# Министерство образования и науки Российской Федерации

### Московский Государственный

Открытый Университет

Курсовая работа на

**Тему: «Буровые и тампонажные растворы»**

Москва 2010

**Содержание**

**Введение**

**Часть 1. Буровые растворы**

Технологические функции бурового раствора

Коллоидно-химические свойства буровых растворов

Основные свойства дисперсных систем

Основные параметры буровых растворов

Материалы для приготовления буровых растворов

Химические реагенты для обработки буровых растворов

Выбор типа бурового раствора для бурения скважин

**Часть 2.Тампонажные растворы**

Требования к тампонажному раствору

Классификация тампонажных растворов

Основные технологические параметры

Требования к тампонажному камню

Материалы для приготовления тампонажных растворов

Утяжелители для тампонажных растворов

Литература

**ВВЕДЕНИЕ**

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.

Под ***технологическими свойствами*** буровых растворов следует понимать влияние промывочных средств 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 глинистой коркой и стенками скважины, раскрытие и освоение коллекторов, содержащих нефть и газ.

Технологические свойства буровых растворов существенно влияют на работоспособность буровых долот, забойных гидравлических и электрических двигателей, бурильных и обсадных труб и другого подземного бурового оборудования.

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

***Тампонажные растворы*** применяются при креплении обсадных колонн к стенкам скважины, а также при ремонте скважин. В отличие от буровых растворов тампонажные способны превращаться в твердое тело. В подавляющем количестве 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 зависит 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 мастерство и умение управлять сложным буровым и цементировочным оборудованием – залог успешного проведения операций.

**Часть 1 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ**

**Технологические функции бурового раствора**

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.

**1 Гидродинамические функции** осуществляются потоком раствора в скважине и заключаются в следующем:

- в выносе выбуренной породы (шлама) из скважины;

- в переносе энергии от насосов к забойным двигателям (турбобурам);

- в размыве породы на забое скважины (гидромониторный эффект);

- в охлаждении долота в процессе бурения.

**2 Гидростатические функции** осуществляются покоящимся буровым раствором. К этой группе функций относятся:

- создание гидростатического равновесия в системе ствол скважины - пласт;

- удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции бурового раствора;

- создание гидростатического давления на стенки скважины, сложенные слабосцементированными или пластичными породами;

- уменьшение нагрузки на талевую систему.

**3 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;

- сохранение или усиление связности слабосцементированных пород;

- уменьшение трения бурильных и обсадных труб о стенки скважин.

**4 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;

- предохранение бурового оборудования от коррозии и абразивного износа;

- сохранение проницаемости продуктивных горизонтов при их вскрытии;

- сохранение необходимых характеристик бурового раствора в процессе бурения скважины;

- улучшение буримости твердых пород.

К прочим функциям бурового раствора относятся:

- установление геологического разреза скважины (по составу шлама);

- сохранение теплового режима многолетнемерзлых пород.

**Коллоидно-химические свойства буровых растворов**

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 относится большинство буровых и тампонажных растворов.

***Дисперсной фазой*** дисперсионной системы называется вещество, мелко раздробленной 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,*** **Д** -величиной, обратной поперечному размеру частицы, **d (**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 1х10-5 - 1х10-8 см.

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 ***коалисценции***, 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.

**Основные свойства дисперсных систем**

Из всех дисперсных систем наиболее полно отвечают требованиям, предъявляемым к буровым растворам, коллоидные системы. 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 1м2 поверхности (Дж/м2). 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.

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 ***«геля»*** 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 «з***оль»*** (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.

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

***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 - обратный процесс коагуляции.

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

***Диспергирование*** - способ приготовления дисперсных систем.

Дисперсные системы обладают способность течь. Наука о деформации и течении тел называется ***реологией***, а свойства тел, связанные с течением и деформацией - ***реологическими***.

**Основные параметры буровых растворов**

***Плотность*** (ρ, г/см3) – это отношение массы бурового раствора к его объему. Различают кажущую и истинную плотности. Первая характеризует раствор, выходящий из скважины и содержащий газообразную фазу, а вторая – раствор без газообразной фазы.

***Условная вязкость*** (Т, сек) – величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки 500 см3 бурового раствора и характеризующая подвижность бурового раствора.

***Статическое напряжение сдвига*** (СНС, мгс/см2) - величина, определяемая минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры бурового раствора в покое. СНС характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения ее во времени.

***Фильтрация*** (Ф, см3/30 мин) - величина, определяемая объемом дисперсной среды, отфильтрованной за 30 минут при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади.

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

***Коэффициент трения*** (Ктр) – величина, определяемая отношением силы трения между двумя металлическими поверхностями в среде бурового раствора к прилагаемой нагрузке.

***Коэффициент вспенивания*** - это величина, определяемая отношением объема вспененного раствора к объему исходного раствора.

***Толщина фильтрационной корки*** (К, мм) – фильтрационная корка образуется в результате отфильтровывания жидкой фазы бурового раствора через пористую систему.

***Концентрация водородных ионов, определяемая величиной рН***, характеризует щелочность бурового раствора. Чем больше рН, тем щелочность выше.

**Материалы для приготовления буровых растворов**

Для приготовления бурового раствора на водной основе необходим материал, создающий дисперсную фазу. Этим материалом является глина. Существует много разновидностей глин. Химический состав разнообразен, но общим является содержание окиси кремния (***кремнезем***) и окиси алюминия (***глинозем***), а также некоторое количество воды. Состав глины условно записывается: хА12О3 . уSiО2 . zН2О (водный алюмосиликат). Минералы глинистых пород: монтмориллонит, гидрослюда, палыгорскит, каолинит.

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 принята характеристика -***выход* *глинистого раствора*.** Выход - это объем глинистого раствора вязкостью 25-30 с, получаемый из 1 т глинопорошка. Наибольший выход глинистого раствора получают из бентонитовых глин. К солестойким относят палыгорскитовые глины.

Вторым материалом для приготовления буровых растворов является ***органо-минеральное сырье (ОМС)***. Это природный материал, представляющий собой донные илистые органогенные отложения водоемов. На основе ОМС сначала готовится сапропелевая паста (вода + ОМС + каус-тическая сода), затем раствор (путем разбавления водой на буровой).

**Химические реагенты для обработки буровых растворов**

**1 Реагенты–стабилизаторы**

Реагенты–стабилизаторы представляют собой высокомолекулярные органические вещества, высокогидрофильные, хорошо растворимые в воде с образованием вязких растворов. Механизм действия заключается в адсорбции на поверхности коллоидных частиц и гидрофилизации последних.

Реагенты-стабилизаторы 1-ой группы используют как понизители фильтрации, 2-ой группы – 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*** получают путем гидролиза в щелочной среде. Он является понизителем фильтрации соленасыщенных буровых растворов.

***Крахмальный реагент «Фито-РК» -*** модифицированный водораство-римый реагент.

***Лигнопол*** - полимерный реагент, продукт термической сополимеризации акрилового полимера (полиакрилонитрила - ПАН) с лигносульфонатами (ССБ). Применяется как понизитель фильтрации пресных и соленасыщенных буровых растворов.

***Сульфит-спиртовая барда (ССБ***) является отходом при получении целлюлозы сульфатным способом. Эффективно снижает вязкость и СНС соленасыщенных буровых растворов, стабилизированных крахмальным реагентом. Недостаток - пенообразующая способность.

**2 Реагент, связывающий двухвалентные катионы**

Двухвалентные катионы находятся в пластовых водах и разбуриваемых породах и, поступая в буровой раствор, ухудшают его качество. Источником Са++ является цемент (при разбуривании цементного стакана после установки цементного моста). Для связывания ионов кальция применяют ***углекислый натрий (кальцинированную соду).***

Са SО4 + Nа2CO3 = СаСО3 + Nа2 SО4

Вместо ионов Са++ в растворе образуется нерастворимый углекислый кальций.

**3 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 – 9-11.

***Едкий натр (гидрат окиси натрия, каустическая сода).***

**4 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.

***Смазки ЗГВ-205, АКС-303, СК, нефть и др.***

**5 Пеногасители**

Пеногасители относятся к ПАВ. Состоят из двух компонентов - собственно ПАВ и носителя, в котором ПАВ растворено. Носитель -органический растворитель, обладающий высокой подвижностью. Основной 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 противостоять слиянию пузырьков. Они увеличиваются в размерах, всплывают и лопаются.

Вспененный раствор обладает высокими значениями структурно-механических характеристик. Ухудшается работа насосов.

***Пеногасители: оксаль(Т-80), сивушное масло (применялось ранее), АКС-20.***

**6 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.

Степень дисперсности утяжелителя называется ***тонкостью помола***.

***Утяжелители: мел, доломит, барит, гематит, магнетит***.

**Выбор типа бурового раствора для бурения скважин**

Наличие соленосных пород в геологическом разрезе месторождений Беларуси обусловило условное подразделение на части: надсолевую, верхнесоленосную, межсолевую, нижнесоленосную и подсолевую. В зависимости от вскрываемого разреза необходимо использовать несколько типов бурового раствора. Выбор типа раствора является одним из основных элементов технологии проводки скважин. Он определяет номенклатуру реагентов и материалов для его создания и эксплуатации.

Надсоль бурят пресным сапропелевым раствором (при мощности до 800 м), пресным глинистым, обработанным Лигнополом (от 800 до 2000 м) и пресным сапропелевым, обработанным Лигнополом (более 2000 м).

Соленосные комплексы бурят тремя типами растворов:

- соленасыщенным глинистым, обработанным крахмальным реагентом «Фито-РК»;

-соленасыщенным сапропелевым, обработанным крахмальным реагентом «Фито-РК»;

- соленасыщенным глинистым, обработанным Лигнополом.

Межсолевые и подсолевые отложения, являющиеся продуктивными, бурят в основном пресным сапропелевым раствором (в случае перекрытия соленосных отложений колонной) и соленасыщенным, который использовался при бурении основного ствола, если соленосные отложения не перекрывались колонной.

Буровые растворы для вскрытия продуктивных отложений не требуют обработки химическими реагентами.

**Часть 2 Тампонажные растворы (ТР)**

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 вязко-пластичной системой.

По виду тампонирование 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.

**Требования к тампонажному раствору**

***1 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 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 Экономического характера:***

- сырье должно быть недефицитным и недорогим;

- не влиять отрицательно на окружающую среду.

**Классификация тампонажных растворов**

В зависимости от вяжущей основы ТР делятся:

- растворы на основе органических веществ (синтетические смолы).

Жидкая основа ТР – вода, реже – углеводородная жидкость.

В зависимости от температуры испытания применяют:

- цемент для «холодных» скважин с температурой испытания 22оС;

- цемент для «горячих» скважин с температурой испытания – 75оС.

По плотности ТР делят на:

- легкие – до 1,3 г/см3

- облегченные – 1,3 – 1,75 г/см3;

- нормальные – 1,75 -1,95 г/см3;

- утяжеленные – 1,95 -2,20 г/см3;

- тяжелые – больше 20,20 г/см3.

По срокам схватывания делят на:

- быстро схватывающиеся – до 40 мин;

- ускоренно схватывающиеся – 40 мин- 1час 20 мин;

- нормально схватывающиеся - 1час 20мин – 2 час;

- медленно схватывающиеся – больше 2 час.

**Основные технологические параметры ТР**

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

***Водо-цементное отношение*** – В/Ц – отношение объема воды к весу цемента.

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

1. ***Растекаемость, см*** – определяет текучесть (подвижность) цементного раствора.
2. ***Плотность, г/см3*** – отношение массы цементного раствора к его объему.
3. ***Фильтрация или водоотдача, см3 за 30мин*** – величина, определяемая объемом жидкости затворения, отфильтрованной за 30 минут при пропускании цементного раствора через бумажный фильтр ограниченной площади под давлением 1 атм.
4. ***Седиментационная устойчивость цементного раствора*** – определяется водоотделением, т.е. максимальным количеством воды, способным выделиться из цементного раствора в результате процесса седиментации.
5. ***Время загустевания (час - мин, начало-конец)*** – время потери текучести.
6. ***Сроки схватывания (час - мин, начало-конец)*** – определят время перехода цементного раствора в твердое состояние цементного камня.

**Требования к тампонажному камню**

1. Достаточная механическая прочность.
2. Непроницаемость для бурового раствора, пластовых вод и газа.
3. Стойкость к коррозионному воздействию пластовых вод.
4. Температурная стойкость.
5. Сохранение объема при твердении и упрочнении.
6. Минимальная экзотермия.

Уровень требований к параметрам зависит от цели тампонирования.

Измеряемые характеристики тампонажного камня:

- прочность на изгиб и сжатие;

- проницаемость;

- коррозионные свойства;

- объемные изменения при твердении.

**Материалы для приготовления тампонажных растворов**

* на неорганической основе : вяжущие- цементы, гипс, известь;
* на органической основе: синтетические смолы, битумы, латексы;
* жидкости затворения: пресная вода, минерализованная вода, углеводородные жидкости;
* добавки, регулирующие плотность растворов, придания им закупоривающих свойств (наполнители), снижения стоимости;
* материалы для регулирования сроков схватывания и реологических характеристик (реагенты).

**Утяжелители для тампонажных растворов**

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.

**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. Лигносульфонаты различных типов: ССБ, КССБ, окзил, ФХЛС и др.; борная кислота, виннокаменная кислота и т.д.

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

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

***Пеногасители*** – НЧК, АКС-20ПГ и др.

**Литература**

1. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении - М. : Недра, 1976.
2. Городнов В.Д. Буровые растворы. - М. : Недра, 1985.
3. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987.
4. Башлык С.М. и др. Лабораторный практикум по основам гидравлики и промывочным жидкостям. - М. : Недра, 1982.