

Министерство образования и науки Российской Федерации
Волгоградский государственный архитектурно-строительный
университет

БУРОВЫЕ И ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ

Методические указания к практическим занятиям

Составитель В. А. Перфилов



**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Волгоградский государственный
архитектурно-строительный университет», 2014**

Волгоград
ВолгГАСУ
2014

УДК 622.245.422(076.5)

ББК 33.131.030.1.я73

Б916

Буровые и тампонажные растворы [Электронный ресурс] : методические указания к практическим занятиям / М-во образования и науки Рос. Федерации, Волгогр. гос. архит.-строит. ун-т ; сост. В. А. Перфилов. — Электронные текстовые и графические данные (246 Кбайт). — Волгоград : ВолГАСУ, 2014. — Учебное электронное издание комбинированного распространения : 1 CD-диск. — Систем. требования: PC 486 DX-33; Microsoft Windows XP; 2-скоростной дисковод CD-ROM; Adobe Reader 6.0. — Официальный сайт Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Режим доступа: <http://www.vgasu.ru/publishing/on-line/> — Загл. с титул. экрана.

Содержатся основные требования к буровым и тампонажным растворам. Представлены методы определения основных свойств буровых растворов.

Для студентов, обучающихся по профилю «Морские нефтегазовые сооружения» направления подготовки «Технологические машины и оборудование».

УДК 622.245.422(076.5)

ББК 33.131.030.1.я73

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Регулирование свойств бурового раствора связано с различными воздействиями в процессе бурения скважин. Это достигается подбором оптимальных составов буровых растворов, использованием специальных добавок-реагентов или наполнителей, а также применением технологических способов диспергации, разбавления и др.

В зависимости от глубины бурения скважин различного диаметра, температуры, геологического расположения разбуриваемых пород значительно изменяются условия бурения даже для одного месторождения. Поэтому приготовление высококачественного состава бурового раствора для каждой конкретной скважины связано с необходимостью определения основных свойств в процессе проектирования.

1.1. Плотность бурового раствора

Плотность – это отношение массы бурового раствора к его объему, имеет размерность г/см^3 .

Определение плотности бурового раствора необходимо для характеристики его гидродинамических и гидростатических способностей. В частности, для удержания во взвешенном состоянии и выносе из скважины частиц разбуриваемой породы, создании гидростатического давления на стенки скважины для предотвращения поступления в ствол скважины нефти, газа или воды из пласта и сохранения целостности стенок скважины, а также для уменьшения массы колонны бурильных и обсадных труб.

Буровой раствор, содержащий в своем составе газ, характеризуется кажущейся плотностью, а при его отсутствии определяется истинная плотность бурового раствора.

Измерение плотности осуществляется ареометрами или приборами марки АБР, в состав которых наряду с ареометром входит мерный цилиндр, съемный калибровочный груз и металлический стержень.

1.2. Условная вязкость

Условная вязкость (сек.) или подвижность определяется временем истечения бурового раствора из стандартной воронки с узким горлышком объемом 500 см^3 .

Для определения вязкости применяются стандартные вискозиметры буровых растворов ВБР-1 или воронка Марша.

Вискозиметр ВБР-1, служащий для измерения условной вязкости, состоит из воронки, герметично соединенной трубки, сетки и мерного сосуда (см. рис. 1.1).

Методика определения.

Устанавливают вертикально воронку и укладывают сетку на выступы, закрывают нижнее отверстие пробкой и заливают через сетку испытуемый буровой раствор до верхней кромки вискозиметра. Подставив мерный сосуд под трубку вискозиметра, убирают пробку и одновременно включают секундомер. Когда мерный сосуд наполнится до 500 см^3 , останавливают секундомер, а отверстие воронки вновь закрывают пробкой.

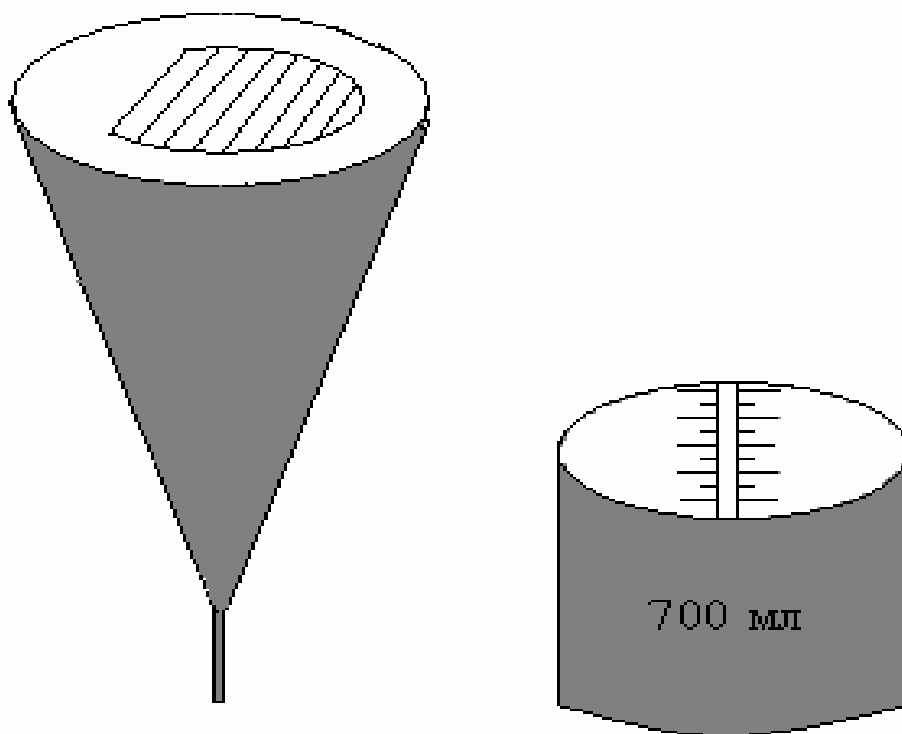


Рис. 1.1. Воронка Марша

Условная вязкость определяется временем истечения 500 см^3 раствора через трубку из воронки вискозиметра, заполненной 700 см^3 раствора.

За исходный результат принимают среднее значение результатов трех измерений, отличающихся между собой не более чем на 2 с.

1.3. Статическое напряжение сдвига

Статическое напряжение сдвига (СНС) - величина, определяемая минимальным касательным напряжением сдвига (Па), при котором начинается

разрушение структуры бурового раствора. СНС характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения ее во времени (одной или десяти минут).

Удерживающая способность бурового раствора, способствующая нахождению частиц разбуриваемой породы во взвешенном состоянии, характеризуется минимальным касательным напряжением сдвига, действующего в течение одной минуты.

При длительном нахождении бурового раствора в покое прочность структуры может достигать значений, при которых в момент восстановления циркуляции сопротивление структуры вызовет очень большое увеличение давления бурового раствора, что способствует разрыву пласта. В связи с этим, определяют статическое напряжение сдвига в течение 10 минут. Тиксотропность характеризуют частным от деления СНС-10мин. на СНС-1 мин.

Для определения СНС используют различные приборы ротационного действия. Основным принципом действия этих приборов является уравнивание сопротивлений, возникающих при взаимном перемещении исследуемой жидкости и находящегося в ней подвешенного на проволоке цилиндра, и упругих сопротивлений этой проволоки закручиванию. В одних ротационных приборах (СНС-2) внутренний цилиндр является неподвижным, а заполненный раствором внешний цилиндр-стакан вращается, в приборах другого типа вращается внутренний цилиндр, а исследуемая жидкость во внешнем цилиндре-стакане находится в неподвижном состоянии.

Если вращается внешний стакан, то сила взаимодействия между находящимся в стакане структурированным раствором и поверхностью внутреннего цилиндра заставит последний также вращаться, а проволоку, на которой цилиндр подвешен, - закручиваться. Вращение внутреннего цилиндра будет происходить до тех пор, пока возрастающее сопротивление закручиваемой проволоки не сравняется с сопротивлениями сдвигу, возникающими при взаимном перемещении цилиндра и жидкости.

1.4. Фильтрационные свойства

Фильтрация характеризуется величиной, определяемой объемом дисперсной среды, отфильтрованной за 30 минут при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади ($\text{см}^3/30 \text{ мин}$).

Фильтрацией также называют процесс разделения фаз дисперсной системы, происходящий при движении системы через пористую среду, размер пор которой того же порядка, что и размер частиц дисперсной фазы.

В результате движения дисперсной системы через пористую среду в порах и на поверхности разбуриваемых пород задерживаются частицы дисперсной фазы, образуя фильтрационную корку определенной толщины (мм).

Дисперсная система состоит из частиц, которые принадлежат к одной из двух групп. В первой средний размер частиц меньше, чем средний размер

пор. Такие частицы проходят в пористую среду на некоторую глубину и создают корку внутри пород. Более крупные частицы не проходят в пористую среду и образуют корку на ее поверхности. Проходы, остающиеся в фильтрационной корке между более крупными частицами дисперсной фазы, перекрываются более мелкими частицами.

В продолжающемся процессе фильтрации жидкость проходит через образовавшуюся фильтрационную корку, оставляя на ней все новые и новые частицы; толщина фильтрационной корки непрерывно растет, а ее проницаемость (способность пропускать через себя фильтрат) снижается в связи с увеличением гидравлических сопротивлений. Это приводит к затуханию процесса фильтрации во времени.

Объем фильтрата, накапливающегося во времени, пропорционален корню квадратному из продолжительности фильтрации. Объем фильтрата принято измерять через 30 мин после начала процесса.

Скорость фильтрации в значительной степени зависит от дисперсности частиц фильтрующейся системы. Чем больше размер частиц (когда частицы крупнее пор), тем меньше скорость фильтрации. Когда размер частиц меньше, чем размер пор, скорость фильтрации возрастает.

Существующие приборы для измерения водоотдачи делятся на работающие под давлением и работающие под вакуумом. Первые подразделяются на приборы, измеряющие статическую водоотдачу, и приборы, измеряющие динамическую водоотдачу (в процессе циркуляции над фильтром). Наиболее распространенным в практике разведочного бурения прибором относятся ВМ-6, в которых водоотдача измеряется в статическом состоянии при перепаде давления 0,1 МПа. За показатель фильтрации принимается количество жидкости, отфильтрованной через круглый бумажный фильтр площадью 28 см² за 30 мин.

1.5. Щелочность бурового раствора

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

В кислых растворах $pH < 7$ и уменьшается с ростом кислотности.

В щелочных растворах $pH > 7$ и повышается с увеличением щелочности.

Концентрация водородных ионов рН - важный показатель, определяющий характер физико-химических процессов в буровом растворе и необходимость обработки ее реагентами. В каждой дисперсной системе при определенных значениях концентрации водородных ионов наступает максимум и минимум стабильности.

Для различных буровых растворов существует своя оптимальная концентрация водородных ионов, при которой они наиболее полно удовлетворяют требованиям технологии бурения в конкретных геолого-технических

условиях. Контроль за величиной рН позволяет определить причины изменения свойств растворов в процессе бурения и принять меры по восстановлению их качества. Концентрацию водородных ионов буровых растворов измеряют колориметрическим и электрометрическим способами.

Колориметрический способ основан на применении индикаторов. При этом способе используют наборы индикаторов и буферных растворов различных реактивов с определенными значениями рН. Фильтрат, полученный при измерении водоотдачи, наливают в пробирку, добавляют в нее раствор индикатора и сравнивают цвет жидкости в этой пробирке с цветом эталонных буферных растворов с индикаторами или с эталонной цветной шкалой, на которой указаны значения рН, соответствующие той или иной окраске. Более удобен колориметрический способ измерения рН с использованием набора индикаторной бумаги и эталонных цветных шкал. При измерении полоску индикаторной бумаги осторожно укладывают на поверхность бурового раствора. Когда полоска пропитывается жидкостью и цвет ее перестанет изменяться, прикладывают ее к эталонной шкале и по шкале определяют величину рН, соответствующую данной интенсивности окраски. Если подобрать подходящий цвет по шкале не удастся, это значит, что сорт бумаги был выбран неправильно, опыт нужно повторить, взяв соответствующую бумагу. Колориметрический метод имеет невысокую точность (+0,5 рН) и чаще применяется в полевых условиях.

Электрометрический способ используется для более точного определения рН в лабораториях на специальных приборах рН-метрах. Здесь для измерения величины рН используется система со стеклянным электродом, электродвижущая сила которой зависит от активности ионов водорода в растворе. При погружении электрода в раствор между поверхностью шарика электрода и раствором происходит обмен ионами, в результате которого ионы лития в поверхностных слоях стекла замещаются ионами водорода и стеклянный электрод приобретает свойства водородного электрода.

Прибор позволяет выполнить измерения рН с точностью до 0,01 единицы.

1.6. Определение стабильности бурового раствора

Стабильность (С) или устойчивость бурового раствора определяется как технологический показатель дисперсной системы.

Показатель стабильности измеряется с помощью прибора ЦС-2 (рис. 1.2), представляющего собой металлический цилиндр объемом 800 см³ со сливным отверстием в середине. При измерении отверстие перекрывают резиновой пробкой, цилиндр заливают испытываемым раствором, закрывают стеклом и оставляют в покое на 24 ч. По истечении этого срока отверстие открывают и верхнюю половину раствора сливают в отдельную емкость. Ареометром определяют плотность верхней и нижней частей раствора. За

меру стабильности принимают разность плотностей раствора в нижней и верхней частях цилиндра.

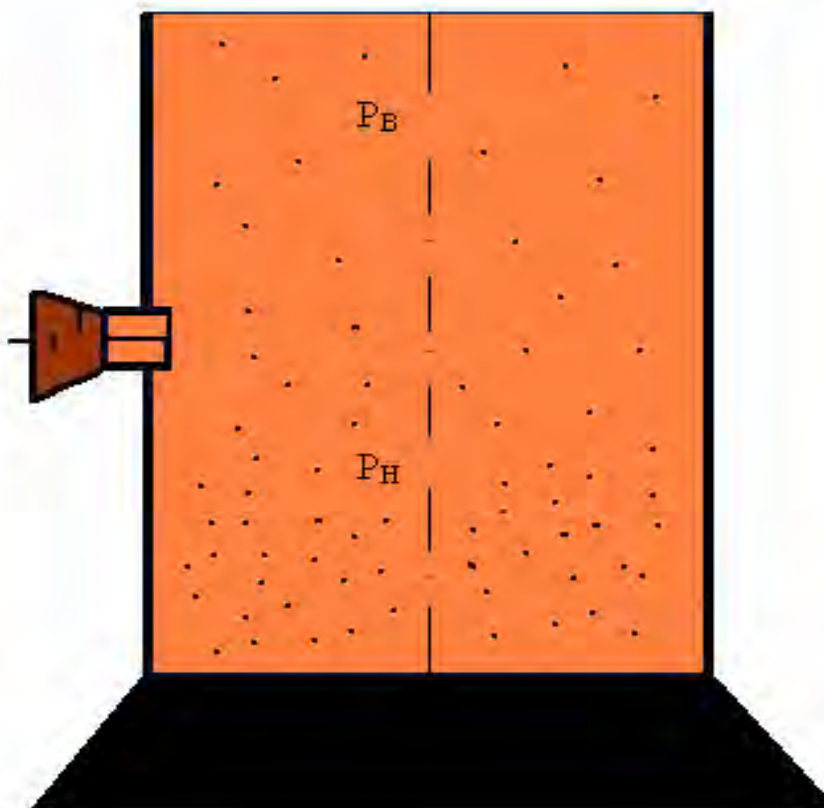


Рис. 1.2. Прибор для определения показателя стабильности бурового раствора

Чем меньше значение (С), тем стабильность бурового раствора выше.

Суточный отстой измеряют с помощью стеклянного мерного цилиндра объемом 100 см^3 .

Испытываемый буровой раствор осторожно наливают в мерный цилиндр до отметки 100 см^3 , закрывают стеклом и оставляют в покое на 24 ч, после чего визуально определяют величину слоя прозрачной воды, выделившейся в верхней части цилиндра. Отстой выражают в процентах выделившейся жидкости от объема пробы. Чем меньше суточный отстой, тем устойчивее, стабильнее буровой раствор.

Эти параметры следует измерять при температурах, соответствующих температуре раствора в скважине.

Стабильным считается раствор, у которого $C = 0,02-0,03 \text{ г/см}^3$, а отстой не превышает 3-4 %.

2. ОЧИСТКА И УТИЛИЗАЦИЯ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ ИЗ БУРОВОГО РАСТВОРА

2.1. Циркуляционная система буровой установки

Циркуляционная система предназначена для приготовления, очистки, регулировки и циркуляции бурового 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. Неполадки в любом звене технологической цепочки немедленно приводят к снижению эффективности промывки.

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.

2.2. Источники образования буровых отходов

Процесс бурения скважин сопровождается образованием производственных отходов, в основном технологических. К технологическим отходам бурения относятся буровой шлам, отработанные буровые технологические жидкости (растворы) и буровые сточные воды. Они образуются в технологическом процессе промывки скважины.

В процессе углубления скважины на забое образуется выбуренная порода. При гидротранспорте промывочной жидкостью с забоя скважины на поверхность порода под воздействием техногенных факторов превращается в буровой шлам. Поэтому на средствах очистки циркуляционной системы бу-

ровой установки из промывочной жидкости отделяют не выбуренную породу, а буровой шлам, отличающийся по объему и, что особенно важно с экологической точки зрения, по физико-химическим свойствам.

Объем выбуренной породы равен объему ствола скважины. При проектировании объем бурового шлама приближенно принимается больше объема выбуренной породы на 20 % [4].

Можно выделить четыре фактора, обуславливающих увеличение объема бурового шлама по сравнению с выбуренной породой:

- разуплотнение частиц шлама в результате снижения действия на них внешнего давления;
- образование и расширение трещин;
- набухание глинистых частиц, слагающих шлам;
- адгезионное налипание на поверхность шлама частиц коллоидных размеров из бурового раствора.

При бурении нефтяных и газовых скважин образуется много бурового шлама. Такой шлам поднимается на поверхность земли вместе с буровым раствором за счёт его циркуляции. Затем отделяется буровой раствор. Шлам проходит двойное сито, центрифугируется, вывозится или вываливается в амбарные ямы. Указанные операции могут выполняться в другой последовательности. Отвалы бурового шлама составляют миллионы тонн и занимают огромные территории. Это наносит вред окружающей среде, нарушает экологическое равновесие и мешает устойчивому развитию регионов.

Бурение скважин осуществляется большей частью в осадочных отложениях, в которых наиболее распространены глинистые породы. Их доля составляет 65-80 %. Выбуренные частицы глинистых или скрепленных глинистым цементом пород в процессе гидротранспорта с забоя скважины на поверхность пропитываются фильтратом бурового раствора и набухают. Продолжительность нахождения частиц породы в буровом растворе с глубиной скважины возрастает и может достигать нескольких часов. Чем дольше они находятся в буровом растворе, тем больше их набухание.

Минералогический состав бурового шлама определяется литологическим составом разбуриваемых пород и может существенно изменяться по мере углубления скважины. Химический состав бурового шлама зависит как от его минерального состава, так и свойств бурового раствора. Гранулометрический состав бурового шлама определяется типом и диаметром породоразрушающего инструмента, механическими свойствами породы, режимом бурения, свойствами бурового раствора и эффективностью его очистки.

Таким образом, при оценке экологической безопасности строительства скважин необходимо анализировать свойства бурового шлама, а не выбуренной породы.

Экологическая опасность бурового шлама определяется токсическим воздействием, а также повышением мутности воды и физическим воздействием на донные организмы.

Экология и охрана земных недр диктуют появление надежных технологий строительства нефтегазовых скважин и утилизации выбуренной поро-

ды. Обезвреженный буровой шлам может использоваться в производстве строительных материалов - кирпича, керамзита, мелкогабаритных строительных изделий и т.п. Для утилизации бурового шлама требуется изучение и исследование его элементного, химического, минерального, микроструктурного, гранулометрического, рентгенофазового состава.

2.3. Существующие методы переработки буровых шламов

Требуется создание установок с производительностью, измеряемой миллионами тонн шламов в год, и их промышленное внедрение. На уровне лабораторных исследований многие технологии оказываются эффективными в решении данной проблемы, но практическая их реализация наталкивается на многочисленные сложности технического и экономического характера. Создание надежного оборудования и обеспечение непрерывного процесса переработки – задача более трудная, чем разработка одной лишь технологии обезвреживания шламов. Основные требования к технике для переработки шламов – высокая производительность, надежность, экологичность, гибкость в управлении, устойчивость режима при изменении свойств перерабатываемых отходов, высокий уровень автоматизации [7].

Сегодня наиболее распространенная технология обезвреживания шламов (помимо захоронения, которое не решает экологической проблемы) – сжигание. Этот метод универсален: шлам не требует предварительной подготовки, то есть выделения из него растений, камней, мусора, нефтепродуктов. Объем переработанного продукта (золы) в десятки раз меньше объема исходного шлама. Но при сжигании в атмосферу выделяется большое количество вредных газов, требующих очистки. Кроме того, как правило, влажность шламов очень высока, поэтому для их сжигания нужно большое количество энергии, т.е. сжигание – весьма дорогой процесс. Предложение альтернативных методов переработки и обезвреживания шламов на уровне публикаций и исследований нарастает с каждым годом.

Предлагаются биологические методы, подразумевающие внесение бактерий, культур грибов, растений в загрязненную почву, позволяющие обеспечить наиболее полную очистку шламов от нефтепродуктов, но этот процесс длительный и требует обеспечения определенных условий – температуры, влажности и др.

Механические методы – отмыв шлама, разделение, сепарирование и др. – трудно реализовать в связи с многообразием свойств перерабатываемого сырья, его неоднородность и нестабильность очень негативно сказываются на эффективной работе оборудования и на его работоспособности. Так, шлам, взятый из разных частей одного шламового амбара, может иметь совершенно отличный состав: влажность и содержание углеводов могут достигать до 70 % и более, содержание механических примесей различного происхождения с размерами от 5 до 500 мм – до 80 % (камни, ветки, мусор).

Химические методы (обработка реагентами) обеспечивают получение из отходов товарной продукции, например строительных материалов. С этой точки зрения одна из наиболее эффективных технологий – реагентное капсулирование [5, 6, 8]. Она заключается в физико-механическом превращении отхода в нейтральный для внешней среды материал, каждая частица которого покрыта гидрофобной оболочкой из карбоната кальция, образующегося при гашении извести в присутствии воды и углекислого газа.

Свойства обезвреженного продукта зависят от качества перемешивания с реагентами в смесителе и качества самих реагентов, т.к. использование извести низкой реакционной способности приводит к снижению температуры реакции и, соответственно, эффективности обезвреживания.

Авторами статьи [5] Логуновой Ю.В., Гержбергом Ю.М. была предложена опытно-промышленная установка для обезвреживания основных видов нефтезагрязненных материалов методом реагентного капсулирования, состоящая из механического классификатора шлама, реактора-смесителя СШ-2В-700, резервуаров и бункеров хранения шлама, воды и реагента, дозаторов и устройств загрузки-разгрузки продуктов (шнековый и ленточный транспортеры).

В Институте экологической безопасности, г. Курск, был разработан Механизированный мини-завод переработки нефтемаслоотходов и нефтешлама «ЭКО-5» (Механизированный мобильный промышленно-технологический комплекс ПТК-ИНСТЭБ-ЭКО-5) на основе смесителя КРОТ-5, предназначенный для утилизации жидких, пастообразных нефтемаслоотходов и нефтезагрязненных земель с помощью препарата «Эконафт» и включающий в себя силос на 30–60 т для хранения извести, спиральный конвейер для измельчения и подачи «Эконафта» в смеситель, дозатор модификатора, погружной нефтешламовый насос, измельчитель нефтешлама, ленточный транспортер для выгрузки обезвреженного продукта, электрощит с системой управления и автоматизации и другое оборудование.

Технология реагентного капсулирования используется австрийской компанией «Фёст-АльпинГмбХ». Разработчиками компании создана мобильная установка по переработке нефтесодержащих отходов производительностью до 20 тонн в час. Она состоит из гомогенизатора, реактора гидратации, дозатора реагента и устройств для подачи и отвода загрязненного материала. Однако на российском рынке нет ни одной реально работающей установки по обезвреживанию шламов методом реагентного капсулирования. В условиях промышленной переработки невозможно для каждого вида отхода подбирать количество реагента и воды, время перемешивания, т.е. технологический режим смесителя, особенно в случае непрерывного процесса. Поэтому первым этапом в переработке шламов методом реагентного капсулирования является стабилизация физико-механических характеристик шламов, т.е. доведение их до одинакового состояния перед подачей в смеситель.

В настоящее время переработанный продукт используется в качестве строительного материала для отсыпки дорог: ГеоГранулята согласно ТУ 5711-004-81436713-2011, рекультиванта – ГеоРекультиванта согласно ТУ

2189-006-81436713-2011, удобрения для кислых почв – ГеоКальцита согласно ТУ 2189-002-81436713-2011. Комплексное воздействие, состоящее из отмыва шлама (подготовки к смешиванию) и реагентного капсулирования, обеспечит экологически и экономически эффективную переработку нефтезагрязненных материалов, производство товарной продукции, а также ликвидацию накоплений другого отхода – золы уноса ТЭЦ, используемой в качестве дополнительного реагента в процессе капсулирования отходов, усиливающего прочность каркаса капсул и снижающего стоимость переработки шлама.

2.4. Использование буровых шламов для разработки составов фибробетонов

Полученный в результате добычи из разных скважин в акватории Каспийского моря и сухопутных скважин Астраханской области и предварительной очистки от нефтепродуктов буровой шлам можно разделить на три категории.

Минеральный состав одного из шламов характеризовался наличием до 90 % песчаника с большим содержанием мелких фракций до 50 мкм.

Второй вид бурового шлама имел в своем составе более 80 % доломита и известняка с небольшими включениями песчаника.

Третий состав бурового шлама включает до 90 % глины и в небольшом количестве алевриты.

На основании проведенных предварительных исследований по определению минералогического и химического составов буровых шламов, образующихся на буровой платформе, предлагается использовать указанные отходы при получении строительных материалов и изделий.

При балластировке подводных трубопроводов, а также для дорожного, мостового и аэродромного строительства, сборных и монолитных железобетонных изделий и ограждающих конструкций нашли применение бетонные смеси с использованием макроупрочнителей в виде стальных фибровых волокон. При этом по сравнению с обычными тяжелыми бетонами достигается значительное увеличение прочности на растяжение при изгибе. Однако введение в бетонную смесь дорогостоящей стальной фибры приводит к снижению удобоукладываемости и значительному повышению себестоимости изготовления изделий и конструкций из фибробетона.

Для более широкого внедрения фибробетонов, которые отвечали бы требованиям современного строительства необходимо производить подбор оптимальных составов с минимальным расходом дорогостоящего макроупрочнителя, использовать различные модификаторы, отходы производств и совершенствовать технологию приготовления бетонной смеси.

При разработке составов фибробетонов в качестве вяжущего использовался портландцемент М 500. **В качестве крупного заполнителя приме-**

нялся щебень из известняковых и доломитовых пород, входящих в состав бурового шлама. Мелкий наполнитель включал в своем составе кварцевый песок, также входящий в состав бурового шлама.

Для повышения прочности и трещиностойкости фибробетона на макроуровне применялись стальные волокна-фибры «Миксарм» с конусообразными анкерами на концах на основе стальной проволоки, выпускаемой ОАО «Северсталь-метиз» по ТУ 1211-205-46854090-2005.

Для снижения расхода дорогостоящей стальной фибры дополнительно применялась дисперсная арматура в виде базальтового волокна диаметром 13-17 мкм и длиной 6-12 мм с прочностью на растяжение до 2000 МПа [12]. Количество вводимой дорогостоящей стальной фибры по сравнению с известным составом [11] сократили в 1,5 раза, а расход базальтовой фибры не превышал 1,2 кг/м³, что составляет не более 200 рублей на 1 м³ смеси.

В качестве модифицирующей добавки использовали пластификатор «Д-11». Многофункциональная пластифицирующая добавка «Д-11», разработанная в ООО НПП «Ирстройпрогресс» в соответствии с ТУ 574325-004-44628610-2006.

Способ приготовления предлагаемой модифицированной бетонной смеси с применением наполнителей из бурового шлама заключается в следующем.

Предварительно проводят перемешивание портландцемента, модифицирующей добавки и базальтовой фибры в линейно-индукционном вращателе (ЛИВ) в течение 8-10 минут, используя в качестве ферромагнитных компонентов фибру стальную «Миксарм». В камере линейно-индукционного вращателя осуществляется тщательное перемешивание и частичное диспергирование вяжущего и модифицирующей добавки с помощью вращающихся ферромагнитных частиц под действием переменного электромагнитного поля. В процессе перемешивания в электромагнитном поле тонкоизмельченные частицы портландцемента и модификатора адсорбируются на поверхности базальтовых и намагниченных металлических фибровых волокон, являющихся структурообразующим компонентом, что приводит к более эффективному пространственному распределению волокон и повышению реакционной способности смеси.

Полученную сухую смесь с равномерно распределенными стальными и базальтовыми волокнами, обладающую за счет электромагнитной обработки повышенной реакционной способностью, перемешивают в смесителе при последовательном введении указанных наполнителей и воды затворения в течение 5-6 минут.

Для экспериментальной проверки предлагаемого способа приготовления модифицированной бетонной смеси с применением наполнителей из бурового шлама и его влияния на прочность бетонов с применением стальных и базальтовых волокон подбор составов осуществляли по разработанной компьютерной программе ЭВМ [13].

Первый состав модифицированной бетонной смеси готовили с применением предварительной диспергации и перемешивания портландцемента,

модификатора, базальтовой и стальной фибры в линейно-индукционном вращателе при последующем перемешивании в смесителе с добавлением заполнителей из бурового шлама и воды затворения. Второй - контрольный состав модифицированной бетонной смеси готовили традиционным способом без применения предварительной диспергации, а именно последовательным перемешиванием в смесителе портландцемента, стандартных заполнителей (речного песка и природного известняка), фибры стальной и базальтовой, воды затворения с модификатором.

Для определения влияния предлагаемого способа приготовления модифицированной бетонной смеси на механические свойства фибробетонов готовили по стандартной методике образцы-кубы размером 15×15×15 см и образцы-балочки размером 10×10×40 см, твердеющие в естественных условиях.

Анализ испытаний показал, что применение предварительной диспергации и перемешивания портландцемента, пластификатора, базальтовой и стальной фибры в линейно-индукционном вращателе, а также использование в качестве заполнителей бурового шлама различных фракций способствует увеличению прочности на сжатие полученного фибробетона по сравнению с фибробетоном, приготовленным без предварительной диспергации на стандартных заполнителях - на 20 %, прочности на растяжение при изгибе – на 28 %.

2.5. Утилизация бурового шлама для изготовления кирпича

Произведен предварительный анализ фазового, гранулометрического и компонентного состава бурового шлама, извлеченного из скважины в районе Астраханской области. Установлено, что около 90 % бурового шлама составляют глины, алевроиты, в небольших количествах известьсодержащие, металлические и другие органоминеральные компоненты.

Разработка составов для получения кирпича полусухого прессования и определение физико-механических свойств проводилось в соответствии с техническими требованиями ГОСТ: 4.210, 7484, 7025, 530.

Отходы бурового шлама представляют собой минеральные вещества шоколадного от светлорычного до темнокоричневого цветов. Они высокодисперсны, высокопластичные, имеют слоистую структуру с пластинчатыми включениями органических компонентов. Начальная влажность бурового шлама составляла 55-60 %.

Примерный химический состав бурового шлама обусловлен минералогическим составом, количеством и составом примесей.

Буровой шлам содержит:

SiO₂ - 52,3 %, Al₂O₃ – 14,5 %, CaO – 3,7 %, MgO – 2,3 %, K₂O – 2,2 %, Na₂O – 0,8 %, Fe₂O₃ – 7,5 % и др.

Были определены основные физико-технические свойства бурового шлама.

- насыпная плотность в рыхлом состоянии – $1,15 \text{ г/см}^3$;
- насыпная плотность в уплотненном состоянии – $1,32 - 1,34 \text{ г/см}^3$;
- коэффициент уплотнения – 1,2;
- коэффициент усушки – 1,1;
- огневая усадка при температуре $950 - 1050^\circ \text{C}$ соответственно – $8,7 - 14,3 \%$;

В результате определения химического и компонентного состава бурового шлама установлена возможность его использования для производства кирпича полусухого прессования.

Добавки, вводимые при подборе составов формовочных масс – отощающие.:

- песок кварцевый речной мелкий – модуль крупности $< 1,9$;
- песок кварцевый речной, просеянный через сито $0,63 \text{ мм}$;
- песок из бурового шлама соседней скважины с размерами частиц

50 мкм .

Подготовка сырья и изготовление образцов осуществлялась в следующей последовательности:

- буровой шлам высушивался в сушильном шкафу при температуре $105 - 110^\circ \text{C}$ в течение 16 часов;

- высушенный шлам измельчался в металлической ступке и просеивался через сито $0,63 \text{ мм}$;

- из навески (с добавками и без них) приготавливалось полусухое тесто с содержанием воды – $10 - 15 \%$ от массы шлама. Шлам и добавка перемешивались в сухом состоянии, а затем вводилась вода затворения. Время перемешивания с водой составляло $5 - 7$ минут – до получения однородного состояния.

Подготовленная масса укладывалась в пресс – форму, которая устанавливалась на плиту пресса мощностью 125 тонн и производилось прессование массы под давлением 200 кгс/см^2 в течение трех минут. Затем с помощью пуансона запрессованный образец освобождался от пресс-формы. Размер экспериментальных образцов составлял $4,0 \times 6,0 \times 4,5 \text{ (см)}$. Всего было изготовлено, а затем испытано 6 образцов.

Сушка изготовленных образцов проводилась в сушильном шкафу при температуре $105 - 110^\circ \text{C}$ до приобретения образцами $1 - 2 \%$ влажности.

После охлаждения образцов до комнатной температуры производился их обжиг в электрической печи по режиму $4 + (1-2) + 5$ часов. Температура выдержки образцов составляла 950°C в течение $1 - 2$ часов. Охлажденные до комнатной температуры образцы подвергались физико-механическим испытаниям.

Испытания образцов проводились в соответствии с техническими требованиями ГОСТ: 4.210, 7484, 7025, 530. Морозостойкость образцов определялась ускоренным методом с помощью прибора «Бетон-фрост».

В результате проведения предварительных исследований установлено, что извлеченный из скважины буровой шлам указанного состава является пригодным для получения кирпича полусухого прессования различных марок. Варьируя составами, можно получить следующие марки кирпича: 50, 75, 100, а также крупные блоки.

2.6. Использование полученных строительных изделий в морских сооружениях

Полученные строительные кирпичи и блоки из буровых шламовых отходов можно использовать в качестве оградительных волнозащитных портовых сооружений, а также в сооружении искусственных рифов.

В зонах портовых городов, имеющих нефтегазовые портовые комплексы, предлагается использовать буровой шлам в качестве наполнителей для производства строительных материалов и изделий для создания оградительных сооружений, которые отличаются от известных ранее тем, что обладают высокими волногасящими свойствами, снабжены конструкциями, позволяющими применять их в портах, работающих с плавучими нефтегазовыми средствами и установками, а также способствуют улучшению экологической обстановки в акватории [23, 25, 26].

Искусственный риф - это искусственно созданная твердая морская среда, построенная с целью привлечения в данный ареал морских биологических ресурсов или изменения форм и высот, подходящих к берегу волн для защиты береговой линии от размыва. Обычно изготавливается из материалов антропогенного происхождения (использованных автошин, щебня, старых корпусов лодок и т.д.)

Искусственные рифы создают на пустынных и поврежденных участках дна местообитания и твердые поверхности для заселения фильтрующими моллюсками, рыбой, членистоногими, водорослями и другими гидробионтами, что приводит к позитивным изменениям.

В России имеется достаточный опыт использования искусственных рифов как средства повышения продуктивности той или иной акватории. Такие работы проводились в Днестровском лимане Черного моря, где в месте расположения рифов численность бычков возросла более чем в 10 раз, что привлекло хищных рыб, численность которых также значительно увеличилась.

На Балтике искусственные рифы использовались с целью увеличения эффективности размножения салаки. Плотность кладок икры составляла 275 тыс./м².

В Азовском море рифы использовались для увеличения продуктивности местной ихтиофауны. В результате экспериментов было показано, что в зоне рифов численность бычков увеличивается в 25 раз.

3. ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ

В процессе извлечения нефти необходимо создать долговечный устойчивый канал, соединяющий продуктивный горизонт с резервуарами, разобшить 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. Для разобширения 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. Применяемые при этом цементные тампонажные растворы с течением времени затвердевают с образованием прочного водостойкого камня.

Тампонирующие специальными цементными растворами производят в процессе сооружения скважины, а также для ликвидации скважины после окончания добычи нефтегазопродуктов.

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

3.1. Требования к тампонажному раствору и затвердевшему камню

Тампонажный раствор

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 тампонируемыми породами и пластовыми водами;
- устойчивость к размывающему действию подземных вод;
- стабильность при повышенных температуре и давлении;
- отсутствие усадки с образованием трещин при твердении.

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 разбушиваемость 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.

3.2. Классификация тампонажных растворов

В зависимости от температуры испытания применяют:

- цемент для «холодных» скважин с температурой испытания 22°C;
- цемент для «горячих» скважин с температурой испытания – 75°C.

По плотности тампонажные растворы 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 2,20 г/см³.

По срокам схватывания делят на:

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

3.3. Основные свойства тампонажных растворов

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 тампонажного 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) – время перехода цементного раствора в твердое состояние цементного камня.

3.4. Материалы и их основные свойства для приготовления тампонажных растворов

В качестве неорганических вяжущих веществ используют цементы, гипс, известь, а органические вяжущие представлены битумами и смолами.

Для регулирования физико-механических свойств тампонажных растворов применяют добавки, регулирующие плотность, сроки схватывания и твердения, реологические характеристики.

Затворение тампонажных растворов осуществляется обычной пресной водой с содержанием солей не более 5000 мг/л.

В качестве вяжущего наибольшее распространение получил тампонажный портландцемент, получаемый из известняка и глины при температуре 1450-1500⁰ С. Минералогический состав клинкера портландцемента включает трехкальциевый силикат - $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$; двухкальциевый силикат- $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$; трехкальциевый алюминат – $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$; четырехкальциевый алюмоферрит- $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$.

Свойства портландцемента

1. Истинная плотность – 3,0-3,3 г/см³.
2. Насыпная плотность – 1,2-1,3 г/см³.
3. Гранулометрический состав зависит от степени измельчения и определяется путем отсева на сите с диаметром отверстий 0,08 мм.
4. Удельная поверхность цемента – 3000-3500 см² / г. Это суммарная поверхность частиц единицы массы или объема и зависит от гранулометрического состава.

Специальные добавки для регулирования свойств тампонажных растворов

Ускорители сроков схватывания: это в основном электролиты и такие вяжущие, как гипс и глиноземистый цемент. Самый распространенный – хлористый кальций, а также хлористый калий, силикат натрия, хлорид натрия, кальцинированная сода, хлористый магний (бишофит) 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. ССБ, ГКЖ, ПЛС, С-3 и др.

Понижители 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.

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.

В качестве утяжелителей применяют барит, гематит, магнетит, доломит и другие породы.

3.5. Тампонажные растворы с пониженной плотностью

Снижение плотности твердой фазы тампонажных растворов достигается следующими способами: введением легкого наполнителя, повышением водосодержания, использованием большого объема газообразной фазы при одновременном ее диспергировании и стабилизации образующейся пены.

Применяемые в настоящее время тампонажные растворы, обладая высокой плотностью, теплопроводностью и невысокой прочностью, не могут удовлетворять современным требованиям при сооружении и эксплуатации скважин. Снижение плотности растворов при использовании легких заполнителей в виде вермикулитового или перлитового песка приводит к увеличению водопотребности и расслаиваемости смеси [19].

Для снижения плотности, теплопроводности при сохранении требуемой подвижности (8-10 см) и прочности тампонажных растворов нашли применение микронаполнители на основе полых стеклянных микросфер [16-19]. Использование указанного компонента смеси позволяет получать тампонажные растворы с плотностью от 500 кг/м³ до 1300 кг/м³, с низкой влажно-

стью и водопоглощением затвердевшего камня и значительно большей прочностью по сравнению растворами на перлитовом или вермикулитовом заполнителях [19]. Однако приготовление растворов с использованием стеклянных микросфер связано с трудностями перемешивания в обычном смесителе до получения однородного состояния смеси. Микросферы, имеющие примерно одинаковый с портландцементом размер частиц, но в несколько раз меньшую насыпную плотность (не более $0,29 \text{ г/см}^3$), в сыпучем состоянии приобретают свойство «плавающей» однородной и трудно смешивающейся массы.

Для получения однородных высококачественных составов тампонажных смесей и растворов на их основе можно использовать высокоэффективную технологию электромагнитной активации.

При изготовлении тампонажного раствора в качестве вяжущего применялся портландцемент марки ЦЕМ I 42,5 Н. В качестве суперпластификатора использовалась добавка «Полипласт СП-3» (ТУ 5870-006-58042865-05).

Для снижения плотности тампонажных растворов использовали аппретированные полые стеклянные микросферы марки МС-ВП-А9, выпускаемые в ОАО НПО «СТЕКЛОПЛАСТИК» и имеющие истинную плотность $0,29 \text{ г/см}^2$, в различной концентрации по отношению к массе портландцемента с целью последующего сравнения полученных результатов исследований с разработанными ранее составами [19].

Технология приготовления сухой смеси включала перемешивание и измельчение в линейно-индукционном вращателе («ЛИВ») с индуктивностью переменного поля 0,1 Тл. Продолжительность электромеханического диспергирования смеси составила 80 секунд.

Полученную активированную электромагнитной обработкой сухую смесь затворяли водой и перемешивали в течение 4-5 минут. В полученных растворных смесях определяли основные физико-механические свойства. После затвердевания растворов проведены испытания стандартных образцов размером 40x40x160 мм на прочность.

Результаты проведенных исследований тампонажных растворов, приготовленных из сухих смесей, представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Основные физико-механические свойства тампонажных растворов

Состав смеси по массе, %	Средняя плотность раствора, г/см^3	Средняя плотность затвердевшего камня, г/см^3	Влажность по массе, %	Водопоглощение по массе, %	Прочность затвердевшего раствора, МПа	
					изгиб	сжатие
Ц+10МС+СП	1,2	1,18	21,9	24,2	5,5	17,4
Ц+20МС+СП	1,10	1,07	25,1	32,4	4,5	11,7
Ц+30МС+СП	0,95	0,93	32,5	36,7	3,9	8,1
Ц+40МС+СП	0,89	0,88	47,4	55,5	3,0	6,9
Ц+50МС+СП	0,81	0,80	71,6	76,3	1,9	3,9

Примечание: Ц-портландцемент; МС-микросферы стеклянные; СП-суперпластификатор.

Полученные составы тампонажных растворов при подвижности смеси по глубине стандартного конуса 7-10 см показали улучшение физико-механических характеристик по сравнению с составами [19], приготавливаемыми по обычной технологии без предварительной электромагнитной активации.

При использовании в сухой смеси 10 % стеклянных микросфер и суперпластификатора в количестве 0,6 % от массы цемента прочность на сжатие увеличилась на 34 %, а прочность на изгиб – на 50 % по сравнению с аналогичным составом [19], включающим также 10 % полых стеклянных микросфер, но приготовленным по обычной технологии. При этом плотность полученного затвердевшего раствора возросла только на 10 %, влажность снизилась на 25 %, а водопоглощение по массе уменьшилось на 23 %.

Увеличение расхода полых стеклянных микросфер до 50 % способствовало снижению плотности затвердевшего раствора на 47 %, прочности на сжатие – почти в 4 раза, прочности на изгиб – в 2,9 раза по сравнению с составом, в котором количество указанного пористого наполнителя составило 10 %.

При сравнении полученных результатов с аналогичным составом, включающим 50 % стеклянных микросфер и приготовленным без активации сухой смеси [19], было установлено, что при примерно одинаковой плотности затвердевшего раствора значения прочности на сжатие и на изгиб увеличились почти вдвое.

Таким образом, применение электромагнитной активации сухих смесей для изготовления тампонажных растворов с использованием полых стеклянных микросфер способствовало получению однородной, нерасслаиваемой структуры растворных смесей с заданной подвижностью. После затвердевания значительно увеличилась прочность, уменьшилась плотность и теплопроводность изделий.

Использование тампонажных растворов с полыми стеклянными микросферами, приготовленных по технологии, предусматривающей электромагнитную активацию сухих смесей, значительно снизит теплопроводность стенок скважин, что будет способствовать уменьшению их толщины и снижению материальных и трудовых затрат.

3.6. Качество затвердевшего тампонажного камня

После затвердевания цементного раствора проверяют качество тампонажного камня: 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 выде-

лением тепла. Наибольшее количество тепла выделяется при схватывании и твердении цементного раствора в течение 5-10 часов 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.

К основным факторам, повышающим качество цементирования, относятся:

- тип тампонажного материала и параметры его раствора;
- турбулизация потока жидкости в кольцевом пространстве;
- центрирование, расхаживание и вращение колонны с целью равномерного заполнения кольцевого пространства цементным раствором, ликвидации застойных зон, дополнительной турбулизации потока жидкости;
- механический способ очистки стенок скважины от фильтрационной корки при использовании скребков;
- использование различных буферных жидкостей с целью отделения бурового раствора от цементного.

Буферные жидкости

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

Основное предназначение – 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 буферная жидкость 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 разобшающих жидкостей;
- для разделения растворов на водной основе нельзя применять буферную жидкость на углеводородной основе.

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 – сульфолол, 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).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении - М. : Недра, 1976.
2. Городнов В.Д. Буровые растворы. - М. : Недра, 1985.
3. СНиП 2.06-04-82* «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые, и от судов)», Госстрой СССР, Москва, 1995 г.
4. Инструкция по охране окружающей среды при бурении скважин на нефть и газ на суше (РД 39-133-94). М.: Роснефть, 1994.
5. Гержберг Ю.М., Цхадая Н.Д., Попов А.Н., Овчар З.Н. Реагентное обезвреживание отходов нефтегазовой промышленности. Строительные материалы, оборудование, технологии XXI века. №3, 2003 г.
6. Литвинова Т.А., Винникова Т.В., Косулина Т.П. Реагентный способ обезвреживания нефтешламов. Экология и промышленность России. Октябрь 2009 г.
7. Парфенюк А.С., Веретельник С.П., Кутняшенко И.В., Топоров А.А., Мельниченко А.Г. Проблема создания промышленных агрегатов для утилизации твердых углеродистых отходов. «Кокс и химия». №3, 1999.
8. Техника и технология локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: Справ./ И.В. Ботвиненко, И.С. Дубинова, В.Н. Ивановский и др.; под ред. И.А. Мерициди. – СПб.: НПО «Профессионал», 2008.
9. Ягудин Н.Г. Современные направления переработки шламов предприятий нефтехимии и нефтепереработки. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005.
10. The estimation quicklime, mixing up for oil correction, has polluted soils. V. Schifano, K. Makleoda, H. Hedloub. Journal of Hazardous Materials (2007) 395.
11. Антропова Е.А., Дробышевский Б.А., Бялик Б.Ф., Мазур В.Н. Способ приготовления модифицированной сталефибробетонной смеси и модифицированная сталефибробетонная смесь // Патент на изобретение № 2214986, опублик. 27.10.2003 г.
12. Перфилов В.А., Аткина А.В., Кусмарцева О.А. Фибробетоны с высокодисперсными волокнистыми наполнителями // Международная научно-практическая конференция «Малозэтажное строительство» в рамках проекта «Доступное и комфортное жилье гражданам России: технологии и материалы, проблемы и перспективы развития в Волгоградской области», Волгоград, ВолгГАСУ, 2009, С. 89-91.
13. Перфилов В.А., Митяев С.П. Расчет фибробетона с нанодобавкой // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009612195, от 29.4.2009 г.
14. ГОСТ 530-95. Кирпич и камни керамические. Технические условия. М., Госстрой России, 1996 г., 17 с.
15. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987.
16. Вяхирев В.И., Ипполитов В.В., Орешкин Д.В., Белоусов Г.А., Фролов А.А., Янкевич В.Ф. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы. - М.: Недра. - 1999.- 180 с.

17. Орешкин Д.В., Фролов А.А., Ипполитов В.В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород. - М.: Недра. - 2004. - 232 с.
18. Орешкин Д.В. Разработка облегченных и сверхлегких тампонажных материалов с полыми стеклянными микросферами для цементирования нефтяных и газовых скважин. - Дисс. на соиск. ученой степ. докт. техн. наук. - Ухта.: УГТУ, 2004. – 360 с.
19. Пашкевич А.А., Орешкин Д.В. Разработка сухих смесей с полыми стеклянными микросферами для получения сверхлегких штукатурных растворов // Сухие строительные смеси. - 2007, № 2. – С. 68 – 69.
20. Булатов А.И. Методы и техника очистки и утилизации отходов бурения / Левшин В.А., Шеметов В.Ю. М.: ВНИИОЭНГ, 1989. С. 56.
21. Король В.В. Утилизация отходов бурения скважин. Экология и промышленность России / Позднышев Г.Н., Маньшин В.Н. М.: ВНИРО, 2005. С. 40-42.
22. ПБ 08-623-03 “Правила безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе” Госгортехнадзора РФ, издание 2003 г.;
23. Вышкварцев Д.И., Экспериментальный риф из изношенных шин в бухте Новгородская залива Посьета (Японское море) / Лебедев Е.Б. М.: ВНИРО, 1990. С. 27–31.
24. Давыдова С.В. Роль искусственных рифов в повышении рыбопродуктивности прибрежных вод залива Петра Великого. Владивосток: ТИНРО, 1994. С. 5–19.
25. Жуйков А.Ю. Исследование опыта строительства и эксплуатации искусственных рифов. М.: ВНИРО, 1990. С. 4–26.
26. Раков В.А. Результаты изучения функционирования рифовых конструкций в прибрежных водах Японского моря./Мануйлов В.А., Петренко В.С., Чижов С.Л. М.: ВНИРО, 1990. С. 1–39.
27. www/oillot.ru. Буровые промывочные жидкости.
28. www/exdat.com. Буровые и тампонажные растворы / Л.К. Бруй / Гомель. ГГТУ им. П.О. Сухого. 2007.

Публикуется в авторской редакции

План выпуска учеб.-метод. документ. 2014 г., поз. 38

Подписано в свет 23.01.2014.

Гарнитура «Таймс». Уч.-изд. л. 1,4. Объем данных 246 Кбайт.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет»
400074, Волгоград, ул. Академическая, 1
<http://www.vgasu.ru>, info@vgasu.ru