрязнение почв и подземных вод происходит на стадии ликвидации амбаров. В этом случае миграция соленых жидкостей происходит как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях. Процессы формирования и стабилизации ореола засоления происходят в течение 3–10 лет. Продолжительность их зависит от рельефа местности, геологического строения площади и атмосферных осадков. Загрязнение в основном связано с проникновением соленых жидкостей в нижние слои разреза. Площадь загрязнения и интенсивность миграции зависят от объемов источника, культуры производства буровых работ и эффективности инженерно-технических мероприятий.

Очевидно, что мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды при проведении работ по бурению скважин являются весьма актуальными и им необходимо уделять пристальное внимание.

При бурении в водоохраных зонах применение амбарной технологии не допускается. Принимая во внимание устойчивость к загрязнению и способность к самоочищению участков строительства скважин, существуют следующие технологии:

1. **Амбарная** – сбор и захоронение всех отходов бурения производится в амбарах.

2. **Малоамбарная** – пресные отходы бурения собираются в амбаре и могут захороняться на буровой площадке, отходы бурения соленосных отложений вывозятся для захоронения в специально оборудованные полигоны.

3. **Безамбарная** – все отходы бурения вывозятся с территории буровой для утилизации и захоронения на специальных полигонах.

Очевидно, что минимизация отходов и их повторное использование – основные пути снижения затрат и обеспечения экологической безопасности.

Технология безамбарного строительства скважин основана на раздельном сборе отходов бурения и их вывозе с территории буровой для утилизации или захоронения.

Количество отходов, образующихся при бурении скважины, зависит:  
– от эффективности очистки бурового раствора от выбуренной породы;

– от применения ресурсосберегающих технологий (оборотного водоснабжения, повторного использования бурового раствора, использования технологии раздельного сбора отходов бурения).

В основу подхода к определению объемов отходов бурения положены расчетные методы.

Объем ОБР (отработанного бурового раствора) рассчитывается по интервалам бурения, заданным конструкцией скважины. Он складывается из избыточных объемов растворов, накапливаемых при поинтервальном бурении. При этом основными причинами образования и накопления избыточных объемов растворов являются:

– наработка раствора при бурении интервалов, сложенных глинистыми породами;

– замена одного типа бурового раствора на другой.

Объем (в %) повторно используемого ОБР в каждом конкретном случае устанавливается по фактическим данным с учетом конкретных геолого-технических условий проводки скважин.

Для захоронения отработанных буровых растворов и шламов, образующихся при бурении скважин на нефть на территории деятельности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», в отложениях галита верхней соленосной толщи построено опытно-промышленное подземное хранилище (ОППХ). При этом преследовались цели улучшения экологической обстановки и экономии пахотных и других земель.

С целью уменьшения загрязнения окружающей среды нефтегазодобывающим комплексом ведутся разработки и внедряются новые природосберегающие технологии.

Утилизация БСВ сводится к очистке от коллоидных частиц, выравниванию рН и осветлению методом реагентной коагуляции и флокуляции в коагуляционно-флокуляционной установке. После очистки возникает вопрос об использовании полученной воды. Из-за применения сернокислого алюминия для осветления БСВ после его диссоциации в воде остаются сульфаты и использовать ее для приготовления раствора нельзя. Поэтому осветленную воду повторно используют для обмыва оборудования.

Сущность *метода реагентной коагуляции* заключается в разделении фаз под действием добавляемых в очищаемую воду коагулянтов (преимущественно солей алюминия и железа), гидролизующихся в обрабатываемой воде с образованием сорбционно-активных гидроокисей. Формирующаяся гидроокись обладает высокоразвитой удельной поверхностью, которая легко адсорбирует дисперсные и коллоидные фракции, а также частично и растворенные загрязняющие вещества. В результате этого возникают хлопьевидные ассоциаты с довольно высокой гидравлической крупностью, которые седиментируют с образованием осадка. Кроме того, при осаждении хлопья чисто механически увлекают за собой неадсорбированную часть загрязняющих ингредиентов, находящихся в очищаемой воде. На рис. 9.3 представлены образцы модельных (т. е. приготовленных в лабораторных условиях) растворов БСВ до и после осветления методом реагентной коагуляции.



Рис. 9.3. Модельный раствор БСВ до и после осветления

К флокулянтам относятся неорганические или органические высокомолекулярные соединения, способствующие образованию агрегатов.

В настоящее время промышленностью выпускается три типа флокулянтов: катионные, анионные и неионогенные, различающиеся



по составу и свойствам и по-разному работающие в различных условиях. Так как БСВ – это сложные системы, то универсального флокулянта не существует. В каждом конкретном случае необходимо подбирать лабораторным путем соответствующий флокулянт.

## **Глава 10. Охрана труда и окружающей среды**

К работам по приготовлению и применению буровых и тампонажных растворов допускаются лица, прошедшие медицинский осмотр, инструктажи и проверку знаний по охране труда по основной профессии, а также инструктирование по безопасному ведению работ.

Работник, измеряющий параметры растворов в лаборатории и на буровой, должен иметь 1 группу по электробезопасности.

При проведении работ следует соблюдать требования правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, инструкций по охране труда, инструкций по эксплуатации оборудования, а также следующие меры безопасности:

- работник, находящийся на буровой, должен быть в спецодежде, выданной в соответствии с типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи средств индивидуальной защиты, носить защитную каску и передвигаться по безопасным местам и проходам буровой;

- при выполнении работ на буровой необходимо проверить наличие и исправность приборов для замера параметров промывочных жидкостей, наличие химреагентов, ознакомиться с записями в вахтовом журнале о работе предыдущей смены и распоряжениями руководителя работ (бурового мастера);

- лаборанту запрещается находиться на приемных мостках и входить в буровую во время спуско-подъемных операций, выполнении ремонтных работ, при геофизических исследованиях и испытаниях в скважине;

- отбор пробы раствора из гидромешалки необходимо производить только после ее остановки;

- отбор проб химических реагентов из автоцистерн и емкостей с химреагентами необходимо производить с помощью пробоотборника. В процессе отбора проб запрещается наклоняться над люком и смотреть в него;

- при обнаружении первых признаков нефтегазопроявления на буровой (снижение плотности бурового раствора, увеличение объема бурового раствора, буровой раствор выходит из скважины с пузырьками газа, чувствуется запах нефтяного газа) лаборант обязан немед-

ленно сообщить бурильщику и буровому мастеру. В дальнейшем выполнять указания бурового мастера.

При работе в лабораторных условиях работники должны придерживаться следующих требований охраны труда, изложенных в локальных нормативных актах, в том числе:

- содержать рабочее место в чистоте и порядке;
- не проливать на стол и пол рабочие жидкости;
- не загромождать рабочие места посторонними предметами;
- приборы, посуду и реагенты располагать и хранить на предназначенных местах;
- при работах с вредными веществами в лаборатории должно находиться не менее двух человек;
- после проведения работ остатки буровых растворов, кислот, щелочей, химических реагентов сливать в контейнеры, предназначенные для этой цели.

Для оказания первой помощи в лабораторных помещениях следует иметь медицинскую аптечку с полным набором медикаментов, защитных и перевязочных средств.

При приготовлении, эксплуатации буровых растворов и замене на другие типы растворов в скважине должны быть учтены следующие требования:

- при завозе и сливе буровых растворов и других технологических жидкостей, приготовленных на растворном узле, при их приготовлении на буровой, обработке жидкими химическими реагентами не допускать проливов на землю;
- проливы буровых растворов и других технологических жидкостей утилизировать в амбар;
- рациональным способом утилизации очищенной технической воды является использование ее в системе оборотного водоснабжения буровой или закачка в пласт для поддержания давления;
- отработанный буровой раствор необходимо вывозить для регенерации на растворный узел или для повторного использования на другую буровую;
- обезвреживание отработанного бурового раствора и шлама в шламовом амбаре осуществлять путем обработки отверждающим составом;
- химические реагенты для обработки и приготовления буровых растворов и других технологических жидкостей должны храниться на буровой в специально оборудованном складе, под навесом на зацементированной площадке.

После завершения работ земли, загрязненные продуктами производственной деятельности, необходимо рекультивировать.

## Литература

1. Жуховицкий, С. Ю. Промывочные жидкости в бурении / С. Ю. Жуховицкий. – М. : Недра, 1976. – 200 с.
2. Городнов, В. Д. Буровые растворы / В. Д. Городнов. – М. : Недра, 1985. – С. 206.
3. Булатов, А. И. Тампонажные материалы / А. И. Булатов, В. С. Данюшевский – М. : Недра, 1987. – 280 с.
4. Теории подбора фракционного состава кольматантов / G. Ishbaev [et al.] // Бурение и нефть. – 2011. – Июнь. – С. 16–18.
5. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – Оренбург : Летопись, 2005. – 664 с.
6. Булатов, А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы : учеб. пособие для вузов / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. – М. : Недра, 1999. – 424 с.
7. Данюшевский, В. С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В. С. Данюшевский, Р. М. Алиев, И. Ф. Толстых. – М. : Недра, 1984. – 375 с.
8. Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин / Ф. А. Агзамов [и др.]. – Самара : РИА секции «Строительство», 1998. – 272 с.
9. Овчинников, В. П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня : учеб. пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников. – Тюмень : Нефтегазовый ун-т, 2007. – 396 с.
10. Бруй, Л. К. Буровые и тампонажные растворы : краткий курс лекций по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / Л. К. Бруй. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 28 с.
11. Бруй, Л. К. К вопросу о буферных жидкостях / Л. К. Бруй // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Вып. 8. – Гомель : Полеспечать, 2012. – С. 358–363.
12. Увеличение скорости бурения – действенный способ снижения затрат / Л. К. Бруй [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Вып. 8. – Гомель : Полеспечать, 2012. – С. 340–344.
13. Бруй, Л. К. Биополимерный раствор – перспективная технология качественного вскрытия продуктивных пород / Л. К. Бруй, К. Г. Паскару // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его

реализации в первой половине 21 века : Междунар. науч.-практ. конф., Гомель–Речица, 25–27 мая 2011 г. – С. 524–527.

14. Бруй, Л. К. Применение кольматантов для ликвидации поглощений в продуктивных пластах / Л. К. Бруй, К. Г. Паскару // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине 21 века : Междунар. науч.-практ. конф., Гомель–Речица, 25–27 мая 2011 г. – С. 528–532.

15. Бруй, Л. К. Ингибирующий раствор на основе органо-минерального сырья для бурения надсолевых пород месторождений Белоруссии / Л. К. Бруй, К. Г. Паскару, И. В. Добродеева // Практические аспекты нефтепромысловой химии : тез. докл. всерос. с междунар. участием науч.-практ. конф., Уфа, 25–27 мая 2011 г. – С. 11–12.

16. Опыт применения ингибирующего бурового раствора на основе органо-минерального сырья. Эфиры целлюлозы и крахмала. Опыт и особенности применения на предприятиях нефтегазового комплекса : материалы 14 Междунар. науч.-практ. конф., Суздаль, 2–5 июня 2010 г. – Владимир : ВлГУ, 2010. – С. 28–30.

17. Бруй, Л. К. Особенности буровых растворов при бурении горизонтальных стволов скважин / Л. К. Бруй // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси : материалы науч.-практ. конф., Гомель, 4–6 окт. 2006 г. – Гомель : Белоруснефть, 2007. – С. 222–224.

18. Первый опыт технологии безамбарного строительства скважин в Беларуси / Л. К. Бруй [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Вып. 7. – Гомель : БелНИПИнефть, 2009. – С. 327–329.

19. Бруй, Л. К. К вопросу снижения отходов бурения при безамбарной технологии строительства скважин / Л. К. Бруй, К. Г. Паскару, А. И. Пахольчук // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2009. – № 6. – С. 65–68.

20. Бруй, Л. К. Изучение реологических характеристик – верный подход в вопросе выбора типа бурового раствора / Л. К. Бруй, К. Г. Паскару, Н. В. Шемлей // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Вып. 7. – Гомель : БелНИПИнефть, 2009. – С. 344–347.

21. Практическое применение системного подхода к выбору кольматантов при ликвидации поглощений бурового раствора / Л. К. Бруй [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Вып. 6. – Гомель : ЦНТУ «Развитие», 2007. – С. 338–341.

22. Технология раздельного сбора отходов бурения – первый шаг на пути к безамбарному бурению / Л. К. Бруй [и др.] // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Вып. 6. – Гомель : ЦНТУ «Развитие», 2007. – С. 334–337.

23. Опыт применения ингибирующих буровых растворов на основе органо-минерального сырья / И. С. Игнатюк [и др.] // Вестн. Асоц. Буровых Подрядчиков. – 2009. – № 1. – С. 23–24.

24. Ликвидация поглощений при бурении и ремонте скважин / Л. К. Бруй [и др.] // Бурение и нефть. – 2007. – № 3. – С. 31–33.

25. Сенкевич, Э. С. Кристаллизация солей как фактор проявления осложнений при бурении глубоких скважин в соленосных условиях / Э. С. Сенкевич // Техника, технология и экономика бурения нефтяных и газовых скважин (газет. и журн. информ. (дайджест)). – Ч. 2 (33). – М. : ВНИИОЭНГ, 2000. – С. 6–8.

26. Солестойкий реагент Лигнопол – эффективный стабилизатор буровых растворов // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Вып. 2. – Гомель : БелНИПИнефть, 1997. – С. 164–166.

27. Сенкевич, Э. С. Вязкоупругие составы и опыт использования их при цементировании скважин / Э. С. Сенкевич // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Вып. 2. – Гомель : БелНИПИнефть, 1997. – С. 160–163.

28. Бруй, Л. К. Комбинированная буферная жидкость / Л. К. Бруй // Оптимизация технологических процессов бурения глубоких разведочных скважин : сб. науч. тр. – Минск : БелНИГРИ, 1986. – С. 35–38.

29. Сенкевич, Э. С. Цементирование обсадных колонн облегченным тампонажным раствором на месторождениях нефти Белоруссии / Э. С. Сенкевич, Л. К. Бруй // Прогрессивные технологии освоения нефтяных месторождений Украины и Белоруссии : сб. науч. тр. – Киев : Укргипронинефть, 1990. – С. 37–39.

## Содержание

Термины и определения.....	3
Перечень сокращений.....	7
Введение .....	9
Глава 1. Кратко о скважине и ее строительстве.....	10
Глава 2. Циркуляционная система буровой установки.....	15
Глава 3. Оборудование для очистки бурового раствора.....	18
Глава 4. Буровые растворы.....	25
4.1. Технологические функции бурового раствора.....	27
4.2. Коллоидно-химические свойства дисперсных систем.....	37
4.3. Реологические свойства дисперсных систем.....	42
4.4. Классификация буровых растворов .....	51
4.5. Параметры буровых растворов.....	53
4.6. Материалы для приготовления буровых растворов.....	62
4.7. Химические реагенты для обработки буровых растворов.....	65
4.8. Выбор типа бурового раствора для бурения скважин.....	69
4.9. Ингибирующие буровые растворы.....	70
4.10. Буровые растворы для бурения соленосных отложений .....	72
4.11. Буровые растворы для вскрытия продуктивных отложений.....	72
4.12. Буровые растворы для бурения горизонтальных скважин ....	73
4.13. Эмульсионные буровые растворы .....	77
4.14. Растворы на неводной (нефтяной) основе .....	78
4.15. Буровые растворы с конденсированной твердой фазой.....	79
4.16. Пены .....	80
Глава 5. Осложнения при бурении скважин.....	80
5.1. Поглощения бурового раствора. Методы предупреждения и ликвидации поглощений.....	81
5.2. Разрушение стенок скважины (осыпи и обвалы).....	87
5.3. Нефте-газо-водопроявления. Признаки, методы ликвидации .....	88
5.4. Прихваты бурового инструмента и обсадных труб. Причины и методы ликвидации .....	89
Глава 6. Тампонажные растворы.....	92
6.1. Требования к тампонажному раствору.....	94
6.2. Классификация тампонажных растворов.....	95
6.3. Технологические параметры тампонажного раствора и камня .....	96
6.4. Требования к тампонажному камню .....	100

6.5. Параметры тампонажного камня.....	101
6.6. Тампонажный портландцемент .....	105
6.7. Свойства сухого цементного порошка.....	109
6.8. Методы проектирования составов цементных растворов пониженной плотности .....	109
6.9. Утяжеленные тампонажные растворы .....	111
6.10. Реагенты для регулирования свойств тампонажных растворов.....	111
6.11. Образование цементного камня.....	112
6.12. Деформации цементного камня.....	114
6.13. Коррозионное разрушение цементного камня.....	114
Глава 7. Качество цементирования и способы его повышения .....	119
Глава 8. Буферные жидкости.....	121
Глава 9. Отходы бурения и способы их утилизации.....	125
Глава 10. Охрана труда и окружающей среды .....	129
Литература.....	131

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Бруй Любовь Козьминична**  
**Шемлей Наталья Викторовна**  
**Атвиновская Татьяна Владимировна**

## **БУРОВЫЕ И ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ**

**Учебное пособие**

**Электронный аналог печатного издания**

Редактор *Н. В. Гладкова*  
Компьютерная верстка *И. П. Минина*

Подписано в печать 31.12. 19.  
Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».  
Ризография. Усл. печ. л. 7,9. Уч.-изд. л. 7,74.  
Изд. № 29.  
<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение  
Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого.  
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя  
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.  
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель