

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра нефтехимии и техногенной безопасности

**Моксифлоксацин как бактерицид для различных систем буровых
растворов**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

студента 2 курса 252 группы

направления 18.04.01 «Химическая технология»

Института химии

Евдошенко Олега Юрьевича

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.

подпись, дата

Р.И. Кузьмина

инициалы, фамилия

Саратов 2025

ВВЕДЕНИЕ

Целью магистерской работы является исследование бактерицидных свойств моксифлоксацина и его влияние на эксплуатационные характеристики бурового раствора.

Структура и объем работы. Магистерская работа изложена на 76 страницах, состоит из введения, восьми разделов и заключения. Список использованных источников включает 41 наименование. Текст сопровождается 15 таблицами.

Основное содержание работы

Развитие технологии бурения скважин неразрывно связано с совершенствованием буровых промывочных жидкостей, которые являются сложными полидисперсными гетерогенными системами различных типов, главным образом, твердое вещество-жидкость и жидкость-жидкость. Понятие «буровые растворы» охватывает широкий круг сред (жидких, суспензионных, аэрированных), имеющих различный состав и обладающих определенным набором физико-химических свойств.

Буровой раствор – является обязательным компонентом технологии бурения. Главное назначение исследований и разработок в области буровых растворов это успешное заканчивание каждой скважины при минимальных расходах. Совершенствование технологии промывки скважин вносит значительный вклад в добычу нефти и газа. Возникновение и разработка новых современных материалов для приготовления буровых растворов с заданными свойствами и совершенствование технологии их применения явилось следствием возникающих во время бурения скважин проблем, которые необходимо было решать. Среди них важнейшими являются такие проблемы, как сохранение природных ресурсов, повышение безопасности в процессе бурения, снижение стоимости работ благодаря экономии времени и материалов. Все они привели к тому, что буровой раствор был признан одним из определяющих успех многих буровых работ факторов.

Буровые растворы – многокомпонентные дисперсные системы, состоящие из аэрированных, суспензионных и эмульсионных жидкостей. Его состав и свойства оказывают существенное влияние на процесс бурения скважины, поэтому необходимо постоянно отслеживать и регулировать параметры бурового раствора. Негативное влияние на свойства бурового раствора оказывают разбуриваемые горные породы, пластовые воды, высокие температуры и давление ствола скважины.

Промывка скважины является важной технологической составляющей в процессе строительства. Промывка скважин – комплекс технологических процессов и операций по очистке забоя и ствола скважины от шлама, вынос его на поверхность и последующее удаление твердой фазы из циркулирующего агента.

Существует 3 основных технологических способа промывки скважин: прямой, обратный и комбинированный.

При прямой промывке буровой раствор при помощи насоса закачивается в спущенные в скважину бурильные трубы, затем между керном и колонковой трубой омывает забой, охлаждает породоразрушающий инструмент (долото), поднимается по кольцевому пространству между бурильными трубами и стенками скважины и выходит на поверхность, вынося шлам.

Достоинства прямой промывки:

- буровой раствор, выходя из суженных промывочных отверстий коронки приобретает большую скорость и с силой ударяет о забой, размывая разбуриваемую породу, что способствует увеличению скорости бурения;
- применяя специальные промывочные жидкости при бурении в сыпучих, рыхлых и трещиноватых породах обеспечивает закрепление стенок скважины путем скрепления частиц неустойчивой породы.

Недостатки прямой промывки:

- возможен размыв стенок скважины при бурении в мягких породах вследствие большой скорости восходящего потока;
- пониженный процент выхода керна в результате динамического воздействия струи на верхний торец керна, что приводит к его размыву;
- при бурении скважин большого диаметра повышенный расход промывочной жидкости, необходимый для создания такой скорости восходящего потока, при которой все разбуренные частицы породы будут выноситься на поверхность.

В целом, благодаря технологической простоте и эффективности, прямой способ промывки нефтяной скважины получил наибольшее распространение в бурении.

Способ обратной промывки применяют при возникновении аварийных ситуаций, при малой мощности бурового оборудования, а также при увеличенном диаметре шахты. Этот метод предусматривает спуск буровой жидкости в шахту по кольцевому пространству, вдоль стенок ствола скважины и ее дальнейшую подачу в отверстия долота. Подъем бурового раствора происходит по внутреннему каналу бурильных труб. По технологии в устье шахты герметично устанавливают промывочную головку с сальником. При обратной промывке нефтяной скважины достигается более интенсивный вынос крупных частиц шлама, а также появляется возможность поднятия керна без остановки процесса бурения.

Недостатками обратного метода промывки является разрушение стенок при работе на мягких породах и частые аварийные ситуации из-за разрыва горизонтальных пластов. Кроме того, снижается объем добываемого керна, так как при воздействии на его торцевую часть потоков промывочной жидкости, частично разрушается во время его подъема на поверхность.

Комбинированный способ промывки возможно использовать только при наличии специального оборудования с эрлифтом и тремя каналами, по которым отдельно происходит

- подача раствора для промывки нефтяной скважины;
- поднятие пульпы;
- подача сжатого воздуха для работы эрлифта.

При этом поступление бурового раствора до колонковой трубы происходит аналогично прямому способу, а ниже нее - обратному. При осуществлении совмещенной промывки обратным каналом может служить опережающая скважина минимального диаметра, в забое которой оседают более крупные частицы. Основная же часть шлама выносится на поверхность эрлифтом. Комбинированная циркуляция позволяет досконально произвести очистку забоя от шламовых остатков и получить максимально возможный выход керна высокого качества. Однако этот способ достаточно сложен технологически, из-за чего используется достаточно редко.

В процессе бурения возникают существенные силы трения между долотом и разрушаемой породой, а также между вращающимся бурильным инструментом и стенками скважины. Наличие бурового раствора снижает коэффициент трения и рассеивает тепло, образующееся при трении, потоком жидкости. На стенках скважины образуется скользкая корка, которая снижает трение при вращении труб и спускоподъемных операциях. Введение смазывающих добавок в буровой раствор способствует снижению коэффициента трения, что дополнительно оптимизирует процесс бурения.

Использование гидравлической энергии потока жидкости (бурового раствора) повышает эффективность удаления породы из долота, тем самым увеличивая скорость проходки. Забойный двигатель, инструменты для каротажа и наклона получают работают за счет гидравлической энергии. Величина передаваемой энергии напрямую соответствует размеру сопла на долоте, которое создает перепад давления. Форсунки подбираются таким образом, чтобы усилить воздействие бурового раствора на забой скважины, обеспечивая качественное удаление выбуренных осколков из-под долота.

Высокая плотность, содержание твердой фазы, пластической вязкости приводит к большим потерям давления в бурильной колонне. Использование

тиксотропных буровых растворов с малым количеством твердой фазы обеспечивает эффективную передачу гидравлической энергии на долото.

Очистка забоя является одной из основных функций раствора, которая способствует достижению максимальной скорости бурения за счет эффективного выноса выбуренной породы на поверхность. Для предотвращения усталостного (повторного) режима разрушения забоя используются гидромониторные насадки на долоте. Идеальные условия для успешного бурения предполагают минимальную разность между гидростатическим и поровым давлениями в породе. Введение в буровой раствор поверхностно-активных добавок увеличивает механическую скорость бурения за счет снижения поверхностного натяжения. Кроме того, мгновенная фильтрация раствора играет заметную роль в определении механической скорости - чем больше фильтрация, тем выше скорость. Несмотря на то, что соблюдение этих параметров имеет решающее значение для оптимальной работы долота, к буровому раствору предъявляются различные технологические требования, зависящие от геологических условий буровой площадки.

Удаление частиц твердой фазы (шлама) из скважины является главной функцией бурового раствора. Качество очистки скважины от выбуренной и обвалившейся породы зависит от скорости восходящего потока, которая определяется производительностью насосов. На эффективность удаления шлама во время выполнения работ по строительству нефтяных и газовых скважин влияют различные факторы, среди которых удельный вес, вязкость и динамическое напряжение сдвига промывочной жидкости. Удаление частиц породы требует скорости потока, превышающей скорость их осаждения. К факторам, влияющим на скорость осаждения, относятся, прежде всего, размер и форма частиц, разница удельного веса раствора и частиц, а также вязкость раствора и его тиксотропные свойства. В тиксотропных растворах образование прочной структуры при прекращении циркуляции препятствует оседанию частиц. Статическое напряжение сдвига буровых растворов может

сильно различаться, но большинство флюидных систем могут образовывать структуру подходящего размера для поддержания частиц с нормальным удельным весом во взвешенном состоянии.

Малопроницаемая фильтрационной корка, образованная твердой фазой бурового раствора, формируется на стенках ствола скважины под действием перепада между гидростатическим давлением столба бурового раствора и пластовым давлением. Эта корка консолидирует рыхлые пески и обеспечивает их устойчивость в верхней части разреза. Кроме того, фильтрационная корка также разделяет скважину и проницаемые пласты.

Однако чрезмерные потери воды приводят к образованию толстой фильтрационной корки на стенке скважины, что отрицательно сказывается на ее состоянии.

Во-первых, велика вероятность дифференциального залипания. Этот эффект заключается в том, что бурильный инструмент прижимается к стенке скважины из-за действия на часть трубы только пластового давления.

Во-вторых, шлам имеет тенденцию налипать на толстую и рыхлую корку, что приводит к сужению ствола скважины и последующим осложнениям, таким как затяжки и прихваты при подъеме. Кроме того, большое количество фильтрата поступает в продуктивный пласт на значительную глубину с избыточной водоотдачей. В процессе эксплуатации скважины происходит существенное снижение проницаемости пласта, поэтому крайне важно минимизировать потери жидкости, в том числе из забоя. Поэтому оправдано жесткое регулирование этого параметра в программах и проектах. Полимерные растворы с низким содержанием твердых веществ являются наиболее эффективными системами для предотвращения такого типа осложнений.

При строительстве нефтяных и газовых скважин основными проблемами являются возникновение осыпей и обвалов неустойчивых глин. Это может привести к тому, что скважина не будет добурена на заданную глубину. Тем не менее функция буровых растворов имеет жизненно важное значение для решения таких проблем, поскольку их характеристики и состав влияют на

предотвращение таких явлений, путем укрепления неустойчивой породы. В настоящее время существует множество специализированных систем буровых растворов, которые полностью или частично доказали свою эффективность в решении таких проблем.

Бурение может привести к загрязнению продуктивных пластов, что приведет к частично обратимому или необратимому снижению проницаемости. В некоторых случаях пласт может быть полностью заблокирован, что требует применения специальных методов интенсификации притока. Научные исследования и практический опыт подтвердили, что с пластом взаимодействуют как твердые, так и жидкие компоненты бурового раствора.

Давление жидкости или газа в проницаемых пластах зависит от различных факторов, в том числе от глубины. Оно может быть типичным или необычно высоким по сравнению с гидростатическим давлением. В любом случае плотность бурового раствора должна превышать пластовое давление, чтобы избежать перетока жидкости или газа из скважины в пласт. Это применимо во время бурения и спуска. Правила определяют требуемую плотность бурового раствора в зависимости от пластового давления и глубины.

Успешное бурение невозможно без точной оценки параметров продуктивного пласта, особенно на стадии разведки. Оценка литологических данных, показателей МСП, данных газового каротажа и наличия в продуктивном пласте шлама с примесями нефти во многом зависит от физико-химических характеристик бурового раствора. Во время буровых работ документируется соответствующая информация о буровом растворе. Буровые растворы оказывают значительное влияние на методы оценки пласта. Например, при диспергировании выбуренных частиц в растворе, невозможно получить данные об объеме выбуренного шлама на поверхности. Или, при недостаточно эффективном выносе шлама из скважины трудно определить глубину, на которой началось его образование. Буровые растворы на углеводородной основе, смазывающие добавки, асфальтовые и другие добавки

препятствуют определению признаков присутствия углеводородов на выбуренном шламе.

Компоненты и инструменты буровой колонны, которые постоянно находятся в контакте с промывочной жидкостью, подвергаются коррозии в процессе бурения. Это может быть вызвано различными факторами, такими как растворенные газы (O_2 , H_2S , CO_2) и низкий уровень щелочности. Для того чтобы предотвратить коррозию бурильного оборудования, необходимо использовать ингибиторы и нейтрализаторы, если в буровом растворе обнаружен кислород. Если бурение происходит в условиях повышенной сероводородной агрессии, то перед использованием следует выбрать буровые растворы с повышенным уровнем pH и добавить реагенты, которые помогут осадить сульфиды.

Одной из функций бурового раствора является создание таких условий, при которых в ствол скважины можно спустить обсадную колонну, зацементировать ее и успешно завершить процесс освоения. Цементирование производят для разобщения зон и проведения успешного заканчивания. Во время спуска обсадных колонн буровой раствор должен оставаться жидким и снижать уровень пульсации давления; в противном случае, в результате трещинообразования может произойти потеря циркуляции. Спуск колонны проходит гораздо легче, если ствол имеет номинальный диаметр, стенки ствола гладкие, нет ни шламовых отложений, ни пробок, ни каверн. Буровой раствор должен формировать на стенках скважины тонкую, скользкую фильтрационную корку. Перед тем как зацементировать скважину, буровой раствор должен быть полностью вытеснен буферными, продавочными жидкостями и цементом. Наиболее эффективно замещение проходит при условии, если диаметр ствола близок к номинальному, а буровой раствор обладает низкой вязкостью и СНС. Процесс заканчивания, включая такие процедуры как перфорация и установка гравийных фильтров, также более успешно проходит при номинальном диаметре ствола, и он также может находиться под воздействием свойств раствора.

Буровые растворы являются производственными отходами, которые необходимо обезвредить в соответствии с законодательством о защите окружающей среды. Поэтому предпочтительнее использовать буровые растворы, которые наносят минимальный ущерб окружающей среде в процессе бурения. В большинстве стран разработаны специальные экологические нормы в отношении утилизации буровых растворов. Однако не всегда можно руководствоваться единым сводом правил, поскольку методы утилизации отличаются в зависимости от типа раствора и особенностей местности.