

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

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

Кафедра нефтехимии и техногенной безопасности

**Амоксициллин как бактерицид для буровых растворов**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы

направления 18.03.01 «Химическая технология»

Института химии

Курьянова Дмитрия Александровича

Научный руководитель

доцент, к.х.н.

должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

О.В. Бурухина

инициалы, фамилия

Заведующий кафедрой

профессор, д.х.н.

должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

Р.И. Кузьмина

инициалы, фамилия

Саратов 2022

## **ВВЕДЕНИЕ**

Целью бакалаврской квалификационной работы является исследование бактерицидных свойств амоксициллина в буровом растворе и влияние его на характеристики бурового раствора.

Структура и объем работы. Бакалаврская работа изложена на 45 страницах, состоит из введения, восьми разделов и заключения. Список использованных источников включает 34 наименования. Текст сопровождается 13 таблицами.

### **Основное содержание работы**

Добыча нефти осуществляется строительством скважин по шахтной технологии. Методы извлечения нефти следующие: газлифтная добыча, фонтанная добыча и насосная добыча.

Выбор метода бурения скважины зависит от глубины бурения, геологических свойств пород, от целевого предназначения скважины. Способы бурения:

1. Ударно-канатное бурение.
2. Роторное бурение.
3. Бурение на гибких трубах (койлтюбинг).
4. Бурение с забойным двигателем.

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 промывочных жидкостей и оценки его параметров зависят важные функции процесса бурения, такие как: эффективное, экономичное, безопасное выполнение и завершение бурения и удаление шлама, что является основным предназначением бурового раствора.

На свойства буровых растворов могут негативно повлиять разбухаемые породы, пластовые воды (под их воздействием буровые растворы коагулируют, их структурно-механические и фильтрационные свойства ухудшаются), высокие температуры и давления, а также гидродинамические эффекты при закачивании и продавливании растворов в скважинах.

Функции промывочных жидкостей обусловлены задачами, которые выполняют буровые растворы. Важность той или иной функции определяется геофизическими данными по скважине. Среди основных функций буровых растворов выделяют следующие:

1. Удаление выбуренной породы из скважины;
2. Контроль пластового давления;
3. Удерживание выбуренных частиц во взвешенном состоянии;
4. Кольматирующая способность;
5. Поддержание устойчивости ствола;
6. Минимизация повреждения коллекторских свойств продуктивного пласта;
7. Охлаждение, смазка и поддержание долота и буровой компоновки;
8. Передача гидравлической энергии на инструмент и долото;
9. Обеспечение правильной оценки параметров продуктивного пласта;
10. Коррозийный контроль;
11. Повышение эффективности процесса цементирования и заканчивания;
12. Снижение воздействия на окружающую среду.

В зависимости от геологических особенностей и программы бурения в качестве промывочной жидкости применяют:

1. Сжатый газ;
2. Аэрированные растворы, пены;
3. Техническая вода;

4. Естественные растворы;
5. Глинистые растворы;
6. Нефте-эмульсионные растворы;
7. Растворы на углеводородной основе.

*Сжатый воздух* или *газ* применяется для прохождения зон катастрофического поглощения, при бурении трещиноватых пород, высокогорных районах, в районах с многолетнемерзлыми породами. Используется дополнительное оборудование – компрессоры. Выбуриваемая порода выносится в виде пыли.

*Аэрированные растворы* применяют для прохождения зон с аномально низким пластовым давлением. Нельзя проходить зоны аномально высокого пластового давления с выбросом, потому что плотность бурового раствора меньше  $1 \text{ г/см}^3$ .

*Пены* сходны с аэрированными растворами. Для их приготовления используют пенообразователи. Пены более вязкие, могут выносить более крупные частицы выбуриваемой породы в отличие от аэрированных растворов. На таких растворах можно проходить зоны частичного поглощения.

Бурение на *технической воде* является одним из самых дешевых способов проходки. Использование воды в качестве бурового раствора увеличивает скорость бурения в 1.5 раза. Техническая вода не создает фильтрационную корку, имеет низкую плотность.

*Естественные растворы* – растворы на основе выбуриваемых пород. Начинают бурить на технической воде, карбонаты, известняки, которые в процессе бурения попадают в раствор, а затем растворяются, и плотность становится  $1.04-1.2 \text{ г/см}^3$ .

*Глинистые растворы.* Твердой фазой в растворе служат глинистые частицы монтмориллонитовой глины (бентонитовые), которые представляют собой мицеллы. Гидратная оболочка мицелл 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 прохождения опасных зон.

Раствор с добавлением нефтепродуктов, состоит на 12-40% из нефти. *Нефте-эмульсионные растворы* обладают малой вязкостью, фильтрационная корка толстая, высокая плотность. Используется для вскрытия продуктивных пластов, устойчивый при высоких температурах.

*РУО* применяются для вскрытия продуктивных пластов. Жидкая фаза – нефть или отбензиненные нефтепродукты; дисперсная фаза – твердый окисленный битум, который создает на стенках скважины битумную фильтрационную корку, которая легко растворяется нефтью, и скважина дает в 2 раза больше нефти, чем при вскрытии на обычном растворе.

Для регулирования свойств бурового раствора применяются различные добавки. Параметры раствора меняются из-за шлама, поглощения, увеличение температуры, изменения вязкости и многих других факторов. Для регулирования свойств промывочных жидкостей были разработаны специальные добавки.

1. Утяжелители;
2. Загустители;
3. Диспергаторы/дефлокулянты;
4. Агенты для контроля фильтрации;
5. Стабилизаторы глин;
6. Лубриканты, эмульгаторы и ПАВ;
7. Ингибиторы коррозии;
8. Материалы для борьбы с поглощением растворов

В качестве *утяжелителей* используются мелкоразмолотые порошки тяжелых минералов и веществ. Наиболее распространенный утяжелитель – это известняк ( $\text{CaCO}_3$ ), плотность которого равна  $3,6 \text{ г/см}^3$ . Не вызывает износ и истирание инструмента, но сильно увеличивает вязкость бурового раствора.

К механическим свойствам промывочной жидкости относят пластичность, упругость и прочность. *Загустители* предназначены для увеличения вязкости и регулирования тиксотропных свойств буровых растворов.

*Диспергаторы/дефлокулянты* используются при загустевании бурового раствора от коагулирующего воздействия электролитов, от воздействия температур, при использовании утяжелителей или при попадании цемента в промывочную жидкость.

*Регуляторы водоотдачи.* Показатели коркообразующих свойств и фильтрация характеризуют способность промывочной жидкости и ее компонентов проникать в горные породы (пласты) с образованием фильтрационной корки. Фильтрационная корка должна быть малопроницаемой, тонкой и обладать низким сопротивлением сдвигу. Поступление фильтрата в пласт вызывает их дополнительное увлажнение и разупрочнение, что приводит к обвалам и осыпям.

*Стабилизаторы* предназначены для предотвращения набухания глин, что может привести к нарушению проницаемости пласта, для минимизации разрушения глинистых минералов, в результате чего происходит закупорка пор в пласте.

Для снижения коэффициента трения между стенками скважины и бурильным инструментом используются различные *лубриканты*. Смазка способствует снижению крутящего момента, износа оборудования, термического разрушения оборудования и затяжек.

*Ингибиторы коррозии* применяются для предотвращения коррозионного воздействия бурильного инструмента. Возникновение коррозии связано с воздействием различных газов ( $O_2$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$ ), которые попадают в буровой раствор.

Поглощение – это движение промывочной жидкости в пласт через поры, в связи с чем объем раствора снижается в процессе циркуляции.

Поглощение сильно осложняет процесс бурения. Происходит загрязнение раствора шламом, увеличивается время бурения и расходы на пополнение бурового раствора. Наиболее распространенными *наполнителями* являются: измельченное волокно целлюлозы, скорлупа орехов, слюда, измельченная бумага, измельченная древесина кедра.

При бурении жизнедеятельность целлюлозоразлагающих и других видов бактерий приводит к быстрому ухудшению технологических свойств бурового раствора, которые выражаются в повышении показателя фильтрации. При добыче нефти бактерии поступают в систему поддержания пластового давления, в пласт и в систему сбора и подготовки нефти при использовании поверхностных вод. Повышенная зараженность бурового раствора разнообразными группами бактерий приводит к снижению проницаемости пород, закупориванию призабойных зон и к снижению нефтеотдачи. Жизнедеятельность микроорганизмов приводит к резкому увеличению скорости наиболее опасной локальной коррозии оборудования. Доказано, что основную опасность представляют так называемые сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ).

Например, в стерильной среде, содержащей до 500 мг/л сероводорода, скорость коррозии низкая из-за пассивации поверхности, а при заражении СВБ защитная пленка разрушается, и скорость коррозии резко возрастает. Увеличение коррозии обусловлено образованием на поверхности металла колоний микроорганизмов, которые выделяют концентрированный сероводород, усиливают электрохимическую коррозию за счет повышения проводимости между катодными образованиями сульфида железа и анодной

поверхностью металла, а также изолируют поверхность металла от воздействия обычных ингибиторов коррозии. Поэтому целесообразно использовать бактерициды в качестве добавки к буровому раствору.

Амоксициллин – полусинтетический антибиотик широкого спектра действия группы пенициллинов для лечения бактериальных инфекций. Они представляют собой органические соединения, основой которых является 6-аминопенициллановая кислота, которую получают из культур плесневого грибка *Penicillium chrysogenum*.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Википедия [Электронный ресурс]: свободная энциклопедия / текст доступен по лицензии Creative Commons Attribution-ShareAlike ; Wikimedia Foundation, Inc, некоммерческой организации. - Электрон. дан. (1811154 статей, 6917598 страниц, 236740 загруженных файлов). - Wikipedia®, 2001- . - URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Буровой\\_раствор](https://ru.wikipedia.org/wiki/Буровой_раствор) (дата обращения: 14.04.2022). – Загл. с экрана.
- 2 Шахновский, И. М. Происхождение нефтяных углеводородов / И. М. Шахновский. – И: ГЕОС, Москва, 2001. - 72 с.
- 3 Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела. Уч. для ВУЗов / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – И: ООО ДизайнПолиграфСервис, Уфа, 2001. - 544 с.
- 4 Методы и способы добычи нефти – фонтанный и механизированный [Электронный ресурс]: -URL: <https://pronpz.ru/neft/sposoby-dobychi.html> (дата обращения: 11.02.2022). – Загл. с экрана. – Яз. Рус.
- 5 Епихин, А.В. Учебная дисциплина «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» / А. В. Епихин. Уч. пособие, – Томск, 2015. - 51 с.
- 6 Епихин, А.В. Учебная дисциплина «Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин» / А. В. Епихин. Уч. пособие. – Томск, 2013. - 94 с.
- 7 Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Вадецкий. Учебник для нач. проф. образования. – М.: Академия, 2003. - 352 с.
- 8 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.
- 9 Кузьмина, Р.И Химические реагенты бурения нефтяных и газовых скважин / Р.И. Кузьмина, С.В. Малышев. – Саратов: СГУ, 2008. – 27 с.
- 10 Ермолаева, Л. В. Буровые растворы / Л.В. Ермолаева. Уч. пособие. – Самара, 2010. - 60 с.
- 11 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.

- 12 Жуховицкий, С. Ю. Промывочные жидкости в бурении / С. Ю. Жуховицкий. – М: Недра, 1976. - 200 с.
- 13 Овчинников, В. П. Буровые промывочные жидкости / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова. Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. - 309 с.
- 14 Уляшева, Н. М. Технология буровых жидкостей / Н. М. Уляшева. Учеб. пособие в 2 частях, ч. 1. – Ухта: УГТУ, 2008. - 164 с.
- 15 Уляшева, Н. М. Разработка технологических регламентов буровых растворов / Н. М. Уляшева, Н. Г. Деминская, М. А. Михеев. Ухта: УГТУ, 2010. - 66 с.
- 16 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.
- 17 Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли. Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. - 509 с.
- 18 Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – И: Издательство Летопись, 2005. - 664 с.
- 19 Добросмыслова, А. С. Книга инженера по растворам / А. С. Добросмыслова. – Москва: Библиотека сибирской сервисной компании; Гарусс, 2006. — 227 с.
- 20 Кудайкулова, Г. А. Буровые глинистые растворы / Г. А. Кудайкулова. Учебное пособие. – Алматы: КазНТУ, 2003. - 137 с.
- 21 Виды буровых растворов [Электронный ресурс]: -URL: [https://studwood.net/1644254/tovarovedenie/vidy\\_burovyh\\_rastvorov](https://studwood.net/1644254/tovarovedenie/vidy_burovyh_rastvorov) (дата обращения: 17.02.2022). – Загл. с экрана. – Яз. Рус.
- 22 Газообразные агенты [Электронный ресурс]: -URL: <https://studopedia.org/10-122280.html> (дата обращения: 17.02.2022). – Загл. с экрана. – Яз. Рус.
- 23 Агзамов, Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов / Ф. А. Агзамов, Б. С. Измухамбетов, Э. Ф. Токунова. Учебное пособие 2011- 245 с..
- 24 Зварыгин, В. И. Тампонажные смеси / В. И. Зварыгин. Уч. пособие. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. - 216 с.

- 25 Басарыгин, Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Булатов А.И. Проселков Ю.М. – М.: Недра, 2000. - 680с.
- 26 Гамзатов, С. М. Применение вяжущих веществ в нефтяных и газовых скважинах / С. М. Гамзатов. – М.: Недра, 1985. - 184 с.
- 27 Доронов, И.П. «Бурение скважин в пластичных глинах на прибрежной площади» / И.П. Доронов – М.: Нефтяное хозяйство, 2004,-№1,- 52 с.
- 28 Mi Swaco, Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов / Mi Swaco, 2009. - 310 с.
- 29 Рябченко, В. И. Управление свойствами буровых растворов / В. И. Рябченко. –Москва: Недра, 1990. - 230 с.
- 30 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.
- 31 Зозуля, В.П. Обеспечение устойчивости ствола и герметизация зако-лонного пространства глубоких скважин в глинодержащих породах / В.П. Зозуля. – Тюмень.: Дис. на соиск. уч. степ, д-ра техн. наук, 2002. - 301 с.
- 32 Зозуля, В.П., Студенский М.Н. Исследование разупрочнения стенок скважин в глинодержащих породах / В.П. Зозуля. – Альметьевск.: Нефтяной институт, 2001. - 250 с.
- 33 Андресон, Р.К., Байков У.М., Пропадушая А.А. Проблема защиты химических реагентов, применяемых в бурении от биоразрушений / Р.К. Андерсон. – Уфа.: Нефтяной институт, 1981. -131 с.
- 34 Википедия [Электронный ресурс]: свободная энциклопедия / текст доступен по лицензии Creative Commons Attribution-ShareAlike ; Wikimedia Foundation, Inc, некоммерческой организации. - Электрон. дан. (1811154 статей, 6917598 страниц, 236740 загруженных файлов). - Wikipedia®, 2001- . - URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Амоксициллин> (дата обращения: 14.04.2022). – Загл. с экрана.