

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
**федеральное государственное автономное образовательное учреждение**  
**высшего образования**  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки «Нефтегазовое дело»  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕР ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ШИНГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Левшин Михаил Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
<i><b>Профессиональные компетенции</b></i>	
<b>P1</b>	Использовать фундаментальные математические, естественнонаучные, профессиональные и социально-экономические знания в области специализации
<b>P2</b>	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового дела для решения междисциплинарных инженерных задач
<b>P3</b>	Ставить и решать инновационные и научно-исследовательские задачи разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в условиях неопределенности с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний
<b>P4</b>	Профессионально выбирать и использовать инновационные методы исследований, современное научное и техническое оборудование, программные средства для решения научно-исследовательских задач с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
<b>P5</b>	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового дела в неопределенных и сложных условиях
<b>P6</b>	Внедрять, обслуживать и эксплуатировать современные технологии нефтегазового дела, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила безопасности труда и охраны здоровья, выполнять требования по защите окружающей среды
<i><b>Универсальные компетенции</b></i>	
<b>P7</b>	Использовать глубокие знания в области проектного менеджмента, находить и принимать управленческие решения с соблюдением профессиональной этики и норм ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов
<b>P8</b>	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, включая разработку документации и презентацию результатов проектной и инновационной деятельности.
<b>P9</b>	Эффективно работать индивидуально и в качестве руководителя группы, в том числе и международной, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за работу коллектива, готовность следовать профессиональной этике и нормам, корпоративной культуре организации
<b>P10</b>	Демонстрировать глубокое знание социальных, правовых, культурных и экологических аспектов инновационной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах безопасности жизнедеятельности, быть компетентным в вопросах устойчивого развития
<b>P11</b>	Самостоятельно приобретать знания и умения и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки «Нефтегазовое дело»  
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Чернова О.С.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Г	Левшину Михаилу Олеговичу

Тема работы:

Анализ и исследование условий образования и эффективности мер предотвращения солеотложений при эксплуатации скважин на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора	27.02.2017 г. № 1127/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Литературные источники и фондовый материал, материалы, полученные в ходе научно-производственной практики на месторождении, такие как: месячные сводки по предотвращению солеотложений, технологические режимы работы скважин, мероприятия по защите глубиннонасосного оборудования от солеотложений.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Литературный обзор факторов, влияющих на образование отложений карбонатных солей при добыче нефти; Аналитический обзор способов предотвращения образования отложений карбонатных солей; Описание объекта и методов исследования; Факторов и прогноз условий образования солеотложений; Результаты и их обсуждение; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;

	Социальная ответственность; Заключение
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Проблемы солеобразования при добыче нефти
---

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	30.01.2017
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		30.01.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Левшин Михаил Олегович		30.01.2017

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 с., 22 рис., 24 табл., 21 источник, 3 прил.

Ключевые слова: месторождение, добыча, нефть, вода, осложнение, солеобразование, прогноз, солеотложения, скважина, межремонтный период, условия, факторы, предупреждение, капиллярный электрофорез

Объектом исследования являются добывающие А04, А02, А07 и нагнетательная скважина Б02, пробы попутно-добываемой и нагнетаемой воды с соответствующих эксплуатационных скважин.

Цель работы – увеличение межремонтного периода эксплуатации скважин за счет предотвращения процесса солеобразования в подземном оборудовании скважин.

В процессе исследования проводились анализы химического состава попутно добываемой и нагнетаемой воды, определение типа пластовой, попутно добываемой и нагнетаемой воды, изучение внутренней структуры солеотложения, сделан прогноз вероятности образования солеотложений в подземном оборудовании скважин, анализ экономической эффективности эксплуатации скважин за счет изменения их межремонтного периода работы.

В результате исследования определен тип попутно добываемой, пластовой и нагнетаемой воды – хлоркальциевый. Исследован образец солеотложений, отобранный с глубинного оборудования скважин, методом инфракрасной спектроскопии и установлен класс минерала – карбонаты. Дана прогнозная оценка возможности выпадения карбоната кальция по глубине добывающих скважин № А04, А02 и А07 – высокая вероятность образования отложений соответствует глубинам спуска подвесок электроцентробежного насоса, а также на интервале от 2400 м до забоя скважин отмечается высокая вероятность образования отложений карбонатных солей. Установлено, что использование комбинированного

способа защиты скважин от солеотложений позволяет увеличить межремонтный период эксплуатации в 2 и более раз.

Предложены рекомендации по повышению степени защиты подземного оборудования от солеотложений: продавка ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта, комбинирование дозирования химических реагентов в скважину и контейнерного способа защиты подземного оборудования твёрдым ингибитором, а в зимний период эксплуатации установок дозирования химических реагентов – использовать утепляющие рукава.

Область применения: фонд скважин, осложнённый солеобразованием.

Экономический эффект за счет увеличения межремонтного периода работы по трём исследованным осложнённым скважинам составил 70,29 миллионов рублей.

В будущем планируется провести исследования комплексного ингибитора солеотложений и коррозии в условиях роста обводнённости добываемой продукции.

## **Список используемых сокращений**

УЭЦН – установка электроцентробежных насосов

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ГИС – геофизические исследования скважин

ГДИ – гидродинамические исследования

ВНК – водонефтяной контакт

МПР – министерство природных ресурсов

ГКЗ – государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

ПЭД – погружной электродвигатель

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПДК – предельно допустимая концентрация

ГЗУ – групповая замерная установка

МРП – межремонтный период

ОПИ – опытно-промысловые испытания

## Оглавление

Введение.....	12
1. Факторы, влияющие на образование карбонатных солей при добыче нефти.....	13
1.1. Причины образования отложений неорганических солей .....	13
1.2. Причины образования отложений солей карбоната кальция.....	15
2. Способы предотвращения образования отложений карбонатных солей при добыче нефти.....	23
2.1. Применение магнитных устройств для предотвращения отложений неорганических солей.....	23
2.2. Использование акустических полей для защиты оборудования от солеотложений.....	24
2.3. Применение защитных покрытий для защиты поверхности от солеотложений.....	27
2.4. Использование электрического поля для предотвращения солеотложений в пласте.....	28
2.5. Химические методы предотвращения отложений неорганических солей.....	29
3. Постановка задачи исследования.....	33
4. Объект и методы исследования.....	34
4.1. Геологическая характеристика месторождения.....	34
4.2. Характеристика механизированного фонда скважин .....	42
4.3. Характеристика пластовой воды .....	44
4.4. Анализ воды методом капиллярного электрофореза .....	45
4.5. Предотвращение образования солеотложений в добывающих скважинах.....	48



5. Факторы и условия образования солеотложений на месторождении X .....	54
5.1. Анализ химического состава и свойств попутно добываемой и закачиваемой воды .....	54
5.2. Анализ факторов и прогноз условий солеотложений в подземном оборудовании .....	57
5.2.1. Определение типа пластовой и попутно добываемой воды .....	57
5.2.2. Изучение внутренней структуры солеотложения .....	58
5.3. Прогноз вероятности образования отложений карбонатных солей ...	61
5.4. Расчет периодической продавки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта .....	74
6. Результаты и их обсуждение .....	78
6.1. Анализ результатов прогноза условий солеотложений .....	78
6.2. Предложения по повышению защиты оборудования от солеотложений .....	79
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	82
8. Социальная ответственность .....	89
8.1. Анализ вредных производственных факторов .....	91
8.2. Анализ опасных производственных факторов .....	94
8.3. Экологическая безопасность .....	98
8.4. Защита в чрезвычайных ситуациях .....	101
Заключение .....	107
Список публикаций .....	108
Список использованных источников .....	109
Приложение А .....	110

## **Введение**

Значительная часть нефтяных месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки. Для таких месторождений характерно значительное увеличение обводнённости скважинной продукции, что, в свою очередь, увеличивает вероятность образования отложений нерастворимых солей. В условиях Западной Сибири солеотложения являются причиной развития процессов коррозии в системе нефтесбора. Поэтому задача предотвращения образования отложений солей является актуальной практически на любом нефтяном месторождении.

На образование отложений солей могут оказывать влияние температура, давление, скорость потока, рН и минерализация воды. Отложения солей в зависимости от условий могут возникать на таких участках как: подземное оборудование скважины и система сбора и подготовки.

Проблема образования солевых отложений имеет высокую актуальность и требует комплексного подхода на всех этапах борьбы с осложнениями учитывая динамику обводненности добываемой нефти.

Целью данной работы является увеличение межремонтного периода эксплуатации скважин и предотвращение солеобразования подземного оборудования на Шингинском нефтяном месторождении.

Объектом исследования являются добывающие скважины и нагнетательная скважина, пробы попутно-добываемой и нагнетаемой воды и солевых отложений с соответствующих эксплуатационных скважин.

Представленные расчеты дают возможность выбрать наиболее подходящий метод предотвращения солеотложений и исходя из рассчитанного места локализации отложения позволяют определить оптимальную глубину дозирования ингибитора, для увеличения межремонтного периода работы скважин.

## **Аннотация**

В первом разделе приведен литературный обзор, в котором рассмотрены основные теоретические сведения о факторах, влияющих на образование солеотложений при добыче нефти.

Во втором разделе представлен аналитический обзор, в котором описываются основные способы предотвращения образования карбонатных солей при добыче нефти.

В третьем разделе приводится постановка задачи исследования, где устанавливается цель исследования и рассматривается перечень необходимых задач для её выполнения. Целью данной работы является увеличение межремонтного периода эксплуатации скважин и предотвращение солеобразования подземного оборудования на нефтяном месторождении «Х». Для достижения данной цели поставлены следующие задачи: исследовать химический состав попутно добываемой воды и установить её тип; выполнить прогноз вероятности выпадения солей из попутно добываемой воды; провести анализ фонда скважин, осложнённого солеотложениями; выбрать наиболее эффективный способ и технику предотвращения образования отложений карбонатных солей в добывающих скважинах.

Четвертый раздел посвящен объекту и методам исследования, в котором представлена и рассмотрена геологическая характеристика «Х» нефтяного месторождения, приведена гидрогеологическая характеристика месторождения, гидродинамическая характеристика продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Приведена характеристика механизированного фонда скважин, состав пластовой воды. Приведена методика анализа воды методом капиллярного электрофореза. Рассмотрены технологии предотвращения и удаления солеотложений в добывающих скважинах на «Х» месторождении.

Пятый раздел посвящен анализу факторов и условий образования солеотложений в трёх исследуемых добывающих скважинах: выполнен анализ химического состава и свойств попутно добываемой и закачиваемой

воды, установлен тип исследуемой воды и изучена структура солеотложения, отобранного с корпуса глубинного оборудования методом инфракрасной спектроскопии. Выполнен расчет условий солеотложений в подземном оборудовании по индексу насыщения карбонатом кальция.

В шестом разделе рассмотрены полученные результаты анализов и расчетов и их обсуждение – приведен анализ результатов прогноза условий солеотложений в подземном оборудовании и представлены основные предложения по повышению степени защиты оборудования от солеотложений.

В седьмом разделе представлен финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, в котором оценена стоимость ресурсов на проведение защиты подземного оборудования скважин реагентным методом с использованием погружных контейнеров на «Х» нефтяном месторождении. Выполнен расчет экономического эффекта за счет увеличения межремонтного периода работы скважин.

В восьмом разделе по социальной ответственности представлены результаты анализа выявленных вредных факторов, возникающих на рабочем месте низшего производственного звена – оператора по добыче нефти и газа и рассмотрены меры необходимые для снижения их влияния на здоровье производственного персонала.

## Заключение

Значительная часть нефтяных месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки. Для таких месторождений характерно значительное увеличение обводнённости скважинной продукции, что, в свою очередь, увеличивает вероятность образования отложений нерастворимых солей в подземном оборудовании скважин. В данной работе рассмотрены факторы образования – основным, из которых является нарушение карбонатного равновесия в результате изменения термобарических условий – и способы предотвращения отложений карбонатных солей.

Проведен анализ химического состава попутно добываемых, пластовой и нагнетаемой вод с использованием методов капиллярного электрофореза и шестикомпонентного химического анализа, в результате которых был установлен тип вод – хлоркальциевый. На основании установленного химического состава нагнетаемой, попутно-добываемых и пластовой вод прослежена динамика содержания некоторых ионов и компонентов воды, в частности  $\text{CO}_2$ , что позволяет предположить смешение данных вод в пластовых условиях, что впоследствии может нарушить химическое равновесие, в результате которого происходит выпадение осадка карбонатных солей.

Исследован образец солеотложений отобранный с глубинного оборудования скважин методом инфракрасной спектроскопии и установлен класс минерала – карбонаты.

Прогноз вероятности образования солеотложений основан на определении индекса насыщенности попутно-добываемых вод карбонатом кальция. Расчет индекса насыщенности выполнен по методу Оддо и Томсона и по методике, основанной на методе Маркина, учитывающей химические особенности состава воды, термобарические условия в скважине и рН воды.

Исходя из выполненных расчетов, наибольшая вероятность выпадения карбонатных солей соответствует интервалу от 2400 м до забоя скважин. Интервалам, соответствующим глубинам спуска насоса, соответствует наибольшая вероятность выпадения карбонатных солей, что обусловлено местным повышением температуры. Это служит обоснованием рекомендации продавки ингибитора солеотложений Сансол-2001А в призабойную зону пласта агрегатом ЦА – 320М в количестве 26,5 м<sup>3</sup>.

Анализ эффективности применяемых на месторождении методов защиты подземного оборудования от солеотложений показал, что наилучшим является комбинированный способ предупреждения с совместным использованием установок дозирования химических реагентов и контейнерного способа защиты подземного оборудования ингибитором: межремонтный период эксплуатационных скважин увеличивается более, чем в 2 раза. В зимний период эксплуатации установок дозирования химических реагентов – необходимо использовать утепляющие рукава.

Экономический эффект за счет увеличения межремонтного периода работы по трём исследованным осложнённым скважинам составил 70,29 миллионов рублей.

## Список публикаций

1. Левшин М. О. Оценка влияния разбавителей на образование парафиновых отложений / М. О. Левшин, С. А. Штанько // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – С. 372-373.
2. Левшин М.О., Рождественский Е.А., Оценка химического состава попутно-добываемой воды методом капиллярного электрофореза // Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 4-8 апреля 2017 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2017. – Т. 2. – С. 251-253.

## Список использованных источников

1. Дунюшкин И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева – М: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 448 с.
2. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов – М: Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
3. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения: Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галеева Г.В., Антипин Ю.В., Сыртланов А.Ш. –М.; ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.
4. Талышев В.П. Об электрическом методе предупреждения солеотложений в нефтяных скважинах / В.П. Талышев, М.Г. Исаев. –М: Тр. ИГиРГИ. 1979, вып. 17, с. 62-66.
5. Ефимова Г.А., Исследование химических реагентов для борьбы с отложениями солей / Г.А. Ефимова, О.М. Елашева, Н.И. Христенко –М.; Тр. ВНИИТнефть, г. Куйбышев, вып.10, 1978.– 133-136.с.
6. Комарова Н.В., Практическое руководство по использованию систем капиллярного электрофореза «КАПЕЛЬ» / Н.В. Комарова, Я.С. Каменцев – М.; СПб.: ООО «Веда», 2006. – 212 с.
7. Бёккер Ю. Хроматография. Инструментальная аналитика: методы хроматографии и капиллярного электрофореза М.; Техносфера, 2009. – 472 с.
8. Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения: ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, 2013. – с. 373.
9. Шелест Н.Н. Отчет ведущего инженера ООО «Газпромнефть – Восток» о проделанной работе в совершенствовании системы защиты от солеотложений. Томск – 2014 г.
10. План мероприятий по увеличению МРП нефтедобывающих скважин Шингинского месторождения оборудованных УЭЦН на 2012 г.



11. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кашавцев, И.Т. Мищенко – М.; 2004. – 432 с.
12. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. М.: Стандартиформ, 2004. – 4 с.
13. ГОСТ 12.1.005-88 Нормативные содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: ИПК Издательство стандартов, 1989. – 78 с.
14. ГОСТ 12.1.005-76 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны М.: Стандартиформ, 1985. – 81 с.
15. ГОСТ 29335-92 Костюмы мужские для защиты от пониженных температур М.: ИПК Издательство стандартов, 2008. – 20 с.
16. СН 2.2.4/2.1.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий. М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 8 с.
17. ГОСТ 12.4.026-76 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные и знаки безопасности. М.: Издательство стандартов, 1987. – 30 с.
18. РД 39.142-00(01.05.2001) Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 8 с.
19. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – М.: Стандартиформ, 2000. – 40 с.
20. РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализ риска опасных производственных объектов». М.: Издательство стандартов, 1987. – 30 с.
21. ИОТВ-57 Инструкция по охране труда при эксплуатации блока реагента химического, блока дозировки реагента и установки дозирования химреагентов. – М.: Стандартиформ, 2006. – 23 с.
22. Scale formation in oil and gas production (Available from: <https://institutes.engineering.leeds.ac.uk/functional-surfaces/research/scale/index.shtml>)

23. Garba M.D. Oilfield Scales Treatment and Managerial Measures in the Fight for Sustainable Production / M.D. Garba, M.S. Sulaiman // Petroleum Technology Development Journal; July 2014 – Vol. 2. –P. 67 – 68.

24. Smith, P.S Field Experiences with a Combined Acid Stimulation and Scale Inhibition Treatment / P.S. Smith, L.G. Cowie, H.M. // Bourne Presented at the International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, United Kingdom. – 2001. – P. 30 – 31.

25. Martins, J.P. Scale Inhibition of Hydraulic Fractures in Prudhoe Bay / R. Kelly, R.H.Lane, // Presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana. – 1992. P. 26 – 27.

## Приложение А

### Проблемы солеобразования при добыче нефти

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Левшин Михаил Олегович		

Консультант – лингвист кафедры \_\_\_\_\_:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н., доцент		

## 9. Scale problems in production

Scale formation is a major problem in the oil industry. They may occur downhole or in surface facilities. The formations of these scales plug production lines and equipment and impair fluid flow. Their consequence could be production equipment failure, emergency shutdown, increased maintenance cost, and an overall decrease in production efficiency. The failure of production equipment and instruments could result in safety hazards [22].

Wells producing water are likely to develop deposits of inorganic scales. Scales can and do coat perforations, casing, production tubulars, valves, pumps, and downhole completion equipment, such as safety equipment and gas lift mandrels. If allowed to proceed, this scaling will limit production, eventually requiring abandonment of the well.

Oilfield scales costs are high due to intense oil and gas production decline, frequently pulling of downhole equipment for replacement, re-perforation of the producing intervals, re-drilling of plugged oil wells, stimulation of plugged oilbearing formations, and other remedial workovers through production and injection wells. As scale deposits around the wellbore, the porous media of formation becomes plugged and may be rendered impermeable to any fluids.

The two common, most insoluble types of inorganic scale formed during the extraction of the oil, are calcium carbonate ( $\text{CaCO}_3$ ) and barium sulphate ( $\text{BaSO}_4$ ). Both types of mineral scale are widely known from the different applications in daily life. However when it comes to the oil field processes, both mineral types like others (i.e.  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{FeCO}_3$ ) are undesirable since they result in blockage of pipes and in many other flow assurance problems. A number of past and on-going projects of this research group focuses on the  $\text{CaCO}_3$  and  $\text{BaSO}_4$  formation processes that occur in the bulk phase and on the surfaces.

## **Water chemistry**

Operators normally track the water chemistry by knowing the characteristics of the ions present in the produce water. Changes in the concentration of the scaling ions such as  $Ba^{2+}$  or  $SO^{4-}$  are notified. When the scaling ions coincide at a concentration prone to precipitation, oil production will reduce and water cut increases thereby signifying broken-in of injection water and therefore scale begins to form. Therefore, permanent monitoring analysis should be employed to detect the changes in the water chemistry for early scaling condition and predictions. Sensors are used to help detect the concentration changes of scaling ions and regulate chemical dosage for scale control.

### **9.1 Scale remediation**

Scale remediation techniques must be quick and nondamaging to the wellbore, tubing, and the reservoir. The scale inhibition in downhole equipment does not have a unique solution, every case of scale formation has its own individual approach. Predicting possible complications associated with scale has particular importance in addressing such a complex multisided problem. For the successful solution, constant well monitoring and monitoring of physico-chemical processes in it are required. Great help in this matter could have a map of changes in the produced water composition in various components of: chlorides, sulfates, barites and mineralization.

Scale mitigations cost the oil and gas industry a lot of money in millions of dollars. When scale is formed, a fast and effective technique is required for its removal. These techniques involve both chemical and mechanical approaches depending on the location of the scale formed and or its physical properties. Most often, mineral scale are treated base on their types. Some can be dissolved by acid treatment such as in the case of  $CaCO_3$  while others cannot and sometimes the scales would have been coated with waxy hydrocarbons protecting them from chemical dissolvers.

Chemical and or mechanical techniques are employed traditionally to cut through the scale blockages. Nevertheless, some hard scales such as  $\text{CaSO}_4$ , show tendency to resist both mechanical and chemical treatments.

If the scale is in the wellbore, it can be removed mechanically or dissolved chemically. Selecting the best scale-removal technique for a particular well depends on knowing the type and quantity of scale, its physical composition, and its texture. Mechanical methods are among the most successful methods of scale removal in tubulars. When pulling costs are low (e.g., readily accessible and shallow land locations), the least expensive approach to scaling is often to pull the tubing and drill out the scale deposit.

The main idea is to track changes in the produced water composition in the dynamics. So reducing the content of barium ions, then the appearance of sulfates, after complete disappearance of the barium shows may indicate leakage of production casing and imminent failure of the pump due to scale.

### **9.1.1 Conventional mechanical method**

This technique offers a wide range of tools, applicable depending on the areas of the scale deposits, but also provides some limitation of ranges applicability. Therefore, selecting the good method depends on the well position and the scale deposition. Mechanical methods are among the successful methods in scale removal in tubular. Earlier, explosives were used to rattle pipe and break the brittle scale, but can easily cause damage to the tubular and well cements. Very hard scale cannot be removed by explosive or penetrate by chemicals. Thus, conventional is the next alternative option, this is most used by engineering tools and machines [23].

### **9.1.2 Inhibition**

Scale inhibitors are chemicals which delay, reduce or prevent scale formation when added in small amounts to normally scaling water. Most of modern scale inhibitors used in the oilfield functions by one or both of the following mechanisms:

- When scale first begins to form, very tiny crystals precipitate from the water. At this point, the scale inhibitor adsorbs onto the crystal surface thus preventing further growth;
- In some cases, scale inhibitors prevent the scale crystals from adhering to solid surfaces such as piping or vessels.

In the majority of cases, a good scale inhibitor should be effective at 5-15 ppm in clean water. However, if substantial amount of suspended solids are present, higher inhibitor concentrations will be necessary. Moreover, the reason being that the inhibitor will adsorb onto surface of the solids in the water, thereby reducing the amount available to inhibit scale formation.

Scale inhibitors that are periodically pumped down production wells and into the producing formation for short distances around the wellbore have been developed and are widely utilized. The inhibitor contacts the formation and is adsorbed onto the reservoir petrofabric. It is later slowly released into the produced fluids, thereby inhibiting the formation of sulfate scales for some period of time, usually several months. When the inhibitor concentration levels fall too low to be effective, the well is again squeezed with chemical and the cycle is repeated. This technique is widely known as squeeze inhibition.

Several combined scale removal and inhibition systems could be considered in order to meet these challenges. Hydrochloric acid may be the most cost effective treatment to remove calcium carbonate, but corrosion control, system compatibility and inhibitor adsorption may all be difficult in a combined treatment. Conversely, scale solvers may offer better corrosion control and scale inhibitor compatibility

when spent, but will be higher cost. Organic acids could offer a compromise which allows most of the system requirements to be met.

## 9.2 Combined treatments

Well intervention to place the scale inhibitor is particularly costly with high-volume wells because of large amounts of deferred oil; intervention at remote locations (e.g., offshore platforms and subsea completions) adds to the cost. It is often possible to place a scale inhibitor as part of the scale-removal step, providing both treatments with one setup and intervention. One of these techniques is the inclusion of a scale inhibitor with the acid stimulation process for dissolving calcite scale [24]. The advantages are in cost and in putting the inhibitor into exactly the same zone opened up by the acid treatment.

A second dual-treatment technique consists of placing a scale inhibitor along with a hydraulic fracture stimulation. Inhibitors can be injected into the pumped gel/sand mixture with calcium ion to form a sufficiently insoluble and immobile scale-inhibitor material within the proppant pack. DTPMP acid has been used, as well as polyphosphates [25]. Other inhibitor formulations can generate a “glaze” on the proppant pack. The concept has been effective with calcite and barite scales. This technology has been practiced since the early 1990s on the Alaskan North Slope and, more recently, in west Texas; lifetimes of nominally two years are now claimed. Shown in Figure 9.1 are return curves for such a treatment together with a return curve for a conventional squeeze. Here, lifetime is expressed in terms of quantity of water protected from scaling. There are also a few important ancillary advantages to the method greater than extended lifetime – the well returns to production faster because adsorption time shut-in is not required, and there is little opportunity for changes in the formation wettability and its attendant problems. The concept is illustrated schematically in Figure 9.2.



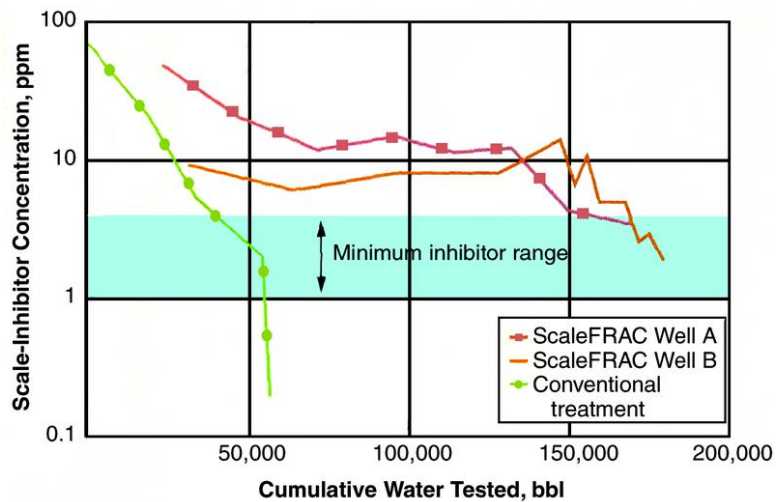


Figure 9.1 – Inhibitor return curves for two Permian Basin wells treated with inhibition/fracturing technology and a companion well treated by a conventional squeeze (after Wigg and Fletcher) [25]

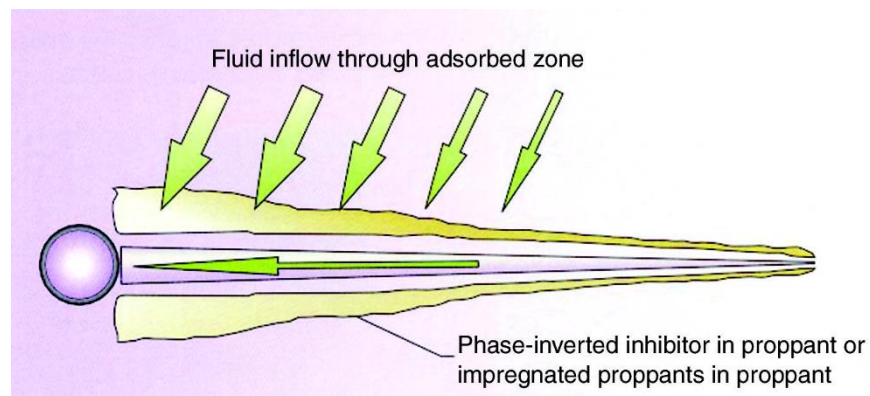


Figure 9.2 – Schematic representation of the mode of operation for a combined hydraulic fracture and scale inhibitor treatment (after Schlumberger Oilfield Review).

A newer, dual-treatment technique consists of deploying an inhibitor impregnated into porous ceramic proppant along with conventional proppant in hydraulic fracture stimulation. Upon production, any water flowing over the surface of the impregnated proppant will cause dissolution of the scale inhibitor. Dry oil will not release the inhibitor from the beads or the insoluble inhibitor. Field examples of this technology are given in Webb, et al. and Norris, et al [25]. The advantages are similar to those of the nonencapsulated inhibitor/frac concept already discussed but with a potentially longer lifetime (e.g., 4 years). This scaling occurs primarily when incompatible waters mix near the wellbore.