

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ  
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра нефтехимии и техногенной безопасности

**Фитоспорин - М как фунгицид для бурового раствора**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студентки 4 курса 431 группы

направления 18.03.01 «Химическая технология»

код и наименование направления, специальности

Института химии

Оганесян Сюзанны Гайковны

Научный руководитель

доцент, к.х.н.

должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

О.В. Бурухина

инициалы, фамилия

Заведующий кафедрой

д.х.н., профессор

должность, уч. ст., уч. зв.

Саратов 2020

подпись, дата

Р.И. Кузьмина

инициалы, фамилия

Саратов 2021 год

## ВВЕДЕНИЕ

Буровой раствор — это сложная многокомпонентная дисперсная система эмульсионных, аэрированных и суспензионных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Буровые промывочные жидкости (БПЖ) имеют широкий спектр функций: удаляют продукты разрушения из скважины, передают гидравлическую энергию забойному двигателю, охлаждают инструмент, разрушающий породу, способствуют разрушению забоя, а также обеспечивают предупреждение и ликвидацию осложнений, вскрытие продуктивных пластов.

Добыча нефти связана с трудностями, такими как развитие в пласте аэробных микроорганизмов, которые вызывают выделение дигидросульфида, снижающий рН технологических жидкостей.

Развитие микроорганизмов в буровых растворах приводит к изменению физико - химических и эксплуатационных свойств вследствие разрушения реагентов, входящих в состав растворов, это вызывает повышенный расход реагентов, коррозию оборудования, что в итоге приводит к повышению стоимости буровых работ.

Самым распространённым способом решения проблем при добыче нефти является применение химических методов подготовки технологических жидкостей, связанные с использованием на всех стадиях подготовки сложных реагентов: фунгицидов и ингибиторов коррозии.

Целью бакалаврской квалификационной работы является определение возможности использования фитоспорина - М в качестве фунгицида бурового раствора и влияние его на эксплуатационные характеристики.

Автореферат состоит из введения, основного содержания работы и заключения. Текст сопровождается 8 таблицами и одним рисунком.

## **Основное содержание работы**

### **1.1 Функции бурового раствора**

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

Процесс бурения представляет собой множество различных операций, которые определяют технологию проводки скважины. Поэтому функции промывочных растворов называются технологическими.

#### **1.1.1 Гидродинамические функции**

Гидродинамические функции осуществляются потоком раствора в буровой скважине и состоят в следующем:

- вынос выбуренной породы из скважины
- перенос энергии от насосов к забойным двигателям
- размыв породы на забое скважины (гидромониторный эффект)
- охлаждение долота в процессе бурения

#### **1.1.2 Гидростатические функции**

Реализуются гидростатические функции покоящимся промывочным раствором. К этой группе функций относятся:

- создание гидростатического равновесия в системе «ствол скважины – пласт»

Создают равновесие гидростатическое в системе скважина-пласт для предотвращения перетока газа и жидкости в скважину из пласта и бурового раствора в пласт из скважины.

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

Скорость осаждения частиц в неподвижном растворе зависит от их разницы плотностей раствора и частицы, размеров, вязкости раствора и его тиксотропных свойств.

- создание гидростатического давления на стенки буровой скважины, сложенные слабосцементированными породами

Плотность тоже является одним из важнейших факторов, которые обеспечивают устойчивость стенок скважины. Интенсивность обвалов ствола уменьшается с увеличением плотности, но при этом становится все более опасным поглощение глинистого раствора. На практике регулируют одновременно показатель фильтрации, плотность промывочного раствора для повышения прочности стенок скважины.

- уменьшение нагрузки на талевую систему

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

### **1.1.3 Функции, связанные с процессом коркообразования**

Буровая промывочная жидкость, которая представляет собой взвесь коллоидных частиц (твердой фазы) в жидкой среде, во время движения в пласт формирует на его поверхности и в порах корку фильтрационную, которая препятствует или замедляет следующее попадание раствора. Фильтрацией называется процесс разделения твердой и жидкой фаз, вследствие которого происходит закупоривание стенок скважины. К данной группе функций относятся:

- снижение проницаемости пористых стенок скважины;
- сдерживание или усиление связности слабосцементированных пород;
- снижение трения бурильных труб о стенки скважин.

### **1.1.4 Физико-химические функции**

Химической обработкой называют особые реагенты химические в процессе разбуривания скважины, которые добавляют к глинистому

раствору, в этом и заключаются физико-химические функции, к этим функциям относятся:

- поддержка связности пород, которые образуют стенки скважины;
- защита от коррозии и разрушения поверхности бурового оборудования в процессе контакта с более твердыми частицами других материалов;
- сохранение способности продуктивных пластов пропускать при перепаде давления газ и жидкость при их вскрытии;
- сохранение нужных характеристик бурового раствора в процессе бурения скважины;
- улучшение способности твердых пород сопротивляться прохождению в нее бурового инструмента.

#### **1.1.5 Требования к буровым промывочным жидкостям**

Важнейшее требование к промывочным растворам отмечено «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: «Тип и свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями, а также качественное вскрытие продуктивных горизонтов».

Чтобы достичь наилучших технико-экономических показателей пробуривания, необходимо верно спроектировать и реализовать технологический процесс промывки скважин. Основным интересом необходимо уделять выполнению основных технологических требований и ограничений:

- не портить естественные коллекторские свойства продуктивных пластов;
- упрощать разрушение породы породоразрушающим инструментом;
- обеспечивать получение достоверной геолого-геофизической информации при бурении скважины;

- характеризоваться стабильностью к действию температуры, электролитов и давления;
- не растворять и не разупрочнять породы в стенках скважины, сохраняя ее условный проход;
- характеризоваться низкими пожаровзрывоопасностью и вредностью.

### **1.1.6 Классификация буровых промывочных жидкостей**

Обычно классификацию буровых растворов группируют по определенным признакам, которые позволяют выбрать тип жидкости по интервалам разбуривания на стадии создания проекта для постройки скважины и дать оценку области применения.

Группируют БПЖ по следующим признакам:

- а) по характерным особенностям дисперсионной среды:
  - 1) по полярности – на водной основе (полярная среда), на углеводородной основе (неполярная, гидрофобная среда);
  - 2) по составу минерализации – хлоркальциевые, хлорнатриевые и тд;
  - 3) по степени минерализации – пресные, слабо-, средне и высокоминерализованные;
  - 4) по щелочности – сильнокислые (рН менее 5), слабокислые (рН от 5,1 до 7), слабощелочные (рН от 7,1 до 8,4), щелочные (рН от 8,5 до 11), высокощелочные (рН более 11,1).
- б) по характерным особенностям дисперсной фазы:
  - 1) по составу и содержанию активной и неактивной твердой фазы – глинистые, малоглинистые, коллоидные, аргиллитовые, карбонатные и др.;
  - 2) по фазовому состоянию дисперсной фазы – содержащие твердую фазу (глину, мел и др.), полимергелевые, гидрогелевые.
- в) по виду химобработки:
  - 1) гуматные;
  - 2) лигносульфонатные;
  - 3) полисахаридные;
  - 4) полигликолевые.

г) по способу приготовления:

- 1) наработанные в процессе разбуривания;
- 2) полученные с использованием специальных технических средств.

д) по назначению:

- 1) для бурения под кондуктор;
- 2) для пробуривания основного ствола;
- 3) для вскрытия продуктивных пластов;
- 4) для консервации скважин.

На практике буровые промывочные жидкости классифицируются по первому признаку на три класса:

- растворы на водной основе;
- растворы на углеводородной основе;
- газы, содержащие газ, пенные системы.

### **1.1.7 Основные свойства буровых промывочных жидкостей**

Объективные параметры объектов, зависящие от условий, которые могут проявляться различно, называется свойства. Для количественной оценки выражения свойств измеряются показатели, являющиеся субъективными, которые зависят от многих факторов, включая влажность среды, температуру, давления, методики измерений.

К главным технологическим свойствам промывочного раствора относятся реологические, масса, фильтрационные, структурно-механические, электрохимические, триботехнические, антикоррозионные, теплофизические, ингибирующие, гидрофобизирующие, поверхностно-активные. Такое разнообразие свойств глинистого раствора указывает на ценность промывочных растворов для буровой технологии и ощутимую сложность всего процесса создания нефтяных скважин.

Для контроля вышеупомянутых свойств буровых растворов разумно разделить на две группы:

1. Измеряемые в полевых условиях параметры буровых промывочных жидкостей;

2. Измеряемые в научно-исследовательских лабораториях и промышленных лабораториях параметры БПЖ.

На буровой непосредственно измеряют следующие параметры: 1) плотность; 2) условная вязкость; 3) коэффициенты нелинейности и консистенции; 4) динамическое и статическое напряжения сдвига; 5) коэффициент тиксотропности; 6) пластическая вязкость; 7) показатель фильтрации; 8) толщина и липкость корки; 9) рН фильтрата; 10) содержание «песка»; 11) содержание твердой и жидкой фаз; 12) содержание активной коллоидной фракции; 13) электростабильность (для ИЭР); 14) показатели

кинетики стабильности; 15) содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Cl}^-$ ; 16) содержание газа.

Необходимость измерения вышеупомянутых параметров определяется непосредственно буровой компанией согласно условиям разбуривания и требованиями «Правил безопасности в нефтегазовой промышленности».



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Установлена возможность применения фитоспорина - М в качестве фунгицида для буровых растворов, содержащих 60 и 45 г бентонита. Выявлена оптимальная концентрация бактерицида в буровом раствором - 1%.
2. Добавление фитоспорина - М в качестве фунгицида в раствор содержащий 60 г бентонита незначительно влияет на характеристики бурового раствора (пластическая вязкость уменьшилась на 2 сП, коэффициент тиксотропии на 0.04 условных единиц).