

Введение

Буровые растворы – многокомпонентные дисперсные системы, состоящие из аэрационных, суспензионных и эмульсионных жидкостей. Являются неотъемлемой частью бурения, предназначены, в основном, для промывки стенок ствола скважины, выноса выбуренной породы на поверхность и охлаждения бурильного инструмента, а также для выполнения ряда других функций.

На эффективность очистки существенное влияние оказывает вязкость бурового раствора. При использовании низковязких растворов (например, воды) процесс осаждения частиц идет быстро, и поэтому их трудно удалить из скважины. Растворы с высокой вязкостью, напротив, ускоряют процесс выноса шлама на поверхность. Большинство буровых растворов являются тиксотропными. Это означает, что в статических условиях они загущаются. Вязкость раствора главным образом оказывает большое влияние на качество отчистки ствола и забоя от выбуренной породы. Для повышения вязкости воды и водных рассолов можно применять природные и синтетические вещества.

Актуальность темы исследования определяется следующими соображениями: главным фактором бурового раствора является высокая удерживающая способность, которая достигается за счет высокого значения вязкости при низких скоростях сдвига. Используемые в настоящее время промывочные жидкости на водной и синтетической основе не всегда отвечают предъявляемым требованиям. В связи с этим, разработка рецептур новых высокоэффективных промывочных жидкостей является актуальной задачей, имеет прикладное значение.

Цель дипломной работы состоит в установлении возможности использования органических добавок на основе коллагена, галактозы и галактуроновой кислоты на эксплуатационные характеристики бурового раствора на водной и углеводородной основе

Выпускная квалификационная работа состоит из 69 страниц и содержит следующие главы:

- 1 Буровые растворы: приготовление, применение, свойства
- 2 Материалы для приготовления бурового раствора
- 3 Материалы для повешения вязкости
- 4 Экспериментальная часть
- 5 Обсуждение результатов

Основное содержание работы.

Общие сведения о буровом растворе

Буровой раствор – это сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, которые используются в бурении скважин.

При подаче на долото буровой раствор выходит через насадки, промывает забой и поднимается наверх по затрубному пространству, вынося с собой весь шлам. На поверхности промывочная жидкость отчищается от шлама с помощью системы очистки, затем снова поступает в скважину.

Приготовление раствора

Приготовление бурового раствора - это получение промывочной жидкости с нужными качествами в последствии переработки исходных использованных материалов и взаимодействия ингредиентов.

Организация работ а также технология изготовления бурового раствора находятся в зависимости от его рецептуры, состояния начальных материалов а также технологического оборудования. Проанализируем их на примере подготовки глинистого раствора.

Такого рода смесь готовят или централизованно на глинозаводе, или напрямую на буровой. Централизованное обеспечение буровым раствором целесообразно при продолжительном разбуривании больших месторождений и близком месторасположении буровых, когда с целью проводки скважин требуются растворы с одними и теми же либо близкими параметрами. В данном случае наиболее полно и выгодно применяются исходные материалы, требуются меньшие энергетические затраты по сопоставлению с изготовлением раствора на буровых, ниже себестоимость раствора, штат буровой

освобождается от нелегкой и трудозатратой работы.

При большой разбросанности буровых, трудности доставки готового раствора на них (болотистая либо резкопересеченная территорию, зимние условия и т.д.), необходимости в растворах с различными параметрами рационально готовить глинистые растворы напрямую на буровой. С целью этого в настоящее время буровые оборудуют блоком приготовления бурового раствора из порошкообразных веществ.

Глинопорошки делают на специализированных заводах из высококачественных глин путем их сушки и дальнейшего помола в шаровидных мельницах. При этом влага комовых глин не снижают ниже 6 %, а также никак не позволяют спекания глинистых элементов. Фабрики глинопорошков создают на месторождениях высококачественных глин либо не посредственно в участках пользования.

Свойства бурового раствора

Функции промывочных жидкостей обусловлены задачами, которые выполняют буровые растворы. Важность той или иной функции определяется геофизическими данными по скважине. Основные функции бурового раствора:

1. Контроль пластового давления.
2. Удержание выбуриваемых частиц во взвешенном состоянии.
3. Закупоривание.
4. Сохранение эксплуатационных свойств продуктивного пласта.
5. Источник энергии для забойного двигателя.
6. Коррозийный контроль.
7. Охлаждение и смазка трущихся деталей.
8. Очистка забоя, вынос шлама на поверхность.
9. Повышение эффективности процесса цементирования и заканчивания.

Контроль пластового давления

Одной с наиболее значимых функций бурового раствора считается сохранение пластового давления с целью эффективного, а также безопасного

бурения скважины. Как правило, с ростом давления в пласте, плотность раствора увеличивают за счет утяжелителей. Это необходимо, для того чтобы сбалансировать давление и поддерживать стабильность скважины.

Также пластовый флюид никак не проникнет в ствол скважины, в случае если гидростатическое давление равно либо больше пластового. Плотность промывочной жидкости обязана быть в границах значений, превысив которые может появиться разрыв пласта.

Удерживание выбуриваемых частиц во взвешенном состоянии

Буровой раствор удерживает шлам, утяжелители, хим. добавки; выбуренные частицы обязаны удаляться с бурового раствора очистными сооружениями. Шлам осаждается, если смесь располагается в недвижимом состоянии, создавая отложения, из-за которых появляется прихват бурильного прибора либо поглощение промывочной жидкости, если смесь циркулирует во скважине. Отложения, как правило, появляются в скважинах с огромным углом отклонения, при незначительной скорости флюида.

Значительная концентрация выбуриваемых частиц в промывочной жидкости негативно влияет на бурение. При огромных концентрациях выбуренной породы в буровом растворе возрастает его плотность и реологические свойства. Это приводит ко возрастанию стоимости регулировки свойств растворов также повышению объемов воды с целью разбавления.

С Целью поддержания частиц в взвешенном состоянии необходима значительная вязкость бурового раствора, вероятность разжижаться при сдвиге, а кроме того следует обеспечивать тиксотропные свойства раствора.

Закупоривание

Проницаемость – это возможность флюида проходить вглубь пласта. Фильтрат промывочной жидкости попадает в пласт, в случае если давления столба бурового раствора больше пластового давления. При этом образовывается фильтрационная корка, которая отлагается на стенках ствола. Буровой раствор приготавливается таким способом, чтобы фильтрационная корка была слабопроницаемой, не давала фильтрату и буровому раствору

проникать в пласт. В случае если образовывается толстая фильтрационная корка, то это может послужить причиной к сужению скважины, осложнениям при каротажных работах, повышению вращающего момента, прихвату. С целью избегания данных ситуаций применяют кольматанты, которые закупоривают дыры в пласте. Самые действенные кольматирующие вещества с размером частиц, который равен половине размера самого большого отверстия.

Источник энергии для забойного двигателя

Гидравлическая энергия обеспечивает увеличение эффективности выноса выбуриваемой породы у долота, что способствует увеличению скорости проходки. Гидравлическая энергия передает мощность забойному двигателю и инструментам, для проведения каротажных работ и инклинометрии. Передача энергии напрямую зависит от размеров насадок на долото, которые подбираются для создания перепада давления. Насадки подбираются таким образом, чтобы увеличить влияние промывочной жидкости на забой скважины, что обеспечивает эффективный вынос выбуриваемых частиц из-под долота.

Высокая плотность, содержание твердой фазы, пластической вязкости способствует к большим потерям давления в буровой колонне. Использование тиксотропных буровых растворов с малым количеством твердой фазы обеспечивает эффективную передачу гидравлической энергии на долото.

Коррозийный контроль

Компоненты и приборы буровой колонны, которые постоянно пребывают в контакте с промывочной жидкостью, подвергаются коррозии. Причиной может быть действие растворенных газов (O_2 , H_2S , CO_2). Небольшой показатель щелочности повышает ржавчину. С целью исключения ржавчины бурильного оборудования следует применять ингибиторы и нейтрализаторы при загрязнении бурового раствора кислородом. В случае если бурение проходит в условиях высокой сероводородистой агрессии, необходимо применять буровые растворы с высоким уровнем pH, с реагентами, осаждающими сульфиды.

Виды бурового раствора

Буровые растворы делятся на три основные категории:

1. Буровые растворы на водной основе (РВО), которые могут быть диспергированными и не диспергированными.
2. Неводные буровые растворы, обычно называемые буровыми растворами на нефтяной основе (РУО).
3. Газообразные буровые растворы, в которых может использоваться широкий спектр газов.

Материалы для приготовления бурового раствора

Основные материалы, используемые для приготовления бурового раствора:

1. Утяжелители.
2. Материалы для повышения плотности.
3. Материалы для повышения вязкости.
4. Неорганические химические реагенты общего назначения.
5. Регуляторы водоотдачи.
6. Стабилизаторы глин.
7. Лубриканты, эмульгаторы и ПАВ.
8. Ингибиторы коррозии.
9. Наполнители для борьбы с поглощением бурового раствора.

Основные параметры буровых растворов и методы их измерения

Удельный вес и плотность

Удельный вес – это величина, численно равная весу одного кубического сантиметра промывочной жидкости, единица измерения $[г/см^3]$. Этот параметр характеризует способность бурового раствора удерживать во взвешенном состоянии наибольшие частицы шлама и выносить их на поверхность, создавать противодействие на стенки скважины, что обеспечивает их целостность.

Величина, численно равная отношению массы тела к его объему называются плотностью. Плотность бурового раствора может быть кажущейся и

истинной, в зависимости от содержания или отсутствия в нем растворенных газов соответственно.

Этот параметр можно измерить несколькими способами, самые распространённые из которых при помощи ареометра и рычажного плотномера. Для определения плотности эталонного и исследуемых растворов были применены рычажные весы. Последовательность проведения измерения представлена ниже:

- 1) раствор помещают в мерный стакан и закрывают крышкой;
- 2) излишки раствора вытекают через специальное отверстие. Их удаляют;
- 3) подвижную часть весов устанавливают на правую призму стойки;
- 4) при помощи перемещающегося груза устанавливают рычаг в состояние равновесия. Снимают показания по верхней шкале;
- 5) если плотность превысит предел измерения, то подвижную часть весов устанавливают на левую призму и измерение производят по нижней шкале;
- 6) после замера раствор выливают, промывают мерный стакан и крышку и протирают их насухо.

Диапазон измерения плотности бурового раствора:

по верхней шкале, г/см ³	от 0,8 до 1,6;
по нижней шкале, г/см ³	от 1,6 до 2,6;
погрешность измерения, г/см ³	$\pm 0,01$.

Условная вязкость

Условная вязкость – это величина, которая показывает сопротивление течению. Численно она равна времени истечения заданного объема промывочной жидкости через вертикальную трубку, измеряется в секундах.

Прибором для измерения условной вязкости бурового раствора может служить воронка Марша. Измерение проводится следующим образом: через сетчатый фильтр наполнить вертикально установленную воронку при закрытом сливном отверстии. После открытия сливного отверстия засечь время истечения

объема бурового раствора до отметки «1 кварта» (946 мл), записать температуру раствора в градусах Цельсия или Фаренгейта и значение условной вязкости в секундах.

Статическое напряжение сдвига

Статическое напряжение сдвига (СНС) характеризует прочностное сопротивление бурового раствора и его удерживающую способность при отсутствии циркуляции. Измеряют СНС за 1 и 10 мин.

Измерения проводят с помощью приборов СНС-2 ротационного вискозиметра ВСН-3.

При бурении глубоких скважин, где промывочная жидкость находится под воздействием повышенного давления и высоких температур используется прибор, измерительная часть которого помещена в автоклав, необходимый для поддержания постоянной температуры и давления. Это обеспечивает точность измерения. В этом случае используют ротационный вискозиметр ВСН-2М.

СНС зависит от присутствия коллоидных глин и от загрязнения неорганическими солями.

Показатель фильтрации

Показатель фильтрации – величина, показывающая сколько воды раствор может отдать пористым породам.

После закупорки в порах задерживаются и мельчайшие частицы, которые образуют фильтрационную корку за счет отложения на стенках скважины. Через фильтрационную корку может пройти только фильтрат.

Снизить объем фильтрации можно за счет повышения вязкости фильтрата и снижением проницаемости фильтрационной корки.

Определение реологических свойств бурового раствора

Измерение вязкости буровых растворов основывается на применении коаксиального цилиндрического вискозиметра с прямым отсчетом.

Для определения параметров используют восьми скоростной вискозиметр FANN (имеет скорости: 600, 300, 200, 100, 60, 30, 6 и 3 об/мин), который позволяет определить статическое напряжение сдвига, пластическую и

эффективную вязкость, динамическое напряжение сдвига. Эти параметры характеризуют прочностное сопротивление бурового раствора; удерживающую способность при отсутствии циркуляции и способность выноса шлама.

Порядок измерения следующий:

- 1.Наливаем буровой раствор в металлический стакан вискозиметра.
 - 2.Заполненный стакан помещаем под ротор вискозиметра.
 - 3.Перемешиваем раствор при максимальной скорости в течении 10-15 с.
 - 4.Переключаем скорость вискозиметра на 600об/мин и снимаем показания отклонения по шкале
 - 5.Снимаем показания отклонения по шкале, снизив скорость до 300 об/мин
 - 6.Перемешиваем пробу в течение 30 с.
 - 7.Останавливаем прибор и через 10 с отводим переключатель на режим «Gel».
 - 8.Записываем максимальное отклонение шкалы, как СНС 10 с.
 - 9.Опять перемешиваем пробу в течение 30 с, потом останавливаем прибор.
- Спустя 10 мин отводим переключатель на режим «Gel» и записываем максимальное отклонение шкалы, как СНС 10 мин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Коршак А. А. Основы нефтегазового дела. Уч. для ВУЗов / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – И: ООО ДизайнПолиграфСервис, Уфа, 2001. - 544 с.
- 2 Иванников В.И. «Сальникообразование при бурении скважин», Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / В.И. Иванников. – М.: Недра, 2005. – 46 с.
- 3 Абаас А. М., Мингазов Р. Р., Куряшов Д. А., Башкирцева Н. Ю. Загустители в составе промывочных жидкостей для капитального ремонта скважин // Вестник Казанского технологического университета. 2013. №20.
- 4 Тойб Р. Р. Буровые промывочные и тампонажные растворы / Р. Р. Тойб, Д. Д. Сумраков, А. Л. Неверов, Г. В. Рахматуллина. Сиб. федерал. ун-т, Ин-т нефти и газа. – Красноярск: СФУ, 2011. - 210 с.
- 5 <https://leuza.ru/old/gti/bur/prom4.htm>// Приготовление буровых растворов?//URL: <https://leuza.ru> (дата обращения: 07. 04. 2022). Загл. с экрана. Яз. рус.
- 6 Жуховицкий С. Ю. Промывочные жидкости в бурении / С. Ю. Жуховицкий. –М: Недра, 1976. - 200 с.
- 7 Овчинников В. П. Буровые промывочные жидкости / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова. Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. - 309 с.
- 8 Уляшева Н. М. Технология буровых жидкостей / Н. М. Уляшева. Учеб. пособие в 2 частях, ч. 1. – Ухта: УГТУ, 2008. - 164 с.
- 9 Николаев Н. И. Буровые промывочные жидкости / Н. И. Николаев, Ю. А. Нифонтов, П. А. Блинов. Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет). – СПб.: 2002. - 102 с.
- 10 Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – И: Издательство Летопись, 2005. - 664 с.
- 11 Добросмылова, А. С. Книга инженера по растворам / А. С. Добросмылова. –Москва: Библиотека сибирской сервисной компании; Гарусс, 2006. — 227 с.
- 12 Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли. Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. - 509 с.
- 13 Булатов А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. - 424 с.
- 14 <https://leuza.ru/old/gti/bur/prom1.htm>// Виды буровых растворов// URL: <https://leuza.ru> (дата обращения: 07. 04. 2022). Загл. с экрана. Яз. рус.
- 15 Добросмылова А.С., Губанов В.Н., Лопатин Д.В., Сычев В.С., Толстоухов А.А. Книга инженера по растворам ЗАО «ССК» - М. : «Гарусс», 2005.- 550 с.

- 16 Доценко Н. П. Баритовая зависимость России. Миф или реальность? // ГИАБ. 2005. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/baritovayazavisimost-rossii-mif-ili-realnost> (дата обращения: 17.05.2022). Загл. с экрана. Яз. рус.
- 17 Зозуля, В.П., Студенский М.Н. Исследование разупрочнения стенок скважин в глиносодержащих породах / В.П Зозуля. – Альметьевск.: Нефтяной институт, 2001. - 250 с
- 18 Шахновский, И. М. Происхождение нефтяных углеводородов / И. М. Шахновский. И: ГЕОС, Москва – 2001. - 72 с.
- 19 Тойб, Р. Р. Буровые промывочные и тампонажные растворы / Р. Р. Тойб, Д. Д. Сумраков, А. Л. Неверов, Г. В. Рахматуллина. Сиб. федерал. ун-т, Ин-т нефти и газа. - Красноярск: СФУ, 2011. - 210 с.
- 20 Овчинников, В. П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. – В 5 т. Т. 2 / под общ.ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 560 с.
- 21 Аверкина Е. В., Шакирова Э. В., Бутакова Л. А. Влияние реагентов-флокулянтов на параметры глинистых суспензий // Известия СО РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2020. №2 (71).
- 22 Брантцко П.Г. Минибаев В.В. Реагенты компании «Ашленд» для переработки отходов бурения // Бурение и нефть. 2012. № 3. С. 45–46.
- 23 Абаас А. М., Мингазов Р. Р., Куряшов Д. А., Башкирцева Н. Ю. Загустители в составе промывочных жидкостей для капитального ремонта скважин // Вестник Казанского технологического университета. 2013. №20.
- 24 Басарыгин Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов. Сов. Кубань. Краснодар, 2002. 584 с
- 25 Нуцкова М.В. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов / М.В. Нуцкова, Д.А. Сидоров, Д.Э. Тсикплону, Г.М. Сергеев, Н.И. Васильев / Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т.19, №2. С.138 – 149.
- 26 Уайт А., Хендлер Ф., Смит Э. и др. Основы биохимии. М., 1981. 1878 с.
- 27 Mi Swaco, Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов / Mi Swaco, 2009. 383 с.
- 28 Нго Тхань Тхао. Исследование поведения ствола скважины в зависимости от температуры / Нго Тхань Тхао ; науч. рук. А. В. Ковалев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — С. 758-759

- 29 Шипунов Б.П., Коптев В.Е., Маркин В.И. Особенности реологии растворов галактозы. В сборнике: Биополимеры растений Сборник научных статей: Химия растительных материалов. Барнаул, 2018. №1. С. 53-60.
- 30 Берзегова А.А. "Химическое строение и номенклатура пектиновых веществ" Новые технологии, no. 4, 2007, pp. 38-40.