

**НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНА  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ**

---

---

*На правах рукописи*

**БИСЕНОВА МИУА АЛЛАБЕРДЫЕВНА**

**РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ  
БАКТЕРИЦИД – ИНГИБИТОРОВ НА ОСНОВЕ  
ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИЧИН И СТЕПЕНИ ЗАРАЖЕННОСТИ  
ЗАЛЕЖИ МИКРООРГАНИЗМАМИ НА ПРИМЕРЕ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕТЫБАЙ**

2525.01 – Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

диссертации на соискание учёной степени  
доктора философии по техническим наукам

**БАКУ – 2016**

Работа выполнена в Научно-исследовательском и проектном институте «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики

**Научный руководитель:** член-корреспондент НАНА,  
доктор технических наук, проф.  
**Сулейманов Багир Алекпер оглы**

**Официальные оппоненты:** доктор технических наук  
**Мусаев Рузи Абдурахман оглы**  
доктор философии по химии  
**Мурсалов Низами Ибрагим оглы**

**Ведущая организация:** НИИ «Геотехнологические  
проблемы нефти, газа и химия»

Защита диссертации состоится «\_\_» июня 2016 г. в 14<sup>00</sup> на заседании Диссертационного Совета D.01.081 при Институте Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

Адрес: AZ1143, г. Баку, Азербайджан, пр. Г. Джавида 119  
Факс: (+99412) 537 22 85  
E-mail: gia@azdata.net

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Института Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

Автореферат разослан «\_\_» мая 2016 г.

**Ученый секретарь**  
**Диссертационного Совета D.01.081,**  
**доктор философии по**  
**техническим наукам**

 **Мирзоева Д.Р.**

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Подземное и наземное оборудование нефтяных промыслов постоянно контактирует с гетерогенными системами эмульсионного типа, или с системой несмешивающихся жидкостей на границе раздела фаз.

При этом основным источником коррозионной агрессивности системы добыча-транспорт-хранение нефти являются минерализованные нагнетаемые, сточные, попутно добываемые воды, содержащие  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ -ионы, кислые газы -  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ , деполяризатор -  $\text{O}_2$ , различные виды микроорганизмов.

Известно, что нефти месторождений Западного Казахстана Узень, Карамандыбас, Жетыбай содержат достаточно высокое количество коррозионно-активные газы  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ , что катастрофически усиливает коррозионные процессы питтингового характера. В оборудовании появляются сквозные повреждения, приводящие к частым авариям и ухудшению экологической обстановки. Вместе с тем, большие проблемы возникают в нефтедобывающих скважинах, в частности в местах резьбовых соединений НКТ, что приводит к обрыву и полету труб.

Таким образом, разработка новых бактерицид-ингибиторов и смазочных материалов, обладающих комплексом полезных свойств является весьма актуальной задачей.

**Цель работы** - разработка и применение новых бактерицид-ингибиторов и смазочных материалов с целью предотвращения коррозии нефтепромыслового оборудования на основе исследования причин и степени зараженности месторождения микроорганизмами.

### **Основные задачи исследования**

- разработать композиционный состав для защиты подземного и наземного оборудования месторождения Жетыбай;
- разработать состав для регулирования вязкостных показателей нефти месторождения Жетыбай на базе Казахстанского сырья;
- разработать герметизирующую композицию для защиты резьбовых соединений от сероводородной коррозии.

### **Методы решения поставленных задач**

Поставленные задачи решались путем применения экспериментальных и промысловых исследований.

### **Научная новизна**

- разработаны эффективные составы для защиты подземного и наземного оборудования месторождения Жетыбай от коррозии;

- на базе Казахстанского сырья разработана добавка для регулирования реологических свойств нефти месторождения Жетыбай, обладающая высокими ингибирующими и бактерицидными свойствами.
- разработана герметизирующая композиция для резьбовых соединений, которая в комплексе с бактерицид - ингибиторным методом повышает эффективность их защиты от сероводородной коррозии.

### **Защищаемые положения**

1. Бактерицид-ингибитор комплексного действия (Нефтегаз-2013) для защиты газлифтных трубопроводов от коррозии;
2. Добавка для регулирования реологических свойств нефти месторождения Жетыбай;
3. Герметизирующая композиция для защиты резьбовых соединений от сероводородной коррозии.

### **Практическая значимость результатов работы**

Получены значения скоростей коррозии стали марки Ст.20 непосредственно в нагнетательной и добывающей скважинах.

Найдены компоненты, позволяющие получить композиционные составы, эффективно решающие проблемы с микробиологической коррозией нефтепромыслового оборудования месторождения Жетыбай. Бактерицид-ингибитор «Нефтегаз-2013» успешно прошел опытно-промышленное испытание в системе газопровода месторождения «Нефт Дашлары», где коррозия протекает аналогично месторождению Жетыбай по сероводородному механизму. «Нефтегаз-2013» оказался высокоэффективным ингибитором питтинговой коррозии. На «Нефтегаз-2013» подана заявка на получение патента Азербайджанской Республики «Бактерицид-ингибитор комплексного действия для защиты газлифтных трубопроводов от коррозии». На смазочный материал «Герметизирующая композиция для резьбовых соединений» получено Заключение о выдаче патента на изобретение Республики Казахстан.

### **Апробация работы**

Материалы диссертации докладывались и обсуждались на:

- Международной научно-практической конференции «Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии», г. Алматы, КБТУ, 2012г.;
- Международной научно-практической конференции «Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов» г. Речица, БелНИПИнефть, 2012г.;
- II Международной научно-практической конференции «Новые

технологии в добыче нефти» г. Баку, НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, 2013г.;  
- IV Международном научном симпозиуме «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», г. Москва, ОАО "ВНИИнефть", 2013г.

### **Публикации**

По материалам диссертации опубликовано 13 трудов, из которых 7 статей, 4 тезиса, 2 заявки на получение патента.

### **Структура и объём работы**

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, списка литературы, включающего 146 наименований и 3 приложений. Работа изложена на 190 страницах, содержит 44 таблицы и 27 рисунков.

## **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы цель, основные задачи и указана ее практическая ценность.

**В первой главе** диссертации дан литературный обзор, в частности рассмотрены специфика протекания коррозионных процессов в двухфазных средах «углеводород-вода» как эмульсионного типа, так и на границе раздела фаз, отмечено влияние природы, молекулярного веса нефтяной фазы в условиях сероводородной и углекислотной коррозии.

Рассмотрено большое количество источников о причинах микробиологической коррозии, приведены механизмы протекания реакций, приводящих к образованию высоко-агрессивного коррозионного агента сульфидов, которые являются основным источником образования гальванической пары Fe/FeS.

Отмечено влияние внешних факторов среды (температура, состав и степень минерализации вод, обводненность, давление, скорость потока) на интенсивность процесса протекания сульфатредукции.

При многочисленных методах борьбы с сероводородной коррозией показано преимущество бактерицид-ингибиторного способа, особенно азотсодержащими соединениями, защитное действие которых усиливается в присутствии сероводорода (синергизм).

Показано преимущество разработки композиционных составов, обладающих комплексом свойств. Преимущество разработки бактерицид-ингибиторов на основе товарных доступных по цене продуктов позволяет добиться необходимых технологических, физико-химических свойств и больших экономических преимуществ при внедрении.

**Во второй главе** исследованы причины и степень заражения микроорганизмами продукции скважин и коррозионное состояние оборудования нефтегазодобывающего месторождения Жетыбай (м. Жетыбай).

Крупное многопластовое нефтегазовое м. Жетыбай было открыто в 1961г., в промышленную эксплуатацию вступило в 1969г.

Месторождение расположено в западной части полуострова Мангышлак на территории Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан.

На м. Жетыбай в промышленной разработке находятся 11 эксплуатационных объектов - Ю-2+3, Ю-4, Ю-5аб, Ю-5в+6, Ю-7, Ю-8, Ю-9, Ю-10, Ю-11, Ю-12, Ю-13. На сегодняшний день основные разрабатываемые объекты м. Жетыбай находятся на различных стадиях разработки: объекты Ю-5в+6, Ю-9 – на начальной стадии, Ю-5аб, Ю-8, Ю-10 – на промежуточной, Ю-12 и Ю-13 – на поздней. Первый промышленный приток нефти получен в 1961г. с XII среднеюрского горизонта. С 1967 по 1969 гг. месторождение находилось в пробной эксплуатации. Массовое разбуривание началось в 1970г. с XII горизонта.

Как показал анализ физико-химических свойств дегазированной нефти по горизонтам, добытой в начале эксплуатации, нефть м. Жетыбай содержит высокое количество парафиновых углеводородов в пределах 18,6-24,2%, обуславливающих застывание при температурах +28÷34°С и до 15-17% асфальто-смолистых веществ. Содержание серы в нефти незначительное и в среднем составляет 0,2% масс.

В начальной стадии разработки м. Жетыбай анализ проб растворенного газа по глубинным пластам выявил наличие незначительного количества углекислого газа 1,19% мол. (Ю-12, Ю-13) во многих случаях обнаружены следы. Наличие H<sub>2</sub>S не обнаружено.

Сопутствующие пластовые воды при добычи нефти м. Жетыбай на начальной стадии разработки характеризуются как высокоминерализованные рассолы с минерализацией 134-161г/дм<sup>3</sup>, преобладает катион Ca<sup>2+</sup> 9,7- 12,2г/дм<sup>3</sup>, высокое содержание Cl-иона 83,3-98,4г/дм<sup>3</sup>. Сульфат-ионы колеблются в диапазоне 4,9-37,9мг/дм<sup>3</sup>. В начальной стадии разработки м. Жетыбай пластовая вода была хлоркальциевого типа с низким содержанием сульфатов, присутствие СВБ и сероводорода не обнаружено.

Освоение системы ППД на м. Жетыбай началось в 1973г. На начальном этапе реализации заводнения для нагнетания в пласт использовались морская и сточная воды, в 2007г. добавилась низкоминерализованная вода.

зованная альбсеноманская вода. Несмотря на переход разработки м. Жетыбай на систему заводнения, первые годы эксплуатируемое оборудование не подвергалось заметному коррозионному разрушению. В последующие годы с ростом объема закачки воды в пласт, наблюдается постепенное скопление микроорганизмов. Особенно благоприятным условием для их жизнедеятельности является призабойная зона нагнетательных скважин.

Закачиваемая морская вода м. Жетыбай подается по магистральному трубопроводу Актау-Узень, практически является смесью стоков сбрасываемых промышленными предприятиями г. Актау МЭК, АТЗ, ЗПМ, ТЭЦ, промливневая канализация.

Однако, морская вода Каспийского моря отличается тем, что катионов меди ( $\text{Cu}^{2+}$ ) значительно меньше, анион фтора ( $\text{F}^-$ ) отсутствует, а механические примеси, нефтепродукты и количество СБВ значительно меньше, чем в составе сбрасываемой промышленными предприятиями г. Актау морской воды.

В сбрасываемых водах АТЗ по содержанию основных компонентов: хлора, сульфата, гидрокарбоната, кальция, магния мало отличаются от воды Каспийского моря. Однако, содержание меди в четыре раза, аммония, нитритов в два раза выше, чем в исходной морской воде, а нитратов больше в несколько раз. Воды содержат микрофлору, характерную для морской воды: СБВ, УОБ, ДБ, ТБ.

Воды, сбрасываемые ТЭЦ – это морская вода, используемая для охлаждения, с завышенным содержанием меди в 10 раз, нефтепродуктов в 2 раза. Обнаружены СБВ, УОБ, ДБ и ТБ.

Сбросные воды ЗПД по содержанию основных компонентов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$  близки к морской воде, имеют завышенные содержания ионов  $\text{Ca}^{2+}$  (410-738мг/дм<sup>3</sup>),  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  (3726-3924мг/дм<sup>3</sup>) по сравнению с другими промышленными стоками. Содержание нефтепродуктов, меди, аммония, нитратов в 2 раза больше, присутствуют микроорганизмы - СБВ, УОБ, ДНБ.

Вода промливневой канализации по компонентному составу отличается низким содержанием  $\text{Cl}^-$  -иона, значительным количеством катиона  $\text{Cu}^{2+}$  0,02-0,06мг/дм<sup>3</sup> и высоким насыщением  $\text{O}_2$ .

Во всех сбрасываемых водах для закачки в пласт содержится ион  $\text{F}^-$ , который является коррозионно-агрессивным агентом металла и известен как один из сильных окислителей.

Смесь стоков, хотя и близка по составу к воде Каспийского мо-

ря, однако содержит некоторые нехарактерные для морской воды компоненты, которые могут проявлять специфические свойства, присутствие этих компонентов может негативно влиять на эффективность закачиваемых реагентов, возможно, вследствие несовместимости проявлять отрицательный эффект.

Наличие в электролите разнородных металлов может привести к контактной коррозии, достаточно присутствия следов катиона благородного металла  $\text{Cu}^{2+}$ , и вследствие образования гальванической пары, стальное оборудование будет подвергнуто к локальной коррозии.

В промышленных стоках количество СВБ на два порядка выше, а механических примесей в среднем в 15 раз больше. Наличие СВБ приводит к локальной коррозии за счет создания под слоем осадка продуктов коррозии, оптимальных условий для развития СВБ. Вследствие этого, возможно образование пары дифференциальной аэрации, и осадок сульфида железа, под которым расположены СВБ, действует в качестве эффективного экрана. При этом металл под осадком является анодом, а поверхность, расположенная рядом, катодом. Коррозионные процессы усиливаются в несколько раз.

Существенным фактором, способствующим стимуляции сульфатредукции, это закачка холодной морской воды. Температура пласта с  $60-80^{\circ}\text{C}$  в призабойной зоне нагнетательных скважин снижается до  $32-36^{\circ}\text{C}$ . Проведенные лабораторные опыты с культурами показали, что активное развитие СВБ протекает именно в интервале температур  $20-40^{\circ}\text{C}$ .

Все перечисленные факторы способствовали формированию в юрских продуктивных горизонтах м. Жетыбай активного биоценоза СВБ. Появление биогенного сероводорода в добываемой продукции м. Жетыбай существенно осложнило эксплуатацию, ужесточилась коррозионная ситуация промыслового оборудования.

Изучение закономерности развития процесса сульфатредукции, осуществления контроля за изменением содержания сероводорода и СВБ в добываемой продукции м. Жетыбай началось в 1979г. с целью выявления наиболее активных зон.

По истечению 18 лет, как показали химические и микробиологические анализы вод нагнетательных скважин количество  $\text{H}_2\text{S}$  и микроорганизмов значительно возросло. Химические и микробиологические анализы вод нагнетательных скважин м. Жетыбай за 1997г. свидетельствуют о высоком содержании в воде сероводорода, количество которо-



го достигает  $402,8 \text{ мг/дм}^3$ , при этом количество микроорганизмов: УОБ достигает до  $10^3 \text{ кл/мл}$ , ТБ -  $10^2 \text{ кл/мл}$ , ДНБ -  $10^6 \text{ кл/мл}$ . Также, выявлено значительное количество сульфат-ионов, которые являются одним из основных источников для развития жизнедеятельности СВБ.

Сероводородной коррозии подвергаются не только подземные оборудования нефтепромыслов м. Жетыбай, но и наземные, это водоводы утилизации сточных вод, трубы, транспортирующие нефть.

Отмечены случаи, когда срок службы водоводов сточной воды до первого порыва составил всего 3-6 месяцев. Большая часть порывов происходила по сварным швам. Это связано со снижением коррозионной стойкости металла в зоне сварного шва, с наличием остаточных напряжений, характер коррозии - питтинговой.

Визуальный осмотр точек прорыва нефтепроводов, а также, полученные гравиметрическим методом результаты скорости коррозии металлических образцов показали, что разрушения располагаются, в основном, по нижней образующей трубы в виде язв или отдельных продольных канавок.

Проведенный КазНИПнефть анализ закачиваемых и добываемых вод м. Жетыбай, позволил разделить условия эксплуатации нефтепромыслового оборудования по зонам коррозионной агрессивности в зависимости от технологических сред.

Первая зона – оборудования, контактирующие с морской (холодной и подогретой) водой, содержащей кислород, углекислый газ и обильную микрофлору. К этой зоне относятся магистральные водоводы, насосное и резервуарное хозяйство и т.д. Механизм коррозионного процесса в этом случае имеет смешанный характер с кислородно-сероводородной деполяризацией.

Вторая зона – оборудования, контактирующие со сточными промышленными водами, содержащими значительное количество  $\text{O}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , СВБ. Это магистральные нагнетательные водоводы, нагнетательные скважины, насосное и резервуарное хозяйство. В этом случае имеет место сероводородная коррозия, механизм процесса, как с водородной, так и с кислородной деполяризацией.

Третья зона – оборудования установок погрузного горения с углекислотной коррозией.

Четвертая зона – сборные нефтяные коллектора, нефтяные резервуары и т.д., где протекают процессы расслоения водонефтяной эмульсии и идет интенсивная локальная сероводородная коррозия.

Добывающие и нагнетательные скважины месторождения по интенсивности общей и локальной коррозии могут быть квалифицированы как скважины, эксплуатирующиеся в среде с высокой коррозионной активностью.

Для эффективной борьбы от сероводородной коррозии нефтегазового промышленного оборудования м. Жетыбай необходим комплексный подход, способствующий решить задачу бесперебойной эксплуатации действующего оборудования. С этой целью необходимо, прежде всего, разработать высокоэффективный бактерицид-ингибитор, так как им доступны все узлы технологических линий. Преимущество внедрения данного метода в том, что не требуется замена оборудования, они могут одновременно обладать и другими свойствами, например, являться также ингибиторами солеотложения, оказывать влияние на структуру нефти, улучшая их реологические свойства, увеличивать нефтеотдачу и т.д.

Известно, что одним из слабых мест труб – это их резьбовые соединения, стыки и сварки, т.е. необходимы специальные смазочные, уплотнительные материалы, обеспечивающие герметичность, отсутствие коррозии и способность легко свинчиваться и завинчиваться.

Учитывая дальнейшее усиление фактора обводненности скважин м. Жетыбай и тенденцию перехода на позднюю стадию разработки, необходимо проводить исследования по улучшению реологических свойств нефти для облегчения процессов добычи, транспорта, сбора и подготовки.

Решение перечисленных задач позволит улучшить коррозионную ситуацию на м. Жетыбай, тем самым исключить прямые и косвенные потери металла, сырья, времени на ремонты и ликвидации аварий, способствуя резкому улучшению экономического и экологического климата на м. Жетыбай Республики Казахстан.

Исследование микробиологической и коррозионной агрессивности сред м. Жетыбай проводилось визуальным, гравиметрическим и электрохимическим методами с целью определения характера и скорости коррозии стали марки Сталь 20 (Ст.20) в водах нагнетательных и добывающих скважин.

Как известно, водная среда является непременным условием жизнедеятельности микрофлоры и поэтому для исследований выбраны добывающие скважины ЦДНГ-1 и ЦДНГ-2 с различными природными водами.

Для проведения исследований по определению коррозионной

агрессивности водных сред скважин с различной обводненностью были отобраны пробы водонефтяной эмульсии на устье, и после отделения нефтяной фазы приступили к проведению анализов и определению характера и скорости коррозии стали марки Ст.20.

Результаты химического и микробиологического анализов показали, что во всех пробах присутствуют  $H_2S$  и катионы железа и все три вида микроорганизмов СВБ, УОБ и ТБ. Особенно большое число клеток ТБ и СВБ находятся в призабойной зоне, затем в сильно обводненных скважин 70% и 85%. Наименьшее количество микроорганизмов в воде скважины с обводненностью до 10%.

Исследования скорости коррозии стали марки Ст.20 в водных средах продукции нагнетательных и различной обводненностью добывающих скважин м. Жетыбай после 24 часов экспозиции при температуре  $25^{\circ}C$  показывают, что образцы Ст.20 подвергаются наибольшей скорости коррозии в морской воде 0,422мм/год. Скорость коррозии в среде альбсеноманской воды равна 0,360мм/год, в попутно-добываемой воде 0,283мм/год.

Это обусловлено большей растворимостью кислорода в слабоминерализованных морской и альбсеноманской водах. Оборудование, контактирующие с морской и альбсеноманской водами, содержащими избыток кислорода, углекислого газа и обильную микрофлору интенсивнее подвергаются коррозионному повреждению. В попутно-добываемых водах скважин скорость коррозии колеблется от 0,177мм/год до 0,497мм/год.

Об изменении бактериальной обстановки в нефтяных пластах можно судить и по изменению физико-химического состава сточных вод. В начале разработки сточная вода соответствовала минерализации 140-180г/дм<sup>3</sup> с низким содержанием сульфат - иона до 48,6мг/дм<sup>3</sup> и гидрокарбонатов 100мг/дм<sup>3</sup>. По мере закачки морской и альбсеноманской вод и продвижении их к забоям добывающих скважин минерализация сточной воды снижается.

Минерализация среды выше 100г/дм<sup>3</sup> существенно влияет на жизнедеятельность СВБ. Пластовые рассолы оказывают отрицательное влияние на развитие СВБ не только вследствие высокой величины общей минерализации, но также в результате ее компонентного состава. Катионы металла, вступая во взаимодействие с белковыми молекулами, нарушают процесс жизнедеятельности бактерий. Вредное лизирующее воздействие на микроорганизмы оказывают и анионы. СВБ не развиваются в водах, где катионный коэффициент пластовой воды больше 0,4.

Сточные воды м. Жетыбай хлоркальциевого типа имеют плотность 1,055-1,058г/см<sup>3</sup>, минерализацию 80-85г/дм<sup>3</sup>, значение катионного коэффициента вод меньше 0,4, соответственно среда обитания бактерии благоприятная для развития и может привести к дальнейшему росту численности СВБ в пласте и агрессивного сероводорода.

Проведенные исследования нагнетаемых на м. Жетыбай морской и альбсеноманской вод позволили установить, что использование для заводнения пресных вод значение катионного коэффициента значительно меньше 0,40 приводит к дальнейшему росту численности СВБ в пласте и связанных с этим негативных последствий.

В реальных условиях стальное оборудование добывающих скважин м. Жетыбай соприкасается с гетерогенной эмульсионной средой «нефть -пластовая вода».

Для проведения коррозионных испытаний стали марки Ст.20 в лабораторных условиях были приготовлены водонефтяные эмульсии с обводненностью 10%, 50% и 90%, путем смешивания сточной воды с товарной нефтью м. Жетыбай. Однородность эмульсионных сред различной обводненностью достигалась с помощью механического перемешивающего устройства при температурах 40-60°C в течение суток.

Результаты коррозионных испытаний образцов стали марки Ст.20 в водонефтяных эмульсиях, а также в сточной воде и нефти при температурах 40°C, 50°C и 60°C, полученных гравиметрическим методом согласно ГОСТу 9.506-87 показали, что скорость общей коррозии стали в сточной воде при 60°C имеет наибольшее значение 6,777мм/год. При увеличении температуры на каждые 10°C от 40°C до 60°C, скорость коррозии увеличивается в 2,5-3 раза. В отличие от сточной воды, в водоэмульсионных двухфазных средах «нефть - сточная вода» резко меняется зависимость скорости коррозии от температуры независимо от содержания нефти во всех трех случаях с обводненностями 10%, 50%, 90%, пик скорости коррозии наблюдается при 50°C.

Коррозионные процессы при 60°C затухают, характер коррозии при этом - питтинговый с многочисленными точечными поражениями.

В случае с чистой товарной нефтью скорость коррозии во много раз ниже, чем в сточной воде и водонефтяных эмульсиях, причем повышение температуры приводит к снижению скорости коррозии от 0,034мм/год при 40°C до 0,018мм/год при 60°C, что связано с уменьшением растворимости агрессивных газов (O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) с повышением температуры.

Отрицательную роль нефть может оказывать при изменении характера движения потока «сточная вода – нефть» от турбулентного к ламинарному, когда эмульсия разбивается и расслаивается на две фазы. Проведенные в лабораторных условиях исследования коррозионной агрессивности стали марки Ст.20 в нагнетательных, добывающих и транспортируемых средах м. Жетыбай не могут дать окончательного исчерпывающего ответа о коррозионном состоянии и долговечности эксплуатируемого нефтепромыслового оборудования.

Наиболее достоверным методом коррозионных испытаний являются натурные, т.е. испытания металла непосредственно в эксплуатационных условиях. С этой целью были проведены коррозионные испытания стали непосредственно на устьях нагнетательной и добывающей скважин м. Жетыбай. Для чего была изготовлена установка, позволяющая установить образцы – свидетели непосредственно на устья нагнетательных и добывающих скважин.

Для проведения опытно - промышленного испытания непосредственно в условиях эксплуатации образцы - свидетели приваривались с помощью установки на устье нагнетательной скважины №2273 и добывающей скважины №3128. Испытания проводились в течении 15 суток, через 4, 8, 15 суток снимали по 3 стальных образца.

Образцы обрабатывали согласно ГОСТ 9.506-87 и определяли скорость, а также характер коррозии. Скорость коррозии в условиях эксплуатации нагнетательной скважины в 4-7 раз больше, чем в добывающей, причем на 15 сутки на поверхности образцов-свидетелей появлялись точечные повреждения (питтинги). Скорость питтинговой коррозии на 15 сутки составила 0,17мм/год, что соответствует пониженной стойкости.

Промысловые испытания образцов – свидетелей непосредственно в нагнетательной и добывающей скважинах м. Жетыбай свидетельствуют о сероводородной коррозии биогенного характера с образованием гальванической пары Fe/FeS, приводящей к питтинговым поражениям, которые за короткое время превращаются в язвы и дальше нарушается целостность оборудования, что сопряжено с большими экономическими и экологическими потерями.

**В третьей главе** приведены результаты разработок эффективных бактерицид-ингибиторов композиционного характера от сероводородной коррозии нефтегазодобывающего оборудования, способных также влиять на реологические свойства нефти м. Жетыбай.

С целью разработки эффективного бактерицид-ингибитора были использованы соединения, содержащие функциональные группы. Это карбамид, моноэтаноламин, полифосфат натрия, соапсток, асидол и бактерицид-ингибитор комплексного действия серии «Нефтегаз».

Особое внимание было уделено производству нефтеперерабатывающих заводов Казахстана, которые выпускают широкий ассортимент продукции, такие как керосиногазойлевая фракция, нефтепродукт, производимый в ТОО Атырауский НПЗ.

Известно, что в жироперерабатывающей промышленности Республики Казахстан в результате рафинирования масел и жиров образуется соапсток.

Используя гравиметрический метод исследования, выбранные компоненты, а также композиционный состав были испытаны в смешанной пластовой воде скважин м. Жетыбай. Испытания проводились на стали марки Ст.20, поверхность которых подготавливали согласно ГОСТ 9.506-87 и устанавливали в ячейку с устройством, где жидкость периодически перемешивалась.

После многочисленных исследований было найдено оптимальное соотношение компонентов, при котором они взаимно усиливали ингибирующий эффект композиционного состава.

Ниже приведено соотношение компонентов композиционного состава:

	% масс.
Соапсток	3,85
Асидол	39,37
Моноэтаноламин	31,50
Карбамид	7,87
Полифосфат натрия	1,57
Керосиногазойлевая фракция	15,75

Разработанный композиционный состав обладает высоким ингибирующим эффектом ( $Z=95\%$ ) при концентрации 250мг/л для стали марки Ст.20 в смешанной пластовой воде скважин м. Жетыбай.

Для количественной оценки взаимовлияния компонентов, составляющих композиционный состав, был проведен расчет коэффициента торможения коррозии (аддитивность).

Расчеты показали степень торможения коррозии стали марки Ст.20 в присутствии компонентов значительно отличается от данных полученных в присутствии композиционного состава, который в 19,8

раз больше тормозит коррозию, при этом ингибирующий эффект составляет 95%. Расчеты также показали имеет место усиливающее действие компонентов.

Как уже отмечалось, ингибиторы комплексного действия серии «Нефтегаз», обладают одновременно ингибирующими и бактерицидными свойствами, потому представляет интерес использовать его как один из компонентов для разработки бактерицид-ингибитора в условиях эксплуатации нефтяного м. Жетыбай.

Как показали результаты гравиметрического анализа, бактерицид-ингибитор серии «Нефтегаз» в коррозионно-агрессивной среде смешанных пластовых вод нагнетательных и добывающих скважин м. Жетыбай оказался эффективным реагентом, при этом расход составляет 0,5-1г/л. Положительные свойства данного реагента - способность не образовывать осадки со средой, не эмульгировать, легко распределяться в двухфазной среде, диспергируясь гидрофильной частью в воде.

Бактерицид-ингибитор серии «Нефтегаз» можно рекомендовать как средство защиты нефтепромыслового оборудования эксплуатируемого на м. Жетыбай, но с некоторыми доработками, так как он рассматривается как один из компонентов для разработки нового композиционного состава. С целью значительного улучшения ингибирующих и бактерицидных свойств, при значительно меньших расходах были использованы дистиллят нефтяных кислот и керосиногазойлевая фракция, а также бихромат калия, при этом были найдены такие соотношения, при которых наблюдалось резкое усиление ингибирующих и бактерицидных свойств. Данный состав условно названный «Нефтегаз-2013» был исследован на ингибирующие и бактерицидные свойства, а также его составляющие в смешанной пластовой воде м. Жетыбай.

Защитные свойства отдельных компонентов и смеси в виде композиционного состава позволяют с уверенностью утверждать, что реагент «Нефтегаз» и дистиллят нефтяной кислоты с керосиногазойлевой фракцией образуют смесь, где имеет место эффект синергизма, при этом значительно усиливаются ингибирующие (99,7% при 166мг/л) и бактерицидные свойства (100% при 166мг/л).

Хотя сам реагент «Нефтегаз» обладает удовлетворительным ингибирующим (80%) и высоким бактерицидным свойствами, однако расход составил 1г/л, что экономически не выгодно. Выбранные компоненты-дистиллят нефтяной кислоты и керосиногазойлевая фрак-

ция способствуют улучшению ингибирующей эффективности и физико-химических свойств бактерицид-ингибитора «Нефтегаз» при этом расход его значительно снижается, уже при 150мг/л ингибирующий эффект составил 73%, бактерицидный 100%. При этом, следует отметить, что керосиногазойлевая фракция является разбавителем, не обладает ингибирующим свойством (1,8%) и является слабым бактерицидом (30%), кроме того дистиллят нафтеновой кислоты также не является не бактерицидом, не ингибитором (1,7% и 3,2%). Если их рассматривать как разбавители и усилители действия композиций «Нефтегаз-2013», то действующая часть составит треть всего композиционного состава -50мг/л (при 150мг/л), 83мг/л (при 250мг/л), 166мг/л (при 500мг/л).

Полученная многокомпонентная композиция оказалась одновременно высокоэффективным ингибитором коррозии и бактерицидом (оптимальная концентрация составила 250(83)мг/л при этом защитный эффект  $Z=92\%$ , бактерицидный эффект - 100%).

Рекомендуемый для защиты от сероводородной коррозии подземного и наземного стального оборудования в условиях эксплуатации м. Жетыбай бактерицид-ингибитор «Нефтегаз-2013» прошел промышленные испытания на м. «Нефт Дашлары» близкому по составу вод, количеству сероводорода и степени зараженности к м. Жетыбай.

Находящийся в эксплуатации газопровод м. «Нефт Дашлары» протяженностью 100км более 20 лет подвергается сероводородной коррозии. За 2012г. по причине сульфидного растрескивания (наводороживания) вследствие прорывов, сквозных повреждений количество аварий достигло до 78 случаев, при этом потеря газа составило 79500м<sup>3</sup>.

Химический и микробиологический анализы транспортируемого газа и водного конденсата свидетельствуют о наличии сероводорода и микроорганизмов (СВБ, FeБ, УОБ, ТБ). Количество сероводорода в транспортируемом газе во всех пробах из различных газовых линий газопровода м. «Нефт Дашлары» колеблется от 0,003 до 0,013%. Содержание сероводорода в водном конденсате составило до 34мг/л, рН-5, обнаружены четыре вида микроорганизмов, особенно высокое содержание СВБ – 10<sup>4</sup>кл/мл и FeБ - 10<sup>5</sup>кл/мл.

Самым коррозионно-агрессивным участком оказалась линия трубопровода между площадками №203 и №1773, где общее давление составляет 30атм. в отличие от других участков. Чем выше давление в общей линии, тем больше парциальное давление H<sub>2</sub>S, тем сильнее



проявляется процесс сульфидного растрескивания трубы. Практика показала, что наибольшее количество сквозных повреждений наблюдается именно на этом участке. Установленные стальные образцы-свидетели свидетельствуют о высокой степени защитной способности реагента «Нефтегаз-2013», особенно от питтинговой (локальной) коррозии. От общей коррозии в среднем степень защиты  $Z=91\%$ , питтинговая коррозия за 900 часов отсутствует, т.е. 100% защита при обеих концентрациях.

За время подачи в газопровод реагента «Нефтегаз-2013» в течение 900 часов осложнений в виде осадков, пенообразования со средой трубопровода не наблюдалось, кроме того, аварии и утечек газа не зафиксировано.

В настоящее время бактерицид-ингибитор «Нефтегаз-2013» успешно внедряется с целью эффективной защиты внутренней поверхности газопровода на м. «Нефт Дашлары».

Реагент «Нефтегаз-2013» может с успехом использоваться на эксплуатируемых объектах, содержащих сероводород и микроорганизмы.

С учетом проведенных лабораторных исследований эффективности «Нефтегаз-2013» в технологических средах скважин нефтедобывающего м. Жетыбай и промысловых испытаний на газовых линиях м. «Нефт Дашлары» можно с уверенностью рекомендовать его для испытаний непосредственно на объектах различных технологических линий от микробиологической коррозии стального промышленного оборудования нефтяных месторождений Мангистауской области Казахстана.

Акт промышленного испытания бактерицид-ингибитора «Нефтегаз-2013» на магистральном газопроводе м. «Нефт Дашлары» прилагается.

Одно из требований, предъявляемых к ингибиторам - это близость их к объектам использования, с этой целью разработка бактерицид-ингибитора на базе местного и легко доступного сырья позволит разрешить проблемы борьбы с сероводородной коррозией нефтегазопромышленного оборудования м. Жетыбай.

Для безаварийной эксплуатации подземного нефтегазопромышленного оборудования в условиях высокой коррозионной и микробиологической агрессивности, разработка эффективного смазочного материала для защиты резьбовых соединений НКТ будет способствовать увеличению их срока службы и позволит комплексно совместно с бактерицид-ингибиторным методом борьбы улучшить коррозионную обстановку на м. Жетыбай.

Для разработки нового смазочного материала (СМ) были использованы готовые товарные продукты нефтеперерабатывающих и химических предприятий.

Наиболее доступны и экономичны нефтяные масла, поэтому было использовано индустриальное масло марки И-40А.

В качестве загустителей использовали полимеры: полиэтилен высокого давления и атактический полипропилен, которые в незначительных количествах при определенном технологическом режиме (время, температура), растворяясь в масле, образуют пространственную структуру, не позволяющую маслу течь.

Далее, в качестве ПАВ, вместо известных, широко применяемых мыл щелочных и щелочноземельных металлов, использовали смесь, полученную на основе асидола (нафтеновые кислоты) и жидкого стекла.

В качестве наполнителя использовали чешуйчатый графит.

В результате длительных экспериментов были найдены оптимальные концентрации выбранных компонентов, а также разработан технологический режим, при котором получили однородную гомогенную массу.

Изготовление смазочного материала осуществлялось в III этапа не требующего специальной установки.

I этап: растворение загустителей – ПВД и ПП в индустриальном масле И-40А (при перемешивании  $t=100-120^{\circ}\text{C}$ ,  $\tau=5$  часов).

II этап: изготовление мылообразного ПАВ из асидола и жидкого стекла (интенсивное перемешивание,  $\tau=1,5-2$  часа при комнатной температуре).

III этап: к полученной на I этапе масляно-полимерной вазелинообразной массе добавили изготовленную на II-этапе ПАВ и графит (интенсивное перемешивание,  $\tau=1$  час при  $t=50 - 60^{\circ}\text{C}$ ).

СМ обладает высокими значениями температур каплепадения и сползания, что свидетельствует о коллоидной устойчивости и высокими адгезионными свойствами. Кроме того, высокие значения эффективности от общей и сероводородной коррозии позволят эффективно бороться с разъеданиями в резьбовых соединениях НКТ.

Для определения противокоррозионной эффективности разработанного СМ в условиях близких к натурным условиям были подготовлены два образца насосно-компрессорных труб длиной по 0,5м с муфтовым резьбовым соединением и помещены в емкости со сточной водой, при этом один из них обработан смазочным материалом, второй

контрольный (без СМ). Ежемесячно, в течение 1,5 года проводили визуальный осмотр поверхностей резьбовых соединений. Через месяц, на контрольном образце вследствие протекания коррозии, процесс свинчивания и развинчивания муфты резьбового соединения затруднился, со временем на поверхности появились продукты коррозии в виде локальных повреждений муфты резьбового соединения трубы.

На образце резьбового соединения с нанесенным СМ никаких коррозионных повреждений не наблюдали, муфта с легкостью развинчивалась и завинчивалась. Периодически (каждый месяц) проводили визуальный осмотр, который свидетельствовал об эффективном решении проблемы коррозии резьбовых соединений НКТ.

Разработанный СМ рекомендуется для внедрения, наряду с другими защитными мероприятиями, способствуя улучшению коррозионной обстановки и безаварийной эксплуатации нефтепромыслового оборудования м. Жетыбай.

Разработанные бактерицид-ингибиторы от сероводородной коррозии нефтепромыслового оборудования в условиях эксплуатации м. Жетыбай были опробованы в качестве регулятора реологических свойств нефти. Так же исследовались композиционные составы, которые представляют практический интерес. Это, прежде всего «Нефтегаз-2013», прошедший промышленные испытания и Композит-1, основным составляющим которого являются продукты ТОО Атырауский НПЗ Республики Казахстан – керосиногазойлевая фракция и продукт Казахстанского жироперерабатывающего предприятия, относящийся к категории возвратных отходов - soapstock, используемый при производстве мыла. Также были исследованы в отдельности soapstock и керосиногазойлевая фракция.

Особенностью нефти м. Жетыбай является высокое содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов (18,6-24,2%), обуславливающих застывание нефти при температурах 28÷34°C и асфальто-смолистых веществ (15-17%), что обуславливает ее нелинейно вязкоупругие свойства. Следует отметить, что дебит скважин на месторождении Жетыбай составляет 12-60м<sup>3</sup>, при этом используются НКТ диаметром 1.5-2". Расчеты по указанным данным дают следующую оценку для скорости сдвига для скважин

Жетыбайского месторождения – 10-200 1/с. В связи с этим исследование проводились на реометре "ModularCompactReometer" фирмы AntonPaar при температурах 40°C, 50°C и 60 °C на малых фиксиро-

ванных скоростях сдвига от  $1,11\text{c}^{-1}$  до  $60,6\text{c}^{-1}$ . На высоких скоростях сдвига от  $100\text{c}^{-1}$  до  $800\text{c}^{-1}$  при тех же фиксированных температурах, исследования проводились на реометре модели PVSBrookfield. На основании проведенных исследований были построены зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига исходной и обработанной реагентами нефти месторождения Жетыбай.

Результаты исследований влияния разработанных композиционных составов на реологические свойства добываемой нефти м. Жетыбай свидетельствуют о возможности использования их в качестве регуляторов реологических свойств нефти м. Жетыбай. При этом реагенты Нефтегаз-2013 и Композит-1 – способствуют существенному снижению вязкости исходной нефти. При этом при малых скоростях сдвига наилучшие показатели проявляет реагент Нефтегаз-2013, а при больших скоростях сдвига Композит-1.

### **Выводы и рекомендации**

1. Установлено, что в процессе длительной эксплуатации нефтяного оборудования месторождения Жетыбай коррозионные процессы протекают по сероводородному механизму биогенного происхождения (микробиологическая коррозия).
2. Получены значения скоростей коррозии стали марки Ст.20 непосредственно в нагнетательной и добывающей скважинах.
3. Выявлено, что длительное использование поверхностных вод для закачки в пласт нефтеносного месторождения Жетыбай привело к высокой его зараженности микроорганизмами и, как следствие, сероводородной коррозии оборудования. Показано, что с целью исключения благоприятных условий для размножения микроорганизмов на месторождении Жетыбай следует тщательно исследовать влияние используемых поверхностных вод при смешивании их с подземными водами на катионный и анионный состав, степень минерализации, наличие  $\text{SO}_4^{2-}$ -аниона, газов, температуру попутно-добываемых вод и т.д.
4. Разработаны составы с высокими ингибирующими и бактерицидными свойствами, которые также могут быть использованы как добавки для регулирования реологических свойств нефти месторождения Жетыбай в процессе эксплуатации и транспортировки продукции скважин.
5. Разработана герметизирующая композиция для защиты резьбовых соединений от сероводородной коррозии. Учитывая доступность

сырья и высокую эффективность от сероводородной коррозии рекомендуется использовать ее совместно с бактерицид - ингибиторным методом защиты.

6. Разработан и успешно испытан на газопроводе месторождения «Нефть Дашлары» бактерицид-ингибитор «Нефтегаз-2013». Учитывая идентичность технологических сред и коррозионной агрессивности с месторождением Жетыбай бактерицид-ингибитор «Нефтегаз-2013» рекомендуется для защиты нефтепромыслового оборудования этого месторождения от микробиологической коррозии.

**Основное содержание и результаты диссертации опубликованы в следующих работах:**

1. Причина зараженности микроорганизмами месторождения Жетыбай. Тезисы докладов международной научно-практической конференции «Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии», г. Алматы, КБТУ, 2012, с. 24-29.
2. Проблемы коррозионного разрушения резервуарного парка нефтепромыслового месторождения Жетыбай. Тезисы докладов международной научно-практической конференции «Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов», г. Речица, БелНИПИнефть, 2012, с.106-109.
3. Коррозионные и микробиологические показатели пластовых вод скважин месторождения Жетыбай. Тезисы докладов II Международной научно-практической конференции «Новые технологии в нефтедобыче», г.Баку, НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР, 2012, с.269-270.
4. Вопросы зараженности месторождения Узень и эффективность некоторых бактерицид ингибиторов. «Вестник КБТУ», 2013, № 2(25), с.35-41.
5. Микробиологическая коррозия резьбовых соединений НКТ нефтегазодобывающих скважин месторождения Жетыбай и способы защиты. Тезисы докладов IV Международного научного Симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», г. Москва, ОАО "ВНИИнефть", сентябрь 2013, с.90.
6. О влиянии добавок бактерицид-ингибитора Композит-1 на реологические свойства нефти месторождения Жетыбай. «Научные Труды» НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР», 2013, №4, с.71-74. (соавтор Э.А.Кязимов)
7. Защита от коррозии нефтепромыслового резервуарного парка месторождения Жетыбай. «Нефть и газ», 2014, №3(81), с. 67-72.

8. Влияние ингибиторов коррозии на реологические свойства нефти месторождения. «Научные Труды» НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР», 2014, № 1, с.67-70.
9. Влияние внешних факторов среды на процесс биозараженности месторождения Жетыбай. «Научные Труды» НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР», 2014, №2, с.51-54.
10. Причины коррозии нефтепромыслового оборудования скважин Узеньского месторождения и способы защиты от нее. «Нефтяное хозяйство», 2014, № 8, с. 94-97. (соавтор Р.К.Велиева)
11. Причины зараженности микроорганизмами месторождения Жетыбай и коррозионная активность продукций скважин. «Нефтепромысловое дело», 2014, № 8, с.51-54.
12. Герметизирующая композиция для резьбовых соединений. Заключение о выдаче патента на изобретение Республики Казахстан от 29.07.2015. Заявка №2014/0403.01 от 31.03.2014 (соавторы: Р.К.Велиева, Р.К.Газиева)
13. Бактерицид - ингибитор комплексного действия для защиты газлифтных трубопроводов от коррозии. Заявка на получение патента Азербайджанской Республики на изобретение. Регистрационный № а 20140106 от 22.10.2014 (соавторы: Ф.С.Исмаилов, М.М.Гулиев, Р.Г.Велиева и др.)

#### **Личный вклад соискателя**

Работы [1-3,5,8,9,11] выполнены самостоятельно, в работах [6,10,12,13] проведение лабораторных экспериментов, участие в обобщении результатов.

#### **Благодарности**

Автор выражает глубокую благодарность ведущему научному сотруднику НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР к.т.н. Велиевой Р.К. за помощь и поддержку.

**Bisenova Miua Allaberdıyevna**

**JETİBAY YATAĞI TİMSALINDA MİKROORQANİZMLƏRƏ  
YOLUXMA SƏBƏBLƏRİNİN VƏ DƏRƏCƏSİNİN  
TƏDQIQI ƏSASINDA YENİ SƏMƏRƏLİ  
BAKTERİSİD-İNHİBİTORLARIN İŞLƏNMƏSİ**

**XÜLASƏ**

Neft sənayesinin yeraltı və yerüstü avadanlıqları emulsiya tipli heterogen sistemlərlə və ya faza bölgəsinin sərhədində qarışmayan mayelər sistemi ilə daim kontaktda olur. Bununla yanaşı neftin hasilat-nəql-saxlanma sisteminin korroziya aqressivliyinin əsas mənbəyi tərkibində  $Cl^-$ ,  $SO_4^{2-}$ ,  $Fe^{3+}$ -ionlar, turş qazlar -  $H_2S$ ,  $CO_2$ , depolyarizator -  $O_2$ , müxtəlif növ mikroorqanizmlər olan minerallaşmış vurulan, tullantı, səmt sularıdır. Məlumdur ki, Qərbi Qazaxıstan yataqlarının, o cümlədən Jetıbay yatağının neftinin tərkibində kifayət qədər yüksək miqdarda korroziya-fəal qazları  $H_2S$ ,  $CO_2$  vardır. Bu da pitinq xüsusiyyətli korroziya proseslərini hədsiz dərəcədə sürətləndirir.

Avadanlıqlarda dəlik tipli zədələnmələr əmələ gəlir ki, bunlar tez-tez qəzaların baş verməsinə və ekoloji mühitin korlanmasına səbəb olur. Bununla yanaşı neft quyularında, xüsusilə nasos-kompressor borularının yiv birləşmələrində boruların qırılmasına və uçmasına səbəb ola biləcək problemlər yaranır.

Bununla əlaqədar olaraq, dissertasiyada Jetıbay yatağında mikroorqanizmlərə yoluxma səbəblərinin və dərəcəsinin tədqiqatlarının nəticələri təqdim edilir və onların əsasında bir sıra yeni bakterisid - inhibitorlar və sürtgü materialları təklif olunur.

Müəyyən edilmişdir ki, Jetıbay yatağının neft avadanlıqlarının uzunmüddətli istismarı zamanı korroziya prosesləri biogen mənşəli hidrogen sulfid mexanizmi (mikrobioloji korroziya) üzrə keçir. Ст.20 markalı poladın korroziya sürətinin qiyməti bilavasitə vurucu və hasilat quyularında əldə edilmişdir.

Aşkar edilmişdir ki, Jetıbay yatağında laya vurmaq üçün səthi suların uzunmüddətli istifadə onun mikroorqanizmlərə yoluxmasına, nəticə olaraq isə avadanlıqların hidrogen sulfid korroziyasına səbəb olmuşdur. Göstərilmişdir ki, Jetıbay yatağında mikroorqanizmlərin çoxalması üçün yaranmış əlverişli şəraiti aradan qaldırmaq məqsədi ilə istifadə olunan səthi

suların yeraltı sularla qarışdığı zaman kation anion tərkiblərinə təsirini, konsentrasiyanı, minerallaşma dərəcəsini, anion -  $\text{SO}_4^{2-}$  mövcudluğunu, qazları, səmt hasilat sularının temperaturunu daha dəqiq tədqiq etmək lazımdır.

Əlverişli, həmçinin Qazaxıstan istehsalı olan xammalın əsasında yüksək inhibitor xüsusiyyətləri olan kompozisiya tərkibləri işlənmişdir.

Göstərilmişdir vakuumlu qazoyl və soapstok Jetibay yatağı neftinin reoloji xassələrinin tənzimlənməsi üçün əlavələr kimi istifadə oluna bilər və quyunun istismarı və məhsulun nəqli zamanı yaranan mürəkkəbləşmə hallarında müvəffəqiyyətlə tətbiq oluna bilər.

Yivli birləşmələrin hidrogen sulfid korroziyasından mühafizəsi üçün hermetikləşdirici kompozisiya işlənmişdir. Xammalın əlverişliliyini və hidrogen sulfid korroziyasına qarşı yüksək effektivliyini nəzərə alaraq onun bakterisid-inhibitor mühafizə üsulu ilə bərabər istifadə olunması tövsiyə olunmuşdur.

“Neft Daşları” yatağının qaz kəmərlərində bakterisid-inhibitor “Neftqaz-2013” müvəffəqiyyətlə sınaqdan keçirilmişdir. “Neft Daşları” yatağının korroziya aqressivliyinin və texnoloji şəraitinin Jetibay yatağı ilə eyniliyini nəzərə alaraq bakterisid-inhibitor “Neftqaz-2013” bu yatağın neft sənayesi avadanlıqlarının mikrobioloji korroziyadan mühafizəsi üçün məsləhət görülmüşdür.



**Bisenova Miua Allaberdiyevna**

**DEVELOPMENT OF NEW EFFECTIVE BACTERICIDES-  
INHIBITORS ON THE BASIS OF A RESEARCH INTO THE  
CAUSES AND LEVELS OF INFECTION WITH MICROORGAN-  
ISMS THROUGH THE EXAMPLE OF ZHETYBAI FIELD**

**SUMMARY**

Underground and aboveground oil field equipment constantly contacts with emulsion-type heterogenous systems, or a system of fluids im-mixing at interface.

In this case, the major source of oil production-transportation-storage system corrosion activity is mineralized injected, waste, produced water containing  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ -ions, acid gases-  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ , depolarizer -  $\text{O}_2$ , diffe-rent-type microorganisms.

It is known that oils of West Kazakhstan fields, and particularly Zhetybai (Jetibay) field contain sufficiently great amount of corrosive gases  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  tragically strengthening corrosive processes of pitting character. In equipment, rust-through damages occur that result in frequent failures and environmental degradation. Moreover, great problems arise in oil produ-cing wells, particularly in places of oil well tubing thread connections lead-ing to breakage and tubing string parting.

Therefore, in the dissertation, results of researches into the causes and levels of infection with microorganisms of Zhetybai (Jetibay) field were presented and a number of new bactericides-inhibitors and lubricants were suggested on their basis.

It was established that in the long-term usage process of Zhetybai (Jetibay) field oil equipment, corrosive processes progress through sulphu-reous mechanism of biogenous origin (microbiological corrosion). St.20-make steel corrosion rate values were obtained directly in pressure and production wells.

It was identified that long-term usage of Zhetybai (Jetibay) field surface injection waters led to its high infection with microorganisms and, as consequence to equipment hydrogen-sulfide corrosion. It was shown that we should intimately examine impact of used surface waters on cationic and anionic composition, concentration, salt load, availability of  $\text{SO}_4^{2-}$ -anion, gases, and temperature of produced waters during their mixing with

underground waters with the view of eliminating favourable conditions for microorganism reproduction in Zhetybai (Jetibay).

On the basis of available raw product, as well as Kazakhstan production, blend compositions with highly inhibiting properties were developed.

It was shown that vacuum gasoil and soap stock can be used as admix for regulating oil rheological properties in Zhetybai (Jetibay) and successfully applied in the case of difficulty occurrence during well production exploitation and transportation.

Sealing composition for hydrogen-sulfide corrosion protection of thread connections was developed. With regard to raw product availability and high efficiency from hydrogen-sulfide corrosion, it is recommended to jointly use it with a bactericidal and inhibitory protection method.

Developed bactericide-inhibitor “Oilgas-2013” was successfully tested on a gas pipeline in “Oil Rocks” field. With regard to identity of process mediums and corrosion activity with Zhetybai (Jetibay) field, bactericide-inhibitor “Oilgas-2013” is recommended for microbiological corrosion protection of oil field equipment of this field.

Сифариш № 23. Тиражы 100 нцсхя

---

Азърбайъан МЕА Эеолоэийа вә Geofizika Институ-

ту

«Нафта-Пресс» няшриййаты

Бакы, Щ. Бавид пр. 119, Тел.: 539-39-72

**AZƏRBAYCAN MİLLİ ELMLƏR AKADEMİYASI  
GEOLOGİYA VƏ GEOFİZİKA İNSTİTUTU**

---

---

*Əlyazması hüququnda*

**BİSENOVA MİUA ALLABERDIYEVNA**

**JETİBAY YATAĞI TİMSALINDA MİKROORQANİZMLƏRƏ  
YOLUXMA SƏBƏBLƏRİNİN VƏ DƏRƏCƏSİNİN  
TƏDQIQI ƏSASINDA YENİ SƏMƏRƏLİ  
BAKTERİSİD-INHİBİTORLARIN İŞLƏNMƏSİ**

2525.01 – Neft və qaz yataqlarının işlənməsi və istismarı

Texnika elmləri üzrə fəlsəfə doktoru elmi dərəcəsi almaq üçün  
təqdim edilmiş dissertasiyanın

**A V T O R E F E R A T I**

**BAKİ – 2016**