

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

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

Кафедра нефтехимии и техногенной безопасности

Цефепим как бактерицид для различных систем буровых растворов

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

студентки 2 курса 252 группы

направления 18.04.01 «Химическая технология»

Института химии

Сергеевой Елены Владимировны

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 влияния антибиотика цефалоспориновой группы на эксплуатационные характеристики бурового раствора с акцентом на бактерицидные свойства.

Структура и объем работы. Магистерская работа изложена на 60 страницах, состоит из введения, пяти разделов и заключения. Список использованных источников включает 34 наименования. Текст сопровождается 19 таблицами.

Основное содержание работы

Буровые промывочные жидкости являются дисперсными (гетерогенными) системами, т. е. системами, которые состоят из нескольких внутренне однородных частей (двух или трех) с разными по сравнению друг с другом физическими свойствами, разделенных поверхностными слоями.

От состава и свойств промывочных жидкостей и оценки их параметров зависят важнейшие функции процесса бурения, такие как: эффективное, экономичное, безопасное осуществление и окончание бурения и удаление шлама, что считается главным назначением бурового раствора.

Буровые растворы решают большое количество сложных технико-технических задач. Они используются не только для очистки ствола скважины от выбуренной породы и поддержания её во взвешенном состоянии, передачи гидравлической энергии забойному двигателю, охлаждения породоразрушающего инструмента, но и для обеспечения предупреждения и ликвидации осложнений, вскрытия продуктивных пластов и в целом способствуют повышению качества бурения.

Технология бурения скважин заключается в разрушении горных пород на забое и удалении продуктов разрушения с забоя скважины. Выделяют следующие способы:

1. Ударно-канатное бурение;
2. Роторное бурение;

3. Бурение на гибких трубах;
4. Бурение с забойным двигателем.

Ударно-канатное бурение применяется для строительства неглубоких скважин. Установка состоит из подвешенной на тросе тяжелой ударной штанги с долотом на конце. Бурение производится периодическим подъемом и сбросом ударной штанги. При использовании данного метода скорость проходки невелика, так как возникает необходимость в частом подъеме инструмента для очистки скважины от шлама. При таком методе бурения буровой раствор не используется.

Самым распространенным способом удаления продуктов разрушения является *роторное бурение*. Разрушение породы происходит путем вращения бурильной колонны и долота. Для очистки скважины от шлама, а также охлаждения и смазки долота используется буровой раствор.

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

Технология *койлтюбинг* заключается в применении гибких труб и специальных буровых установок. В отличие от традиционных методов бурения бурильная установка имеет меньший диаметр.

Бурение с забойным двигателем имеет существенные отличия от других способов бурения. Этот метод не требует вращения бурильной колонны. Гидравлическая энергия бурового раствора приводит во вращение долото. Гидравлические забойные двигатели применяют при бурении наклонно-направленных скважин, где стабильность траектории является ключевым фактором.

Классификация буровых растворов призвана систематизировать, сгруппировать их по определенным признакам, позволяющим оценить область применения и выбрать тип жидкости по интервалам бурения на стадии

разработки проекта для строительства скважины. Бурение одной скважины может проводиться на нескольких типах растворов.

Классификация промывочных жидкостей облегчает их изучение. В целом в буровой практике буровые промывочные жидкости подразделяются на несколько основных классов:

1. Глинистые растворы;
2. Хлоркалийевые растворы;
3. Растворы на углеводородной основе (РУО);
4. Нефте-эмульсионные растворы;
5. Естественные растворы;
6. Техническая вода;
7. Аэрированные растворы,
8. Пены;
9. Сжатый газ.

Самыми распространенными растворами, применяемыми при бурении скважин, являются *глинистые буровые растворы* т.е дисперсные системы, состоящие из жидкой дисперсной среды – воды и твердой дисперсной фазы – глинистые частицы монтмориллонитовой глины (бентонитовые). Глинистые частицы представляют собой мицеллы, гидратная оболочка которых не позволяет слипаться частичкам глины.

Глинистый раствор обладает стабильностью и тиксотропными свойствами. Благодаря своим реологическим свойствам раствор способен удерживать выбуриваемую породу во взвешенном состоянии при остановках циркуляции. Глинистый буровой раствор образует фильтрационную корку на стенках скважины, ограничивая фильтрацию бурового раствора в проницаемые пласты.

Глинистые растворы универсальны, их реологические и химические свойства можно легко варьировать в широких пределах для успешного прохождения опасных зон. Они отличаются низкой стоимостью, простотой приготовления и малой чувствительностью к разбуриваемым породам.

Для стабилизации водочувствительных глин путем ингибирования разработаны *хлоркалиевые буровые растворы*. Снижение степени каверзости, уменьшение сальникообразования на долоте, снижение проницаемости в продуктивной зоне достигается благодаря ингибирующей природе данной системы раствора. Наиболее эффективно снижает гидратацию глин ион калия. В качестве основного источника ионов калия системы используется соль хлорида калия.

Хлоркалиевый буровой раствор обеспечивает устойчивость к высоким температурам и давлениям, что позволяет использовать его при бурении глубоких скважин. Однако данный тип раствора не лишен недостатков: он сильно коррозионен и может повреждать оборудование буровых установок.

В основном *РУО* применяют при вскрытии пород с низким пластовым давлением. Скважину бурят раствором на водной основе, а вскрывают продуктивный пласт на *РУО*. Затем вытесняют его обычным раствором и сохраняют его для использования в следующей скважине.

Дисперсионной средой *РУО* могут служить такие неполярные жидкости, как нефть и продукты ее переработки, синтетические углеводороды. Дисперсной фазой являются: битум нефтяной высокоокисленный, окись кальция (CaO), карбонат кальция (CaCO_3). Для утяжеления растворов на углеводородной основе используются, в основном, те же материалы, что и для водных систем: барит и карбонатные утяжелители.

Растворы на углеводородной основе (*РУО*) обладают рядом преимуществ. Они устойчивы при высоких температурах, имеют высокие антикоррозионные свойства и высокую стабильность. Но широкое распространение они не получили из-за ряда существенных недостатков: высокая стоимость раствора, загрязнение керна и шлама, затруднение каротажа.

Данный тип растворов готовится с добавлением нефтепродуктов, содержание нефти составляет 12-40%. В основном их используют для вскрытия продуктивных пластов, устойчивых при высоких температурах.

Нефте-эмульсионные растворы обладают малой вязкостью, толстой фильтрационной коркой и высокой плотностью. К недостаткам относят высокую стоимость реагентов для приготовления, а также загрязнение керна и шлама нефтепродуктами.

Естественные буровые растворы образуются в скважине в результате диспергирования шлама горных пород, разбурываемых на воде. Растворы такого типа можно использовать при незначительных нефтегазоводопроявлениях и поглощении.

Основным достоинством естественных растворов является низкая стоимость, что объясняется сокращением потребности в привозных материалах, затратах на их приготовление и обработку. Однако качество и свойства естественных растворов зависят от минералогического состава и природы разбурываемых глин, способа и режима бурения, а также типа породоразрушающего инструмента.

Наиболее доступным и дешевым типом промывочной жидкости является *техническая вода*, она обладает малой вязкостью, что позволяет легко прокачивать ее по скважине.

Главным преимуществом применения технической воды считается увеличение скорости проходки в 1,5 раза. Однако техническая вода не создает фильтрационную корку, плохо удерживает частицы выбуренной породы и имеет низкую плотность.

Для прохождения зон с аномально низким давлением применяют *аэрированные растворы*. Они представляют собой смесь пузырьков воздуха и бурового раствора в определенном соотношении до 30:1. Необходимо учитывать, что такие смеси обладают малой вязкостью, что приводит к затруднению выноса на поверхность больших кусков шлама.

Схожими с аэрированными растворами свойствами обладают *пены*. Однако пены более вязкие, что позволяет выносить более крупные частицы выбуриваемой породы. Такие растворы применяются для прохождения зон частичного поглощения, помимо этого они способны снижать трение и

повышать эффективность бурения. К недостаткам использования пен можно отнести высокую стоимость компонентов для приготовления системы.

Основным преимуществом применения газообразных агентов является более интенсивный вынос выбуренной породы, а также отсутствие затрат на борьбу с поглощениями фильтрата. Вынос шлама в виде пыли происходит через специальный патрубок, после чего выбуренные частицы направляются в шламоулавливатель, чтобы не загрязнять окружающую среду, или в емкость с водой.

Однако необходимо учитывать, что во время работы с газообразными агентами при интенсивных водопритоках увеличивается мощность компрессоров, что не позволяет создать противодействие на высоконапорные пласты.

Для регулирования свойств бурового раствора используются специальные присадки. Вспомогательные компоненты играют важную роль в процессе строительства скважин, обеспечивая эффективное и безопасное бурение. В зависимости от назначения такие компоненты можно разделить на несколько групп:

1. Утяжелители;
2. Регуляторы вязкости;
3. Стабилизаторы глин;
4. Регуляторы фильтрации;
5. Пеногасители;
6. Ингибиторы коррозии;
7. Смазочные добавки.

Для увеличения плотности бурового раствора применяются *утяжелители*. Их основная функция заключается в создании достаточного гидростатического давления, необходимого для контроля пластового давления и предотвращения притока пластовых флюидов в скважину.

Самым распространенным материалом для утяжеления бурового раствора является барит, так как он подходит для большинства типов буровых растворов,

не вступает в реакцию с другими компонентами, устойчив к высоким температурам и давлению. В его состав входит 75,7% BaO и 34,3% SO₃.

Однако в некоторых случаях применяются и другие утяжелители, такие как гематит (Fe₂O₃), сидерит (FeCO₃), кальцит (CaCO₃), ильменит (FeTiO₃).

Регуляторы вязкости играют ключевую роль в регулировании реологических свойств раствора, что влияет на его способность выносить шлам из скважины. Эти добавки можно разделить на две основные категории: загустители и разжижители.

Загустители используются для повышения вязкости и регулирования тиксотропных свойств бурового раствора. Существует несколько веществ, которые могут использоваться в качестве загустителей:

1. Полианионная целлюлоза.
2. Модифицированные крахмалы.
3. Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ).

Такие добавки, как *разжижители*, применяются для снижения вязкости бурового раствора. В качестве понизителей вязкости применяются реагенты на основе: лингосульфонов (применяются для различных типов раствора, устойчивы к высокой температуре), таннинов (наиболее эффективны в нейтральной среде), фосфатов, полимеров-дефлокулянтов.

Стабилизаторы глин используются для предотвращения набухания глинистых материалов, что может привести к деградации проницаемости пласта и засорению порового пространства вследствие разрушения глинистых минералов.

Основные причины снижения устойчивости глинистых горных пород связаны с нарушением их естественного влажностного равновесия при взаимодействии с дисперсионной средой буровых промывочных жидкостей, что приводит к следующим проблемам: увеличение вязкости бурового раствора, образование прихватов, ухудшение качества фильтрационной корки, обрушение стенок скважины. Наиболее распространенными стабилизаторами

являются: хлорид калия, полиакриламид, хлорид аммония, гильсонит водный полигликоль.

Регуляторы фильтрации – это добавки, которые контролируют количество жидкости, проникающей из бурового раствора в пласт. Фильтрацию буровых растворов необходимо контролировать, так как может возникнуть избыточная или, наоборот, недостаточная фильтрация.

Существует несколько веществ, которые могут использоваться в качестве понизителей: полианионная целлюлоза, модифицированные крахмалы (применяются при бурении на пресной воде, образуется рыхлая фильтрационная корка), карбоксиметилцеллюлоза (эффективен в широком интервале температур, образуется прочная фильтрационная корка). Эти вещества способствуют увеличению вязкости бурового раствора на водной основе, что позволяет контролировать количество жидкости, проникающей в пласт.

Образование пены в буровом растворе может привести к ряду нежелательных проблем: ухудшение свойств бурового раствора, потеря циркуляции, нестабильная работа насосного оборудования, затруднение контроля за параметрами бурового раствора. Уменьшение или предотвращение образования пены достигается за счет добавления специальных добавок – пеногасителей. В качестве *пеногасителей* применяются кремнийорганические соединения, жирные спирты и их эфиры, сложные эфиры и полимерные пеногасители.

Основными причинами вспенивания буровых растворов являются: попадание газа в раствор при разбурировании газовых и газоводонефтяных горизонтов; физико-химическое взаимодействие буровых растворов с различными солями, содержащимися в частицах выбуренных пород или пластовых водах; введение порошкообразных материалов.

Ингибиторы коррозии используются для предотвращения разрушения бурильного инструмента в результате воздействия различных газов, таких как кислород (O_2), сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2), которые попадают в буровой раствор. Коррозия оборудования является одной из основных причин

снижения их эффективности, что приводит к значительным экономическим потерям и экологическому ущербу.

Для защиты металлических поверхностей от коррозии используются специальные добавки: поглотители сульфидов на основе оксида цинка (ZnO), поглотитель кислорода, ингибитор ржавчины.

Для уменьшения крутящего момента, износа оборудования, термического разрушения и затруднений при бурении используют *смазочные добавки*, они образуют на поверхности тонкую пленку, которая снижает коэффициент трения. В качестве смазочных добавок используются лубрикант высокого давления, низкотоксичный лубрикант, неионные ПАВ, противоприхватная добавка.