

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Разработка и эксплуатация
нефтяных месторождений и транспорт нефти»

Л. К. Бруй

БУРОВЫЕ И ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ

**КРАТКИЙ КУРС ЛЕКЦИЙ
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2009

УДК 622.24.06(075.8)
ББК 33.13я73
Б89

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
заочного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 20.02.2007 г.)*

Рецензент: ст. науч. сотрудник лаб. промысловых жидкостей БелНИПИнефть
Т. М. Толкачева

Бруй, Л. К.

Б89

Буровые и тампонажные растворы : крат. 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, 2009. – 28 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: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-789-6.

Содержит описание технологических функций, выполняемых растворами при бурении скважины, основных коллоидно-химических свойств буровых растворов. Дана характеристика материалов и химических реагентов, применяемых при обработке буровых растворов, приведены критерии выбора типа раствора. Включает требования, классификацию, основные технологические параметры тампонажных растворов и камня. Изложены основные понятия качества цементирования и способы его повышения, характеристики буферных жидкостей.

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

УДК 622.24.06(075.8)
ББК 33.13я73

ISBN 978-985-420-789-6

© Бруй Л. К., 2009
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2009

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, сложенных 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. Тампонажные растворы, в отличие от буровых, 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 – наиболее ответственный этап строительства скважин. Значение цементировочных работ обуславливается тем, что они являются заключительным процессом, и неудачное их выполнение может свести к минимуму результат 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 про-

димых 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.

Тема 1. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Технологические функции бурового раствора

Буровой раствор в процессе бурения выполняет ряд функций, которые зависят от параметров процесса бурения (глубина скважины, неустойчивость ее стенок, 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 многолетне-мерзлых 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 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 (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.

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**.

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 1 м^2 поверхности (Дж/м). Таким образом, ПАВ – это вещества, понижающие поверхностное натяжение.

Большое значение в характеристике дисперсных систем имеет явление *смачиваемости*. Смачивание твердого тела жидкостью 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 нестабильны.

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 свободнодисперсные (или бесструк-

турные) и связнодисперсные (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 *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.

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

Условная вязкость (T , с) – величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки 500 см³ бурового раствора. Характеризует подвижность бурового раствора.

Статическое напряжение сдвига (СНС, мгс/см²) – величина, определяемая минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры бурового раствора в по-

кое. СНС характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения ее во времени.

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

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

Коэффициент трения ($K_{тр}$) – 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 ($K_{мм}$). 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 глины. Химический состав их разнообразен, но общим является, содержание окиси кремния (кремнезем) и окиси алюминия (глинозем), 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.

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 выше дисперсность глины, 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 *органоминеральное сырье (ОМС)*. Это природный материал, представляющий собой донные илистые органогенные отложения водоемов. На основе ОМС сначала готовится сапропелевая паста (вода + ОМС + каустическая 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-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 2-й группы.

Крахмальный реагент получают путем гидролиза в щелочной среде. Он является понизителем фильтрации соленасыщенных буровых растворов.

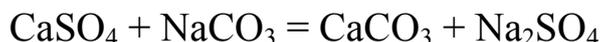
Крахмальный реагент «Фито-РК» – модифицированный водорастворимый реагент.

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 Ca^{++} является цемент (при разбуривании цементного стакана после установки цементного моста). Для связывания ионов кальция применяют *углекислый натрий (кальцинированную соду)*.



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.

К регуляторам щелочности можно отнести 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. Применяемые 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. 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, то она сама быстро разрушается, если она внутри жидкости, то 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.

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 расход утяжелителя, 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.

Поглощения бурового раствора.

Методы предупреждения и ликвидации поглощений

Поглощения определяются интенсивностью и перепадом давления скважина–пласт. Подразделяют на три категории в зависимости от их интенсивности:

- 1) частичные ($1-2 \text{ м}^3/\text{ч}$, с уровнем бурового раствора на устье);
- 2) полные ($2-5 \text{ м}^3/\text{ч}$, с небольшим падением уровня раствора в скважине и потерей циркуляции);
- 3) катастрофические (более $5 \text{ м}^3/\text{ч}$, со значительным падением уровня раствора в скважине).

Объекты поглощений – продуктивные и водоносные пласты с большой пористостью и низким пластовым давлением.

Превышение гидростатического давления ($P_{\text{гидр}}$) над пластовым ($P_{\text{пл}}$) может происходить по следующим причинам:

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

Методы предупреждения:

- снизить $P_{\text{гидр}}$ до $P_{\text{пл}}$;
- снизить структурно-механические показатели до минимума;
- обработать раствор смазочной добавкой.

Для ликвидации поглощения применяют композиции кольмантантов в виде наполнителей разного гранулометрического состава (доломит, мел, опилки, кожа и др.).

Водо-, газо- и нефтепроявления.

Признаки, методы ликвидации

Эти осложнения происходят, когда $P_{\text{пл}}$ флюида превышает $P_{\text{гидр}}$.

Причины осложнений:

- низкое значение плотности бурового раствора;
- недолив при подъеме бурового инструмента;

- поглощение раствора;
- разбавление бурового раствора пластовой водой;
- выпадение утяжелителя;
- подъем буровых труб с большой скоростью.

Признаки:

- изменение показателей раствора;
- увеличение уровня раствора в приемах;
- появление пузырьков.
- течение раствора без циркуляции.

Методы ликвидации:

- 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.

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 буровых 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 гелого-техническому наряду (ГТН), добавлять защит-

ные реагенты, смазку, применять ингибированные растворы. Ликвидируют прихваты установкой нефтяной ванны и расхаживанием инструмента.

Циркуляционная система буровой

Циркуляционная система предназначена для приготовления, очистки, регулировки и циркуляции раствора.

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, всасывающий и нагнетательный манифольды, 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. Неполомки в любом звене технологической цепочки немедленно приводят к снижению эффективности промывки.

Очистная система буровой

Очистная система входит в состав циркуляционной системы и предназначена для удаления выбуренной породы (шлама) из раствора. Очистная система состоит из желоба (естественный метод очистки), вибросита (механический метод очистки), пескоотделителя, илоотделителя и центрифуги (гидравлический метод очистки).

Твердые частицы в буровом растворе делятся на коллоиды (менее 2 мкм), илы (2–80 мкм) и пески (более 80 мкм).

Песко- и илоотделители представляют собой гидроциклонные установки. В основу гидроциклонного разделения твердых частиц и жидкости заложен принцип использования центробежных сил, возникающих в аппарате при прокачке через него жидкости.

Утилизация отходов бурения

Отходы бурения (ОБ) – это буровые сточные воды (БСВ), отработанные буровые растворы (ОБР) и буровой шлам (БШ).

Отработанным буровым раствором называется раствор, полученный после окончания цикла строительства скважины или ее части.

ОБР образуются в результате наработки раствора при разбурировании интервалов, сложенных глинистыми породами, смены одного типа раствора на другой, а также при ликвидации аварий и осложнений.

ОБР, отвечающие определенным требованиям, могут быть повторно использованы для бурения другой скважины.

Отходы бурения собираются в двух амбарах (для пресных и соленасыщенных отходов) на территории буровой площадки. Амбары выстилаются полиэтиленовой пленкой. Тяжелая фракция отходов оседает на дне амбара. Для изменения дисперсного состава твердой фазы БСВ и ОБР используются реагенты, которые вызывают агрегацию мельчайших частиц твердой фазы с последующим механическим разделением на жидкую и твердую фазы. Для этой цели используется *метод реагентной коагуляции*. В качестве коагулянтов используются соли поливалентных металлов (сернокислые алюминий, железо). Замещение обменных одновалентных катионов поливалентными уменьшает число частиц размерами 5 мкм и увеличивает число частиц размером более 5 мкм.

В качестве флокулянтов используют полимеры (Седипур, Поликем, полиакриламид), обработка которыми в 3–4 раза увеличивает число частиц размером более 20 мкм.

После проведения реагентной коагуляции и отстаивания осветленная часть (если химический анализ отвечает требованиям безопасного сброса) сбрасывается на территории буровой, используется для других технологических целей или утилизируется.

Осадок после откачки осветленной части обрабатывается загущающим (доломитом) и отверждающим (цементным раствором) составами и захоранивается. Ликвидация шламовых амбаров – это засыпка обезвреженных масс слоем минерального грунта и плодородной почвы.

Тема 2. 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 спускают в пробуренную скважину на определенную глубину, свинчивая в колонну. 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 (ТР) – это комбинации спецматериалов или составов, используемых для тампонирувания. Тампонажные смеси с течением времени могут затвердевать с образованием тампонажного камня или загустевать, упрочняться, оставаясь вязкой или вязко-пластичной системой.

По виду тампонирувание подразделяется:

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

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

Требования к тампонажному раствору

1. *Технические* требования:

- 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 тампонируемые породами и пластовыми водами;
- устойчивость к размывающему действию подземных вод;

- стабильность при повышенных температуре и давлении;
- отсутствие усадки с образованием трещин при твердении.

2. Технологические требования:

- 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. Экономические требования:

- недефицитность сырья и его низкая стоимость;
- снижение уровня загрязнения окружающей среды.

Классификация тампонажных растворов

В зависимости от вяжущей основы ТР делятся:

- на растворы на основе органических веществ (синтетические смолы).

Жидкой основой ТР является вода, реже – углеводородная жидкость.

В зависимости от температуры испытания применяют:

- цемент для «холодных» скважин с температурой испытания 22 °С;
- цемент для «горячих» скважин с температурой испытания 75 °С;

По плотности ТР подразделяются:

- на легкие – до 1,3 г/см³;
- на облегченные – 1,3–1,75 г/см³;
- на нормальные – 1,75–1,95 г/см³;
- на утяжеленные – 1,95–2,20 г/см³;
- на тяжелые – больше 2,20 г/см³.

По срокам схватывания ТР бывают:

- 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.

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 мин или на специальных мешалках 5 мин.

1. **Растекаемость (см)** – величина, определяющая текучесть (подвижность) цементного раствора.

2. **Плотность (г/см)** – отношение массы цементного раствора к его объему.

3. **Фильтрация** или **водоотдача (см³/30 мин)** – величина, определяемая объемом жидкости затворения, отфильтрованной за 30 мин при пропускании цементного раствора через бумажный фильтр ограниченной площади под давлением 1 атм.

4. **Седиментационная устойчивость цементного раствора** – величина, определяемая 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)** – определяет 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 тампонирувания.

Измеряемые характеристики тампонажного камня:

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

Материалы для приготовления тампонажных растворов

1. Вяжущие вещества:
 - на неорганической основе: цементы, гипс, известь.
 - на органической основе: синтетические смолы, битумы, латексы.

2. Жидкости затворения: пресная вода, минерализованная вода, углеводородные жидкости.

3. Добавки, регулирующие плотность растворов, придающие им закупоривающие свойства (наполнители), снижения стоимости.

4. Материалы для регулирования сроков схватывания и реологических характеристик (реагенты).

Тампонажный портландцемент

Тампонажный портландцемент представляет собой разновидность силикатного цемента. Основная часть – *клинкер*, который получают обжигом смеси известняка и глины до спекания при температуре 1450 °С.

Известь при обжиге дает окись кальция. Глина является источником окиси кремния (кремнезема), окиси алюминия (глинозема) и окиси железа.

При помоле к клинкеру добавляют 3–6 % гипса и вводят 10–14 % минеральных добавок. Они улучшают некоторые свойства раствора и камня, а также экономят дорогостоящий клинкер.

При обжиге клинкера окиси взаимодействуют друг с другом, образуя искусственные минералы.

Основные минералы портландцемента:

1) алит – трехкальциевый силикат $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$;

2) белит – двухкальциевый силикат $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$;

3) трехкальциевый алюмоферрит $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$;

4) целит – четырехкальциевый алюмоферрит $4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$.

Свойства сухого цементного порошка

1. Плотность – 3,0–3,3 г/см.
2. Насыпная масса – 0,8–1,2 г/см³ в рыхлом состоянии и 1,7–1,9 г/см – 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 (зависит от гранулометрического состава).

Методы проектирования составов цементных растворов пониженной плотности

1. Снижение плотности твердой фазы введением легкого наполнителя или вяжущего вещества меньшей плотности.

2. Повышение водосодержания тампонажного раствора при одновременном повышении водоудерживающей способности.

3. Введение большого объема газообразной фазы при одновременном ее диспергировании и стабилизации образующейся пены.

4. Замена части воды углеводородной жидкостью с меньшей плотностью.

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 ускоритель – хлористый кальций. Применяемые ускорители: 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. Лигносulfонаты различных типов: ССБ, КССБ, окзил, ФХЛС и др.; борная кислота, винно-каменная кислота и т. д.

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

Понизители фильтрации (водоотдачи) являются стабилизаторами дисперсных систем и поэтому снижают фильтрацию. К ним относятся бентонитовая глина, ПАА, декстрин, КМЦ, ПВТ-ТР и др.

Пеногасители – химические вещества (в основном ПАВ) для снижения коэффициента пенообразования. К ним относятся АКС-20ПГ, НЧК и др.

Образование цементного камня

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 – 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 вод, 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 увеличивается 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.

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 *эттрингит*. Этот минерал, обра-

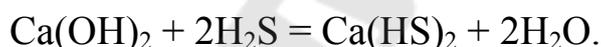
зуюсь в процессе коррозии, вызывает разрушение камня. Когда же эту реакцию используют для получения управляемого процесса расширения, то расширяющую добавку диспергируют и равномерно распределяют в цементном порошке. Расширяющая добавка (эттрингит) – смесь сульфата кальция, алюмината кальция и гидроксида кальция (гидросульфоалюминат кальция).

Коррозионное разрушение цементного камня

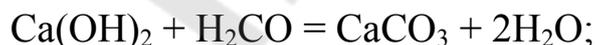
Цементный камень склонен к различным химическим реакциям с окружающей средой. Он является щелочным по характеру. Большинство соединений в цементном камне устойчиво существуют при $\text{pH} > 11$.

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*.

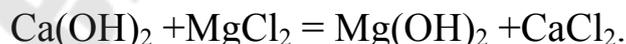
Происходит *кислотная коррозия*, когда гидроксид кальция реагирует с сероводородом или под действием кислых солей:



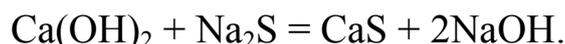
Углекислотная коррозия происходит при взаимодействии с углекислотой:



Магнезиальная коррозия происходит в результате контакта с пластовыми водами, содержащими хлористый магний:



Сульфитная коррозия происходит аналогично при взаимодействии с сульфитом натрия:



Качество цементирования

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 цементного раствора 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.

В настоящее время для оценки качества сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины, а также полноты замещения бурового раствора тампонажным широко 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.

Повышение качества цементирования

К основным факторам, повышающим качество цементирования, относятся:

- 1) тип тампонажного материала и параметры его раствора;
- 2) турбулизация потока жидкости в кольцевом пространстве;
- 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 отделения бурового раствора от цементного.

Буферные жидкости

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

Основное предназначение буферных жидкостей – предотвращение смешивания, а также повышение степени замещения бурового раствора цементным и очищение стенок скважины.

Универсальных буферных жидкостей нет. Лучшей вытесняющей способностью обладают жидкости более высокой вязкости и плотности, чем у вытесняемой. Для удаления остатков бурового раствора со стенок и каверн она должна обладать высокой вытесняющей способностью и физико-химической активностью.

Требования к буферной жидкости:

- не должна резко ухудшать свойства контактирующих жидкостей;
- вязкость и плотность буферной жидкости должны быть средними между аналогичными параметрами разобщающих жидкостей;
- для разделения растворов на водной основе нельзя применять буферную жидкость на углеводородной основе.

Объем выбирают с расчетом, чтобы не происходило перемешивание БР и ТР. Минимальный объем достаточен, если высота столба буферной жидкости в кольцевом пространстве будет не менее 100–150 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 – сульфолон, 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.

Вязкоупругие разделители (ВУР) предназначены для достижения максимального вытеснения. К ним относятся полимерные композиции.

Буферные жидкости на углеводородной основе применяют только при бурении скважин на РУО (растворах на углеводородной основе).

Литература

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

Содержание

Введение.....	3
Тема 1. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	5
Технологические функции бурового раствора	5
Коллоидно-химические свойства буровых растворов.....	6
Основные свойства дисперсных систем	7
Основные параметры буровых растворов	8
Материалы для приготовления буровых растворов	9
Химические реагенты для обработки буровых растворов	10
Утяжелители буровых растворов	12
Выбор типа бурового раствора для бурения скважин.....	12
Поглощения бурового раствора. Методы предупреждения и ликвидации поглощений.....	13
Водо-, газо- и нефтепроявления. Признаки, методы ликвидации ...	13
Прихваты бурового инструмента и обсадных труб. Причины и методы ликвидации	14
Циркуляционная система буровой.....	15
Очистная система буровой.....	15
Утилизация отходов бурения.....	15
Тема 2. ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ	17
Требования к тампонажному раствору.....	17
Классификация тампонажных растворов	18
Основные технологические параметры ТР	18
Требования к тампонажному камню.....	19
Материалы для приготовления тампонажных растворов	19
Тампонажный портландцемент	20
Свойства сухого цементного порошка	20
Методы проектирования составов цементных растворов пониженной плотности	20
Утяжелители для тампонажных растворов	21
Реагенты для регулирования свойств тампонажных растворов	21
Образование цементного камня	22
Деформации цементного камня.....	23
Коррозионное разрушение цементного камня.....	24
Качество цементирования.....	24
Повышение качества цементирования	25
Буферные жидкости.....	25
Литература	27

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

БУРОВЫЕ И ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ

**Краткий курс лекций
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Редактор *М. В. Аникеенко*
Компьютерная верстка *М. В. Аникеенко*

Подписано в печать 03.02.09.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Цифровая печать. Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,53.

Изд. № 70.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.