

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.72:54-38(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Оболонин Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Журавлев Владимир Викторович	к.т.н.		

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.04.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
<b>УК(У)-2</b>	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
<b>УК(У)-3</b>	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
<b>УК(У)-4</b>	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
<b>УК(У)-5</b>	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
<b>УК(У)-6</b>	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
<b>ОПК(У)-3</b>	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
<b>ОПК(У)-4</b>	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
<b>ОПК(У)-5</b>	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
<b>ОПК(У)-6</b>	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-2</b>	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-3</b>	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
<b>ПК(У)-4</b>	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
<b>ПК(У)-5</b>	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
<b>ПК(У)-6</b>	Способен применять полученные знания для разработки и реализации

	проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ И.А. Мельник  
 (Подпись)     (Дата)     (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Оболонин Сергей Сергеевич

Тема работы:

<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	№ 12-11/с от 12.01.2024

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	09.02.2024
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Проблема отложения при добыче нефти и их влияние на работу электроцентробежных насосов.          Основные причины образования солевых отложений.          Прогнозирование образования солевых отложений в нефтяных скважинах.          Оценка рисков солевых выпадающих в скважинах месторождения Х.          Реагентные технологии предотвращения солевых отложений и оптимизация их предупреждения на месторождениях Западной Сибири.          Опыт применения безреагентных методов борьбы с</p>

	солевыми отложениями на месторождениях Западной Сибири.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., доцент, Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.б.н., Антонец Ольга Алексеевна
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Надеина Луиза Васильевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Introduction	
Assessment of the risks of salt deposition in the wells of the field X	
References	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.01.2024
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Журавлев Владимир Викторович	к.т.н.		15.01.2024

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.01.2024

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Оболонин Сергей Сергеевич		15.01.2024

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2023/2024 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
О-2БМ11	Оболонин Сергей Сергеевич

Тема работы:

**Совершенствование технологии и технических средств для предупреждения и удаления  
солеотложений в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири**

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

09.02.2024

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.01.2024	<i>Анализ осложнений, возникающих при механизированной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири</i>	30
26.01.2024	<i>Обоснование и применение современных технологий и технических приспособлений для борьбы с солеотложениями в геолого-промысловых условиях месторождений Западной Сибири</i>	30
02.02.2024	<i>Техническое решение по совершенствованию и внедрению безреагентных методов борьбы на месторождениях Западной Сибири</i>	20
06.02.2024	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
09.02.2024	<i>Социальная ответственность</i>	10

#### СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Журавлев Владимир Викторович	к.т.н.		15.01.2024

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			15.01.2024

#### Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Оболонин Сергей Сергеевич		15.01.2024

## Обозначения, определения и сокращения

- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- ЭПО** – электропогружное оборудование;
- ОМС** – отложения минеральных солей;
- УЭЦН** – установка электроприводного центробежного насоса;
- ПСК** – погружной скважинный контейнер;
- ТМС** – телеметрическая система;
- ОПИ** – опытно-промышленные испытания;
- УДЭ** – установка дозирочная электронасосная;
- БРХ** – блок реагентного хозяйства;
- ТКРС** – текущий капитальный ремонт скважин;
- ИСТ** – ингибитор солеотложений;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- СНО** – средняя наработка на отказ;
- СПО** – спускоподъемные операции;
- ГНО** – глубинно-насосное оборудование;
- МРП** – межремонтный период;
- СНО** – средняя наработка на отказ;
- СКО** – соляно-кислотная обработка;
- ИКД** – ингибитор комплексного действия;
- МПВ** – метод пластовых вод;
- ОПИ** – опытно промышленные испытания;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- РВК** – резонансно-волновой комплекс;
- ЖКП** – жидкокристаллический полимер.

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 127 страниц, в том числе 37 рисунков, 21 таблицу и 44 литературных источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: призабойная зона, пласт, порода, скважина, солевые отложения, ингибитор солеотложения, ингибиторная защита, технологии защиты внутрискважинного оборудования.

Объектом исследования являются осложнения солеотложения на месторождениях Западной Сибири, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и методы их предотвращения.

Цель работы – повышение эффективности предотвращения солеотложений при добыче нефти на месторождениях Западной Сибири, совершенствование технологий предупреждения и внедрение устройств по предотвращению солеотложений в скважинах.

Задачи:

1. Проанализировать осложнения возникающие при механизированной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири;
2. Обосновать применение современных технологий и технических приспособлений для борьбы с солеотложениями в геолого-промысловых условиях месторождений Западной Сибири;
3. Сформировать рекомендации по усовершенствованию и внедрению безреагентных методов на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы существующие технологии предотвращения солеотложений. Смоделированы склонности попутно-добываемых вод пластов месторождения X к выпадению кальцита. Обоснованы безреагентные методы предупреждения солеотложений, исключая применение ингибиторов, использование дозировочных насосов, и как следствие увеличение межремонтного периода работы скважин в осложненном фонде. Разработаны рекомендации для использования совместных



технологий.

Область применения: представленные решения целесообразно применять на месторождениях, осложненных солевыми отложениями.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	12
1 АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИМЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	14
1.1 Проблема отложения солей при добыче нефти и их влияние на работу электроцентробежных насосов .....	16
1.2 Основные причины образования солевых отложений .....	21
1.2.1 Образование карбонатных солей.....	25
1.3 Прогнозирование образования солевых отложений в нефтяных скважинах .....	30
2.ОБОСНОВАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ДЛЯ БОРЬБЫС СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ37	
2.1 Оценка рисков солевывпадения в скважинах месторождения X.....	38
2.1.1 Подбор оптимального ингибитора для защиты глубинно- насосного оборудования на месторождении X .....	44
2.1.2 Вычисление оптимального количества задавки ингибиторасолеотложения в скважинах X месторождения.....	53
2.2 Реагентные технологии предотвращения солевых отложений и оптимизация их предупреждения на месторождениях Западной Сибири .....	56
2.2.1 Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой.....	57
2.2.2 Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины .....	58
2.2.3 Применение погружных скважинных контейнеров .....	59
2.2.4 Технология дозирования ингибитора солеотложений через систему поддержки пластового давления.....	60
2.2.5 Технология задавливания ингибитора в пласт (технологияSQUEEZE).....	61
2.3 Опыт применение безреагентных методов борьбы с солевыми отложениями на месторождениях Западной Сибири.....	70
2.3.1 Опыт применения резонансно-волнового комплекса для борьбыс солеотложениями в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами .....	72
2.3.2 Применение насосно-компрессорных труб с покрытием наосложненном солеотложениями фонде .....	84
2.3.3 Использование низкоадгезионных ЭЦН для предотвращения солевых отложений ...	86
3.ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ И ВНЕДРЕНИЮ БЕЗРЕАГЕНТНЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	91
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	96
4.1 Утверждение значений макроэкономических показателей.....	96
4.2 Величина капитальных и эксплуатационных затрат .....	97
4.3 Расчет налога на добычу полезных ископаемых.....	97
4.4 Расчет экономической эффективности предложения .....	99
4.5 Анализ чувствительности проекта.....	101
5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	105
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	105
5.2 Производственная безопасность .....	107
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных .....	107
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов .....	110

5.4 Расчет молниезащиты .....	113
5.3 Экологическая безопасность .....	114
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	117
Заключение по разделу .....	118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	120
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	121
Приложение А.....	126

## ВВЕДЕНИЕ

Важнейшей задачей в нефтяной промышленности является повышение эффективности добычи нефти. Одно из существенных направлений в решении этой проблемы – решение задач борьбы с отложениями неорганических солей при эксплуатации скважин. Образование отложений солей приводит к снижению продуктивности скважин, преждевременному выходу из строя глубиннонасосного оборудования (ГНО), внеплановым текущим и дорогостоящим капитальным ремонтам скважин (КРС) и, как следствие, значительному ухудшению технико-экономических показателей нефтегазодобывающих предприятий

Истощение активных запасов нефти на большинстве месторождений Западной Сибири сформировало понятие «период поздней стадии разработки объекта». Он характеризуется накоплением различных признаков техногенного воздействия на пласт вследствие нагнетания воды, охлаждения пластов, применения микробиологических, физико-химических и других методов вытеснения нефти, ведущих к ухудшению фильтрационных характеристик пластовых коллекторов и флюидов. Образование отложений в призабойной зоне пласта (ПЗП) приводит к снижению проницаемости в этой части коллектора, к неоднородностям профилей притока и приемистости. Отложения в насосно-компрессорных трубах (НКТ) существенно уменьшают их фактический диаметр, но наиболее уязвимыми элементами по солеотложению, от которых зависит вся гидродинамика электроцентробежных насосов (ЭЦН), являются его рабочие органы. Отложение солей в них приводит к снижению коэффициента полезного действия (КПД), заклиниванию вала, отказу погружного электродвигателя (ПЭД), увеличению вибрации, усиленному износу опорных поверхностей, уменьшению подачи, вплоть до ее прекращения. Нефтяным месторождениям Западной Сибири наиболее свойственно образование кальцита.

Применяемые методы воздействия, препятствующие отложению солей и

коррозии, в основном базирующиеся на кислотных обработках в сочетании с использованием поверхностно-активных веществ и ингибиторов коррозии, оказались недостаточно эффективны. С учётом изложенного, назрела необходимость совершенствования существующих и создания новых технологий и устройств для добычи нефти из скважин осложнённого фонда на поздней стадии их эксплуатации.

Вопросы поддержания скважин эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии имеют очень важное значение. Одной из мер повышения работоспособности скважин и увеличения межремонтного периода работы установок – является борьба с солеотложениями.

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью принятия правильных решений при данном осложнении, влияющих на разработку месторождения. Чтобы найти определенный подходящий метод необходимо рассматривать каждый случай в отдельности. В зависимости от состояния и дебита скважины, прискважинного оборудования, обводненности пластового флюида, а также величины пластового давления применяют различные методы защиты внутренних поверхностей оборудования от оседания на них солевых отложений.

Защищаемые положения:

1. В геолого-промысловых условиях месторождения X, в солевых отложениях преимущественно преобладает кальцит (SI 1-1,7);
2. С целью борьбы с соевыми отложениями на месторождения X, рекомендуется использовать технологию задавливания ингибитора в призабойную зону пласта, расчет показал, что потребуется использовать 57 кг ингибитора Акватек-512НМ, продавочной жидкости 31,22 м<sup>3</sup>, закачку ЦА-320 следует проводить на 3 скорости с производительностью 2,56л/с.

# 1 АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Значительное число установок электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) месторождений отрасли работает в осложненных условиях. Осложненный фонд скважин каждой нефтедобывающей компании стабильно растет, что является во многом следствием условий эксплуатации нефтяных месторождений, в частности, заводнения залежей. Вследствие активного его использования обводненность продукции скважин в настоящее время в среднем по отрасли превышает 80%. Одновременно, высокая обводненность сопровождается коррозионным поражением оборудования и труб, отложением асфальтосмолопарафиновых соединений, неорганических солей.



Рисунок 1 – Структура причин отказов электроцентробежного насоса на месторождениях Западной Сибири

Процесс добычи нефти сопряжён с большим количеством осложняющих факторов, в связи с чем одной из основных перед нефтяной компанией, является снижение степени влияния этих факторов (рисунок 1), что позволит снизить затраты, повысить эффективность производства. Необходимо отметить, что увеличение наработки на отказ УЭЦН, например на 10%, стоит компании более полумиллиарда рублей в год (включая затраты на ремонт скважин и оборудования, потери в добыче нефти за время ремонтов скважин).

Несмотря на то, что каждым годом увеличиваются объемы вкладываемых финансовых ресурсов в профилактику и устранение последствий влияния осложняющих факторов на работу УЭЦН, проблема влияния осложнений, по-прежнему, остается так же острой и актуальной.

Существующая стратегия интенсификации добычи в большинстве компаний России направлена на работу УЭЦН в более жестких условиях, что требует изменения устоявшихся взглядов на конструктивные технологические особенности УЭЦН.

Основными проблемами, осложняющими технологический процесс механизированной добычи нефти являются: засорение и истирание и центробежных насосов ЭЦН абразивными частицами в скважинах после гидроразрыва пласта (ГРП) или частицами горных пород (29% отказов), отложения солей на рабочих органах ЭЦН (21% отказов), перегревы и отказы узлов по температуре (7% отказов) и влияние свободного газа в перекачиваемой жидкости.

Доля осложненных отложением солей скважин занимает от 20-30% в структуре действующего фонда скважин. С ростом обводненности добываемой продукции эта проблема увеличивается. Для борьбы с отложениями солей на рабочих органах используются несколько способов, это обработка призабойной зоны перед запуском УЭЦН в работу, закачка реагента через систему поддержки пластового давления (ППД) в пласт, контейнеры с реагентом под УЭЦН, наиболее распространенный способ -установка устьевых дозирующих устройств (УДЭ).

Отложения неорганических солей являются одной из наиболее распространенных причин отказа УЭЦН. На рисунке 2 представлена динамика фонда скважин по всем видам отложений на месторождении X. Именно, проблема солеотложения в последние годы получила особую актуальность, ввиду прогрессирующего роста обводненности пластовой жидкости на большинстве активно разрабатываемых нефтяных месторождениях.



Рисунок 2 – Динамика фонда скважин по основным осложнениям на месторождении X

### 1.1 Проблема отложения солей при добыче нефти и их влияние на работу электроцентробежных насосов

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся в призабойной зоне пласта добывающих скважин на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки.

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующийся в условиях обводнения добываемой продукции.

Учитывая, что на месторождениях Западной Сибири широко используют высокопроизводительные УЭЦН, солеобразования в насосном оборудовании представляют наибольшую опасность. Отложения солей наибольшую опасность



представляют в глубинно-насосном оборудовании (ГНО). Солевые отложения отлагаются внутри насосно-компрессорных труб (НКТ), на наружной поверхности корпуса двигателя, приводя его к перегреву, в газосепараторе, рабочих ступенях насоса. Образование плотного камнеобразного осадка толщиной 0,6-1 мм нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя (рисунок 3).

Наряду с отложением солей в скважинах интенсивное солеобразование отмечается в устьевом оборудовании, выкидных линиях внутри промыслового сбора нефти, замерных устройствах, установках по подготовке нефти, а также в системах поддержания пластового давления

Солевые отложения на поверхности колес ЭЦН и внутри НКТ происходит за счет изменения термобарических условий и перераспределения компонентов скважинных флюидов между водной, нефтяной и газовой фазами. В результате повышения температуры потока добываемой продукции из-за теплоотдачи от работающего погружного электродвигателя снижается растворимость неорганических солей.

Интенсификация добычи нефти приводит к снижению пластового давления и интенсивному газоотделению уже в призабойной зоне пласта, на участке перфорации. Это способствует тому, что зона начала кристаллизации солей смещается ниже к интервалу перфорации скважины. В дальнейшем кристаллизация и осаждение солей наблюдаются в призабойной зоне пласта (ПЗП), интервале выше перфорации, в насосе, колонне НКТ, выкидной линии, коммуникациях и оборудовании систем сбора и подготовки нефти (рисунок 3).

В состав отложений могут входить более 50 минералов и продуктов коррозии металла. Наиболее распространены минералы, такие как карбонат кальция, магнетит, гипс, сульфид железа, сульфат бария. К примесям относят кварц, пирит, полевые шпаты, доломит, гидрослюдистые минералы. Продукты коррозии в отложениях представлены сульфидом железа, купритом, атакамитом, магнетитом.

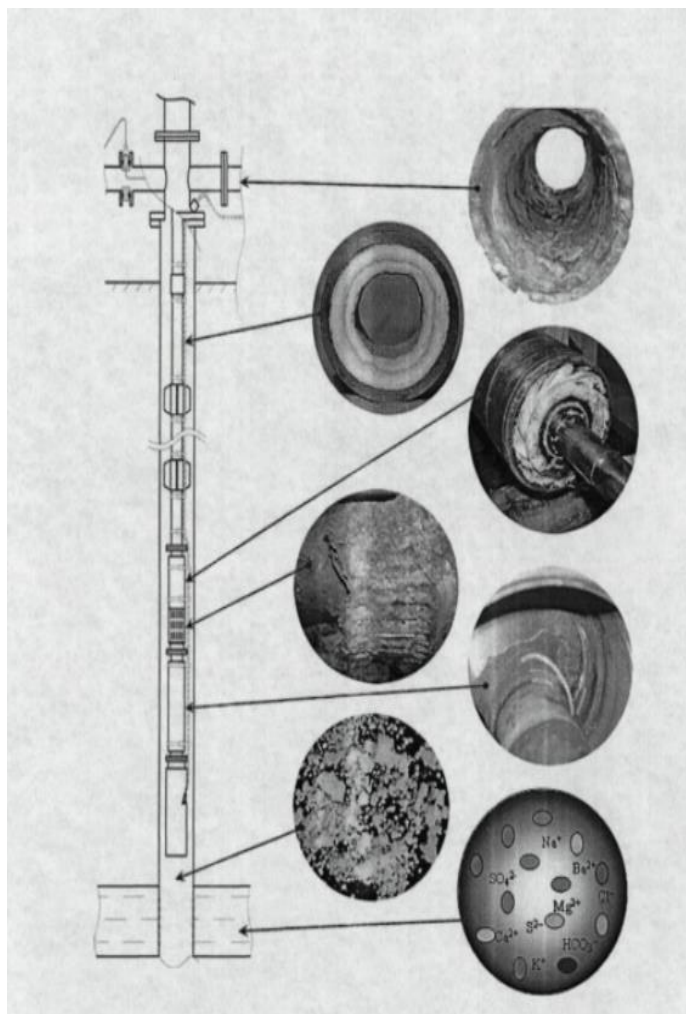


Рисунок 3 – Основные зоны солеотложений в установках ЭЦН [1]

Отложения солей наибольшую опасность представляют для механизированного фонда скважин. Образование осадков на рабочих поверхностях колес и направляющих аппаратов УЭЦН приводит к заклиниванию, слому вала и как следствие выходу из строя установок в целом (рисунок 4). Солеобразования образующиеся в НКТ, чаще всего имеют слоистую структуру. Непосредственно к стенкам труб примыкает слой осадка, представленного микрокристаллами, скреплёнными органическими веществами и прочими включениями. По направлению к центру кристаллы становятся крупнее, включения органических веществ. Прочность сцепления солевых корок с внутренней поверхностью труб по стволу скважины возрастает с глубиной.



Рисунок 4 – Отложение солей на рабочих органах УЭЦН и НКТ

Таким образом отложения минеральных солей (ОМС) следует рассматривать как фактор, существенно осложняющий эксплуатацию нефтепромыслового оборудования. При проведении защитных мероприятий, например, ингибирования, необходимо учитывать взаимосвязь рассмотренных процессов, иначе эффективность проводимых мероприятий может значительно понизиться. Наиболее интенсивное солеотложение происходит в прискважинной зоне скважин, а также при изменении термобарических условий ( $T$ ,  $P$ ) – на приеме УЭЦН, у башмака лифтовой колонны, на устье скважины, в выкидных линиях [1].

Процесс накопления солевых отложений на поверхности оборудования начинается с зарождения и роста кристаллов соли в отдельных точках, концентрирующихся в основном вдоль различного рода дефектов поверхностей любой природы (стекла, органического стекла, полиэтилена, стали и других материалов).

Одна из причин отказа электропогружного оборудования по вине солеотложений является «Клин». «Клин» – увеличение рабочего тока выше номинального, срабатывание защиты от перегруза и невозможность дальнейшей эксплуатации УЭЦН.

Причиной клина УЭЦН могут являться такие причины как: прихват рабочих органов электропогружного оборудования (ЭПО) вследствие отложения солей и выноса нерастворимых твёрдых частиц из пласта. Растворенные в эмульсии соли при изменении термобарических условий оседают на рабочих

органах, как секций насоса, так и вспомогательного погружного оборудования, так же, как и механические примеси и частицы вымываемой горной породы. Происходит частичное подклинивание составных частей ЭПО: вал - рабочее колесо, рабочее колесо - корпус.

Таблица 1 – Обнаружение осадков солей в скважинах на месторождении X

Номер скважины	Причина отказа
№1	(Демонтаж 19.04.16 Причина отказа – засорение механическими примесями) НнО-197сут. Слом вала на 26-м аппарате снизу. Разрушение карбид-вольфрамовых втулок в нескольких местах. Значительный износ верхних и нижних текстолитовых шайб. Радиальный износ осевой посадочной поверхности рабочих колес и направляющих аппаратов, юбки и ступицы рабочих колес. Значительный налет на рабочих органах черного цвета толщиной нескольких миллиметров, в некоторых местах с твердыми включениями. Вал в черном налете.
№2	(Демонтаж 09.05.17 Причина остановки – клин; комиссионный) НнО-51сут. Результаты разбора УЭЦН: Вал не вращается, вылет в норме. Рабочие органы УЭЦН полностью забиты отложениями. Следы перегрева на всех аппаратах и колесах. Радиальный износ юбки и ступицы рабочих колес. Отбор пробы с насоса: отложения не однородного состава, основную часть составляют карбонаты 64,7%.
№3	(Демонтаж 23.01.16. Причина отказа – солеотложение.) НнО-136сут. Результаты разбора УЭЦН: Вал не вращается. Вылет вала в норме. Шлицевая муфта и шлицы вала в норме. На рабочих колесах и направляющих аппаратах следы перегрева цвета побежалости. Рабочие органы, включая проходные каналы рабочих органов, полностью забиты мех. примесями и отложениями. Износ юбки и ступицы рабочих колес, износ текстолитовых шайб. Отбор проб: Отложения не однородного состава, практически в равных долях содержащие нефтепродукты, карбонаты и продукты коррозии
№4	(Демонтаж 30.03.16 Причина остановки – клин) НнО-324сут. Разбор УЭЦН: Вращение вала отсутствует. Вылет вала в норме. Шлицевая муфта и шлицы вала, стопорные кольца в норме. В ловильной голове присутствуют твердые отложения белого цвета. При попытке снятия рабочих колес и аппаратов с вала насоса, произошло разрушение двух рабочих аппаратов и рабочих колес. Рабочие органы насоса не удалось снять с вала. Все поверхности рабочих органов насоса покрыты твёрдым отложением белого цвета. Отбор проб: отложения состоят из карбонатов 83,8%
№5	(Демонтаж 20.04.2018 Причина остановки – Клин) НнО 77 сут. При демонтаже на УЭЦН обнаружены солеотложения, при разборе в РО – солеотложения. До предыдущего отказа скважина находилась в осложненном солеотложениями фонде, затем была выведена из ОФ по причине снижения минерализации воды. Во время эксплуатации проводилась СКО для стабилизации работы.

Как видно из данной таблицы при эксплуатации данных скважин созданы благоприятные условия для выпадения карбонатов в подземном оборудовании:

- Снижение  $P_{заб}$  ниже  $P_{нас}$ . Снижение давления сопровождается перераспределением растворенного  $CO_2$  между водой и нефтью и приводит к выпадению карбоната из насыщенных солеобразующими ионами сред;

- Высокая температура двигателя и рабочих органов. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция. На скважинах с высоким ГФ (газовый фактор) существует необходимость установки режима токоограничения (I-lim), данный режим влечет за собой работу в режиме «пустого» насоса на холостом ходу в течении времени, необходимого для «прогазовки» и подхвата жидкости насосом. В свою очередь работа на данном режиме влечет за собой риски перегрева рабочих органов секций насоса.

## **1.2 Основные причины образования солевых отложений**

Образование отложений солей при добыче нефти во многом определяется смешением пластовых и закачиваемых вод, на что решающим образом влияет используемый способ заводнения нефтяного месторождения.

При законтурном заводнении нагнетательные скважины располагаются за контуром нефтяной залежи, и закачиваемая вода нагнетается в водоносную часть пласта. Очевидно, что она смешивается прежде всего с законтурной водой. Образующиеся при смешении несовместимых вод осадки выпадают в водоносной части пласта, изменяя ионный состав как законтурных, так и закачиваемых вод. В этом случае ионный состав попутно - добываемой воды прямым образом зависит от объема воды, закачиваемой для поддержания пластового давления.

При внутриконтурном заводнении нефтяная залежь разрезается рядами нагнетательных скважин на отдельные блоки, и закачиваемая вода непосредственно поступает в нефтяную часть пласта. В этом случае закачиваемая вода главным образом смешивается с остаточной водой. Под остаточной водой понимают капиллярную и рыхлосвязанную воды,

находящиеся в порах нефтяного пласта. Эта вода характеризуется малой подвижностью и способна к перемещению только при достижении определенного перепада напора. Ионный состав остаточной воды во многих случаях сходен с составом законтурных подошвенных вод. Однако в процессе геологического развития региона могут возникать условия, под воздействием которых состав тех и других вод претерпевает изменения [6].

При внутриконтурном заводнении происходит вытеснение остаточной воды закачиваемой. В этом случае смешение протекает в нефтяном пласте в зоне непосредственного контакта. При несовместимости вод в пласте возможно образование нерастворимых осадков, затрудняющих процесс фильтрации нефти. Из – за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта В добывающей скважине также происходит смешение остаточной воды, вытесняемой вместе с нефтью, с закачиваемой водой. В различных соотношениях, что приводит к выпадению солей в призабойной зоне скважины. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины [6].

Выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную. Выпадение осадка может происходить:

- при смешивании вод различного состава несовместимых друг с другом;
- при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий в скважине либо насосе;
- при испарении воды и т.д.;
- смешивание несовместимых вод, приводящее к солеобразованию, происходит при выводе скважины на режим из глушения, при реализации различных способов заводнения месторождения, при смешивании на забое скважины вод различных нефтяных пропластков несовместимых друг с другом и т.д.

При выводе скважины после глушения, поступающая из пласта попутно добываемая вода смешивается с раствором глушения. В процессе смешивания раствора глушения на основе хлористого кальция с пластовой водой гидрокарбонатно-натриевого типа возможно образование перенасыщенного карбонатом кальция водного раствора из-за увеличения содержания в смеси ионов кальция и снижения содержания растворенного в пластовой воде  $\text{CO}_2$ , что приводит к выпадению избыточного количества карбоната в стволе скважины и насосном оборудовании.

Солеобразование карбоната кальция протекает и при глушении скважин раствором хлористого натрия. В этом случае выпадение карбоната обусловлено только снижением содержания растворенного  $\text{CO}_2$  при смешивании насыщенной либо близкой к насыщению пластовой воды и раствора глушения. Из-за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта в стволе скважины происходит смешивание попутно – добываемых вод с различным содержанием солеобразующих ионов и растворенного  $\text{CO}_2$ , что зачастую приводит к образованию пересыщенных в отношении карбоната кальция водных растворов и выпадению карбонатных осадков в стволе скважины. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины.

Подъём по скважине добываемой продукции сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесного водного состава. Устанавливается новое соотношение растворенного диоксида углерода между водной и нефтяной фазами. Снижение содержания диоксида углерода в воде приводит к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред:



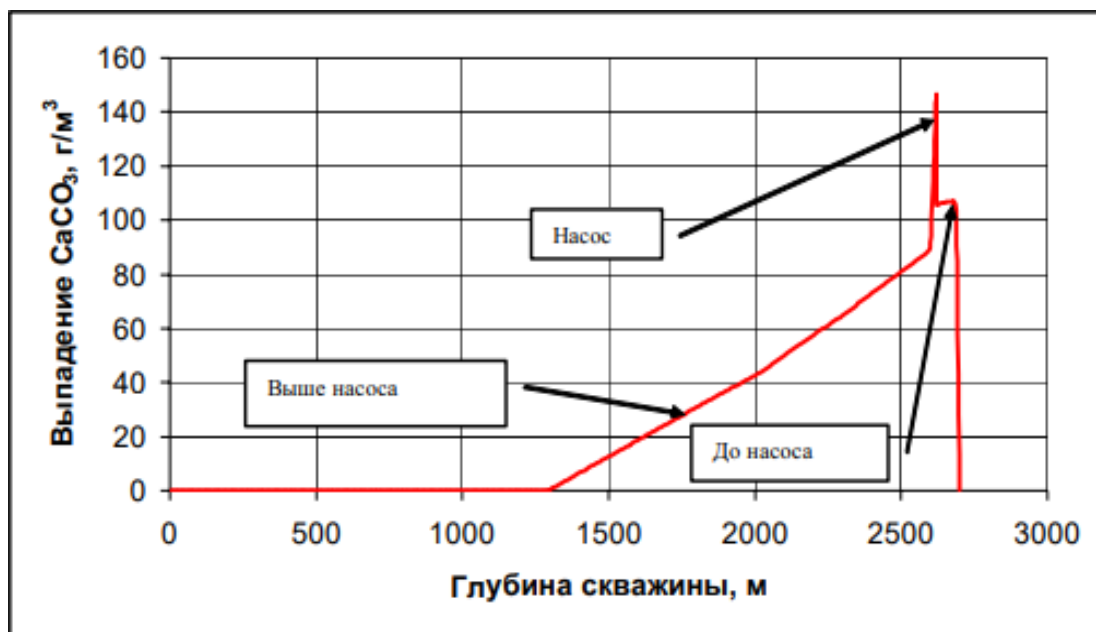


Рисунок 5 – Солеобразование в зоне ЭЦН

Процесс интенсифицируется при снижении давления ниже давления насыщения нефти. Из нефти выделяются газообразные компоненты, что приводит к снижению содержания углекислоты в нефти и водной фазе и, как следствие, к выпадению новых порций карбоната кальция. В результате происходит отложение солей в эксплуатационной колонне, на поверхности насосного оборудования, рабочих колёс электроцентробежных насосов (ЭЦН) и т.д.

Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводнённых скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей. В осадок могут перейти растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов.

Основные причины образования твёрдых неорганических солей на нефтедобывающих предприятиях представлены на рисунке 6.





Рисунок 6 – Основные причины образования солеотложения [11]

### 1.2.1 Образование карбонатных солей

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растёт и может достигать 95%. Поэтому важно знать, какое влияние оказывает пластовая вода на процесс добычи нефти и газа.

Состав пластовых вод разнообразен и зависит от природы эксплуатируемого нефтяного пласта, физико-химических свойств нефти и газа. В пластовых водах всегда растворено некоторое количество солей. Больше всего в воде содержится хлористых солей (до 80-90% от общего содержания солей).

Виды пластовых вод:

- подошвенные (вода, заполняющая поры коллектора под залежью);
- краевые (вода, заполняющая поры вокруг залежи);
- промежуточные (между пропластками);
- остаточные (оставшаяся со времён образования залежи вода).

Минерализация воды – содержание растворённых солей в г/л. Согласно академику В.И. Вернадскому (1933). По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре типа:

1. пресные с минерализацией до 1 г/л (или 1000 мг/л);
2. солоноватые (слабоминерализованные) – от 1 до 10 г/л (1000-10000);
3. солевые (минерализованные) – от 10 до 50 г/л (10000-50000);
4. рассолы, минерализация которых выше 50 г/л (50000 мг/л) [2].

Минерализация пластовой воды растёт с глубиной залегания пластов.

Осаждение и растворение карбоната кальция играют важную роль в самых разнообразных областях. Большинство подземных вод, полученных при добыче нефти и газа, содержат относительно высокие концентрации ионов кальция. При этом, из-за повышенных концентраций  $\text{CO}_2$  в этих водах, чем на поверхности Земли, карбонат кальция является одним из наиболее важных образующихся минералов при добыче нефти и газа. Так, при закачке сточных вод в подземные пласты часто возникает проблема формирования кристаллов карбоната кальция. Хотя ее можно решить повышением кислотности раствора, проблема остается острой, во-первых, вследствие понижения растворимости  $\text{CaCO}_3$  с повышением температуры и, во-вторых, из-за того, что эта соль может кристаллизоваться из водного раствора, по меньшей мере, в трех формах - кальцита, арагонита и ватерита.

Кристаллическая форма карбоната кальция в солевых отложениях в основном представлена кальцитом, арагонитом и в меньшей степени ватеритом, причем формирование той или иной кристаллической структуры сильно зависит от условий, в которых происходит кристаллизация, а также от ионного состава воды.

Образование отложений  $\text{CaCO}_3$  происходит вследствие:

- а) падения давления, при котором высвобождается  $\text{CO}_2$ ;
- б) изменение давления или температуры, что приводит к ухудшению растворимости. С повышением температуры растворимость карбоната кальция ухудшается и образуется осадок;
- в) смешивание двух жидкостей, несовместимых по химическому составу;
- г) увеличение рН (водородного показателя) пластовых и сточных вод;

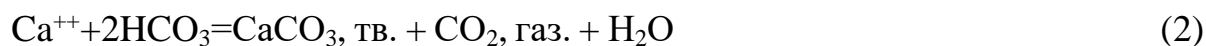
д) применение ПАВ, ингибиторов и других химических элементов, способствующих кристаллизации кальцита.

Когда отложения образуются в пласте, они закупоривают поры, уменьшая таким образом проницаемость. Отложения в пласте образуются в непосредственной близости от скважины, при этом уменьшается проницаемость призабойной зоны скважин.

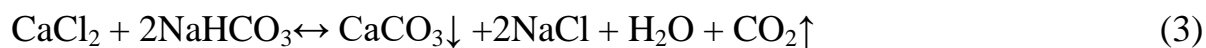
Невозможно эксплуатировать скважину и надеяться гарантированно избежать образования отложений без принятия методов предупреждения. С самого начала необходимо проводить тщательные химические и термодинамические исследования, чтобы спрогнозировать образование отложений и предпринять меры для сведения к минимуму причин образования отложений, а также последствия их образования. Лучше предотвратить образование отложений, чем удалять образовавшиеся отложения. В настоящее время есть множество компьютерных программ, которые позволяют изучать процесс образования отложений.

Наиболее часто встречаются в эксплуатационных скважинах отложения карбоната кальция  $\text{CaCO}_3$ . Многие породы содержат кальцит, в результате чего пластовый раствор насыщается  $\text{CaCO}_3$ , (растворение кальцита достигает предела).

Во время эксплуатации давление в призабойной зоне понижается, и на многих месторождениях из нефти выделяется газ уже на забое. Растворенный в пластовой воде  $\text{CO}_2$ , переходит в газообразное состояние, что приводит к образованию отложений  $\text{CaCO}_3$ , как это показано в приводимой формуле:



Даже если  $\text{CO}_2$ , не выделяется, одно давление может привести к ухудшению растворимости. Раствор становится сверхнасыщенным, а это приводит к отложению  $\text{CaCO}_3$ . Отложения карбоната кальция (кальцит)  $\text{CaCO}_3$ , из-за несовместимости вод часто встречается в нефтепромысловой практике. Пример несовместимости вод взаимодействие хлоркальциевых вод с бикарбонатом кальция:



По мере повышения температуры возможность отложения  $\text{CaCO}_3$ , увеличивается. Влиянием температурного фактора можно объяснить образование карбонатных осадков в некоторых глубоких нагнетательных скважинах с высокой пластовой температурой, куда закачивается вода, насыщенная карбонатом кальция в поверхностных условиях [3]. Существенное влияние на растворимость кальцита оказывает присутствие в воде  $\text{CO}_2$  (рисунок 8). В дистиллированной воде, полностью лишенной  $\text{CO}_2$ , растворимость карбоната кальция при 25 °С составляет всего 0,014 г/л, т.е. снижается примерно в 4 раза по сравнению с растворимостью в воде, находящейся в равновесии с воздухом (таблица 2).

Кальцит  $\text{CaCO}_3$  наиболее часто встречаемый осадок в нефтепромысловой практике. Карбонатные отложения оседают из-за разности давлений.

Общее уравнение образования кальцита:

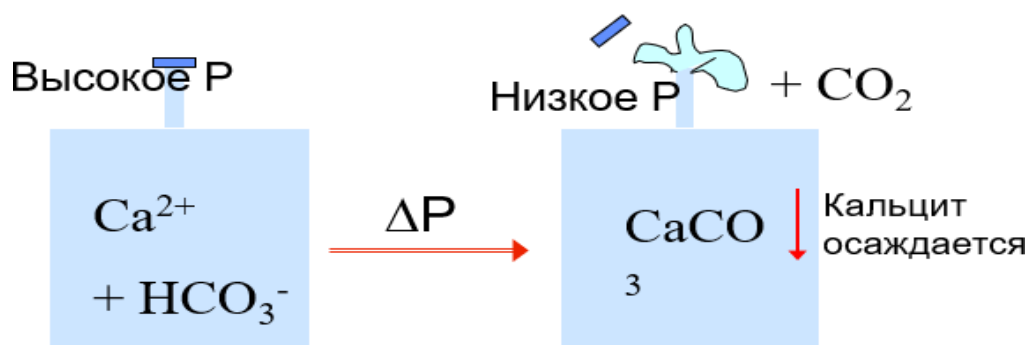
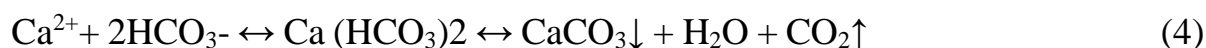


Рисунок 7 – Образование кальцита из-за разности давлений

Растворимость кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ) в воде мала

Таблица 2 – Растворимость кальцита в контакте с воздухом и без контакта

Условия	Растворимость, мг/л, 25 0С
Вода в контакте с воздухом	53
Дистиллированная дегазированная вода, без контакта с воздухом	14

Увеличение парциального давления  $\text{CO}_2$  (увеличение содержания  $\text{CO}_2$  в водной фазе) приводит к увеличению растворимости  $\text{CaCO}_3$  (рисунок 2).

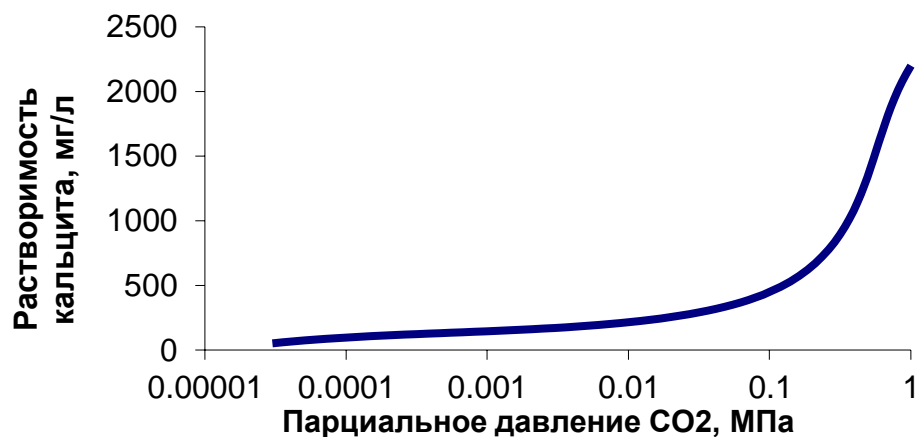


Рисунок 8 – Зависимость растворимости кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ) при температуре 25 °C от парциального давления углекислого газа ( $\text{CO}_2$ )

Увеличение температуры приводит к снижению растворимости (рисунок 3).

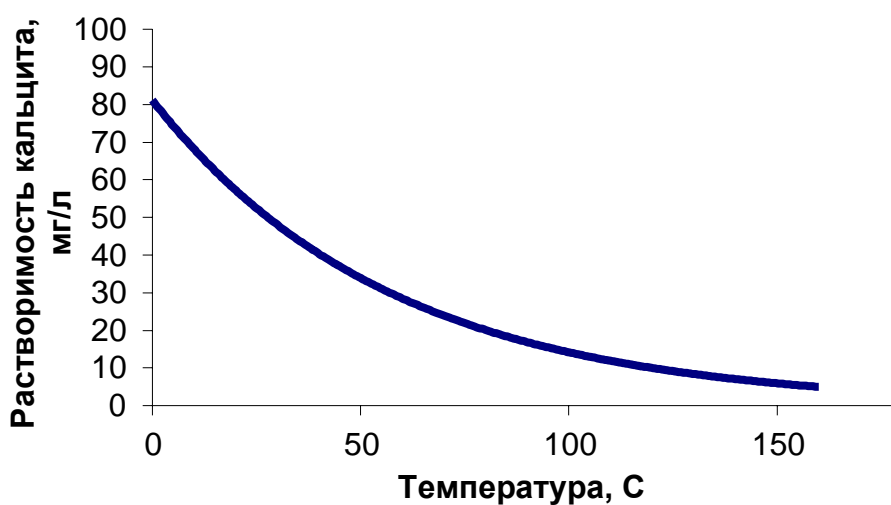


Рисунок 9 – Зависимость растворимости кальцита от температуры

В добывающих скважинах по мере подъема продукции происходит снижение температуры (при этом растворимость карбоната кальция увеличивается) и уменьшение давления (что вызывает понижение растворимости карбоната кальция). Поэтому при выяснении причин отложения карбонатных осадков в добывающих скважинах и системе сбора и подготовки нефти необходимо рассматривать совместное проявление этих двух

противоположно направленных факторов. На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает рН среды. В кислой среде растворимость кальцита значительно выше, чем в щелочной. По мере увеличения рН и щелочности воды вероятность выпадения карбонатных осадков повышается. Это связано с тем, что растворимость  $\text{CO}_2$ , также зависит от рН водных растворов: чем более кислая среда, тем больше в ней может быть растворено углекислого газа.

### 1.3 Прогнозирование образования солевых отложений в нефтяных скважинах

Мониторинг солеотложения, изучение, накопление и обобщение данных по составу попутно добываемой воды могут служить основанием для выделения основных признаков, позволяющих с большой точностью обнаружить нарушение ЭК скважины.

Выделение признаков возможного нарушения эксплуатационной колонны очень удобно осуществлять, используя карты изменения состава пластовых вод по различным компонентам: хлоридам, сульфатам, кальцитам, минерализации и др.

Такие карты строят для прослеживания динамики изменения физико-химических свойств состава воды (рисунок 10).

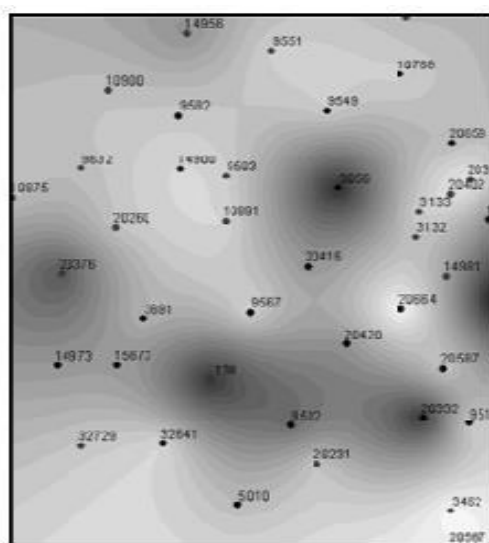


Рисунок 10 – Минерализация пластовых вод

В результате могут быть выявлены случаи нарушения эксплуатационной колонны, приводящие к выпадению солей в скважинах по следующим основным признакам. Основной идеей такого подхода является изучение динамики состава попутно добываемой воды.

Прогнозирование интенсивности солеотложения в скважине является отправной точкой при планировании мероприятий по снижению отказов оборудования на солеотлагающем фонде. Как показывает нефтепромысловый опыт, затраты на предупреждение отложения солей оказываются во много раз меньше затрат на борьбу с их проявлениями [8].

Применительно к прогнозу отложения кальцитов в скважине это означает, что наибольшая вероятность выпадения солей существует на участках скважины с повышенной температурой, а именно, в призабойной зоне, в области подвески ПЭД и насоса. Применительно к прогнозированию вероятности солеотложения в нефтедобывающих скважинах можно выделить два основных подхода: эмпирический, который основан на имеющемся опыте анализа случаев выпадения солей в скважинах, и подход, основанный на использовании методик прогноза солеотложения. Существующие методики прогноза солеотложения многообразны. С точки зрения сложности их можно разделить на три группы:

- методики, основанные на адаптации известных экспериментальных кривых (графики, номограммы);
- методики, основанные на вероятностных моделях (индекс стабильности, индекс насыщения);
- методики, основанные на использовании результатов моделирования многофазного потока в скважине с учетом химической кинетики.

В силу отличий в механизмах выпадения сульфатных и карбонатных солей различаются отдельно методики прогноза кальцитов и сульфатов. В модуле «Солеотложения» программы RosPump используется методика Оддо и Томсона, в которой оценка возможного выпадения солей проводится по величине индекса насыщения, так же прогнозирование и расчет возможности выпадения карбоната кальция ведется по методике «Скиллмена – МакДональда – Стиффа». Методика

прошла многолетнюю апробацию на месторождениях Западной Сибири ОАО «НК «Роснефть» и показала удовлетворительное согласование (совпадение в более чем 70% случаях) прогнозных значений с реальными данными.

К числу ее несомненных достоинств можно отнести следующие:

- минимально необходимый набор входных параметров;
- относительная простота в программной реализации;
- применимость для прогноза выпадения карбонатных и сульфатных солей.

Для прогнозирования риска выпадения солей в модуле «Солеотложения» требуются следующие исходные данные:

- 8-компонентный состав пластовой воды (концентрации ионов  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{HCO}_3^-$  в мг/л), полученный в результате лабораторных анализов проб пластовой воды для данной скважины;
- мольный состав газа (мольные доли  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$ ) для расчета индекса насыщения для кальцитов;
- рабочие параметры скважины (дебит жидкости, обводненность, плотность нефти), которые определяются из технологического режима работы скважины и корректируются в процессе подбора насосного оборудования;
- термобарические условия (распределения температуры и давления по стволу скважины), определяются с помощью встроенных в RosPump алгоритмов расчета многофазного потока.

Выходным параметром расчетной методики Оддо Томсона является индекс насыщения – SI.

$$Si = \lg\left(\frac{[Kt^{2+}]^x [An^{2-}]}{K}\right), \quad (5)$$

где  $Kt^{2+}$  и  $An^{2-}$  – молярные концентрации ионов, участвующих в формировании солей,  $K$  – константа произведения растворимости при равновесном состоянии. Индекс насыщения отражает степень риска выпадения солей в осадок. Для того чтобы оценить этот риск вводятся уровни



солеопасности, которые для месторождений Западной Сибири представлены в таблице. Принимается, что при  $SI < 0$  выпадения солей не происходит.

Выпадение осадка карбоната кальция ( $CaCO_3$ ) прогнозируется исходя из учёта факторов, причин и условий протекания процесса. Образованию твёрдого осадка могут способствовать:

- смешение несовместимых вод;
- разложение  $HCO_3^-$  из-за изменения физико-химических условий;
- уменьшение растворимости карбоната кальция, в случае снижения минерализации попутно добываемых вод и уменьшения парциального давления диоксида углерода.

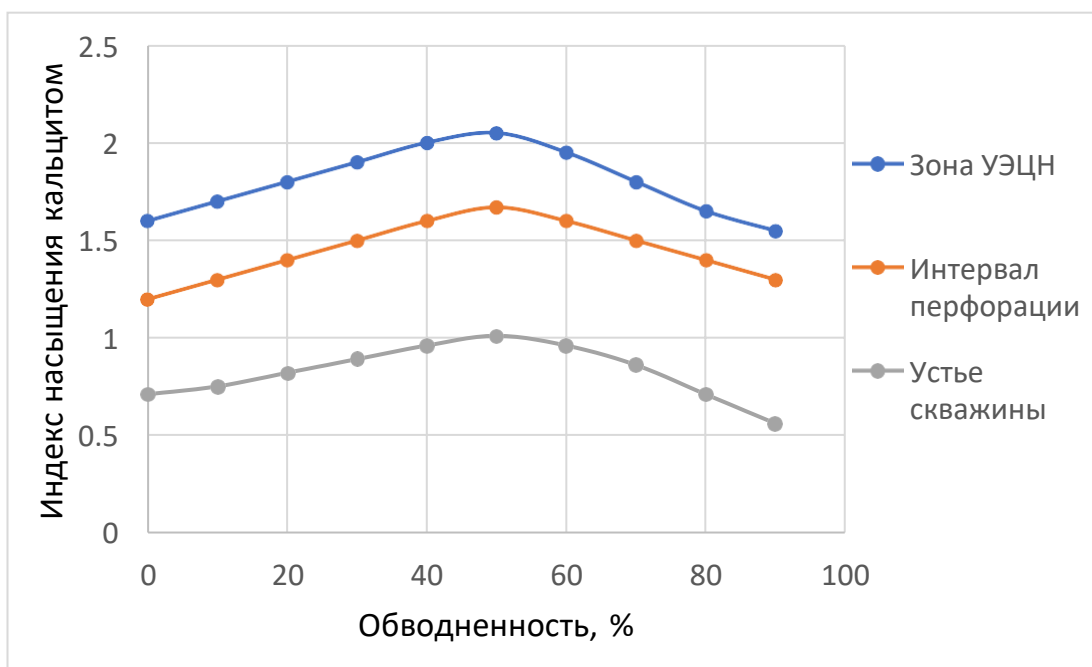


Рисунок 11 – Зависимость индекса насыщения добываемой воды кальцитом от обводнённости продукции для пласта НХ в ПЗП, на УЭЦН и на устье скважины

Как известно, растворимость карбоната кальция зависит от содержания в воде  $CO_2$ , находящимся в определённых количественных соотношениях с ионами  $HCO_3^-$  и  $CO_3^{2-}$ .

В условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции определить преимущественно выпадающие осадки позволят эмпирико-статические данные и схематическая карта прогноза солеотложения [19].

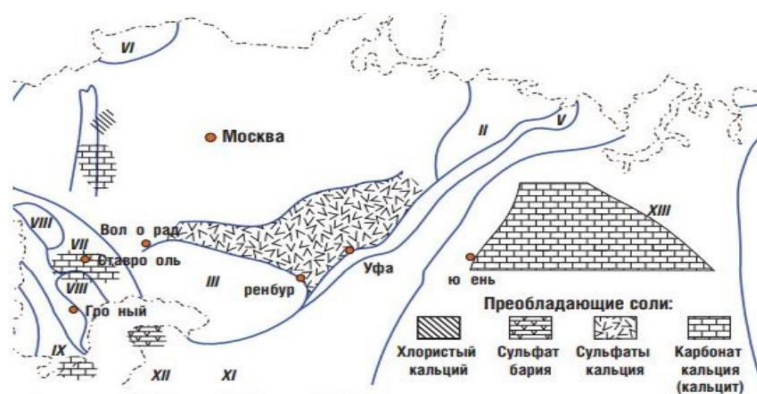


Рисунок 12 – Схематическая карта прогноза солеотложений [19]

На схематической карте (рисунок 12) показано, что основными солеотложениями Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются карбонаты кальция. Также, это подтверждается опытными данными разработки месторождения X.

Таким образом, рассчитаем прогноз солеотложений карбоната кальция по методике «Скиллмена – Мак Дональда – Стиффа» [19].

Исходные данные по химическому составу пластовых вод и термобарическим условиям были взяты с месторождения X (таблица 3).

Таблица 3 – Химический состав пластовых вод

Ионы	Содержание ионов	
	мг-экв/л	моль
Ca <sup>2+</sup>	15,7	0,0022
Mg <sup>2+</sup>	1,8	-
Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	256,3	-
Cl <sup>-</sup>	262,6	-
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0,8	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	11,1	0,0217
Температура	70 °С	
pH	7,5	

По результатам анализа химического состава воды определяют ионную силу раствора ( $\mu$ ), пренебрегая вкладом K<sup>+</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, H<sup>+</sup>:

$$\mu = \frac{\sum C_1 + 2 \sum C_2 + 3 \sum C_3}{2 \cdot 1000} \quad (6)$$

где  $\sum C_1$ ,  $\sum C_2$ ,  $\sum C_3$  – сумма концентрации одно-, двух-, и трёхвалентных ионов.

$$\mu = \frac{(262,2 + 256,3 + 11,1) + 2 \cdot (15,7 + 1,8 + 0,8)}{2 \cdot 1000} = 0,2831 \text{ моль/л} \quad (7)$$

Используя уравнение Дебая-Гюккеля (2) и полученное значение ионной силы раствора рассчитываем коэффициенты активности индивидуальных ионов [10]:

$$\lg f_{Ca} = - \frac{A_D * z_i^2 * \sqrt{\mu}}{1 + d_i * B_D * \sqrt{\mu}} \quad (8)$$

$$\lg f_{HCO_3^-} = - \frac{A_D * z_i^2 * \sqrt{\mu}}{1 + d_i * B_D * \sqrt{\mu}} = -0.17819 \quad (9)$$

где  $A_D$  и  $B_D$  – константы, характеризующие растворимость при определённых термобарических условиях;

Для  $t = 70$  °С константы равны  $A_D = 0,592$

$B_D = 0,3456$

$z_i$  – заряд  $i$ -го иона;

$d_i$  – эффективный диаметр  $i$ -го иона.

$$\lg f_{Ca^{2+}} = - \frac{0.592 * 2^2 * \sqrt{0.2831}}{1 + 6 * 0.3456 * \sqrt{0.2831}} = -0.59002 \quad (10)$$

$$\lg f_{HCO_3^-} = - \frac{0.592 * 1 * \sqrt{0.2831}}{1 + 4 * 0.3456 * \sqrt{0.2831}} = -0.17819 \quad (11)$$

$$\lg f_{Ca^{2+}} = 0.554317 \quad (12)$$

$$\lg f_{HCO_3^-} = 0.83678 \quad (13)$$

Рассчитаем активность каждого иона:

$$a_i = C_i * f_i \quad (14)$$

$$a_{Ca^{2+}} = 0.002253 * 0.554317 = 0.001249 \quad (15)$$

$$a_{HCO_3^-} = 0.002175 * 0.83678 = 0.018201 \quad (16)$$

$$p a_i = -\lg a_i \quad (17)$$

$$p a_{Ca^{2+}} = 2.90 \quad (18)$$

$$p a_{HCO_3^-} = 1.74 \quad (19)$$

Рассчитаем  $pK_2$  и  $pPP_{CaCO_3}$  при  $t = 90$ °С по следующим эмпирическим законам [10]:

$$\lg K_2 = -10.330 + 2.70 * \left(1 - \frac{298.2}{t+273.2}\right) \quad (20)$$

$$\lg PP_{CaCO_3} = -8.482 + 2.60 * \left(1 - \frac{298.2}{t+273.2}\right) \quad (21)$$

$$\lg K_2 = -10.330 + 2.70 * \left(1 - \frac{298.2}{t+273.2}\right) = -9.85 \quad (22)$$

$$\lg \text{PP}_{\text{CaCO}_3} = -8.482 + 2.60 * \left(1 - \frac{298.2}{t+273.2}\right) = -8.95 \quad (23)$$

Рассчитываем значение  $\text{pH}_s$ :

$$\text{pH}_s = \text{p}K_2 - \text{pPP}_{\text{CaCO}_3} + \text{p}a_{\text{Ca}^{2+}} + \text{p}a_{\text{HCO}_3^-} \quad (24)$$

$$\text{pH}_s = 9.85 - 8.95 + 2.90 + 1.74 = 5.54 \quad (25)$$

Находим значение индекса Ланжелье:

$$\text{pH}_s = \text{pH} - \text{pH}_s \quad (26)$$

$$\text{SI}_{\text{CaCO}_3} = 7.3 - 5.54 = 1.7 \quad (27)$$

Следовательно, процесс образования солей при данных термобарических условиях в попутно добываемых водах возможно, так как значение индекса Ланжелье больше нуля. При этом данные термобарические условия свойственны таким зонам как ПЗП, ГНО [2].

Характеристика свойств воды производится по индексу насыщения, или индексу Ланжелье, который представляет собой разность между  $\text{pH}$  исследуемой воды и  $\text{pH}$  воды, насыщенной карбонатом кальция  $\text{pH}_s$ .

## 2. ОБОСНОВАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ДЛЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Все технологии борьбы с солеотложениями делятся на предупреждение и удаление солеотложения (рисунок 13). Рассмотрим более подробно методы предупреждения отложения солей. Они делятся на физические, химические, и технологические. Физические методы делятся на воздействие на продукцию магнитным полем или акустическим полем. Технологические – это защитные покрытия, подбор и подготовка рабочего агента для системы поддержания пластового давления. Также к технологическим методам относится изменение технологических режимов работы скважин и насосного оборудования. Четвертая составляющая ограничение водопритоков в скважине. Пятая это турбулизация потоков, применение хвостовиков и солесборников. Также к методам предупреждения солеотложения относятся химические методы – это применение различных ингибиторов солеотложений [8].

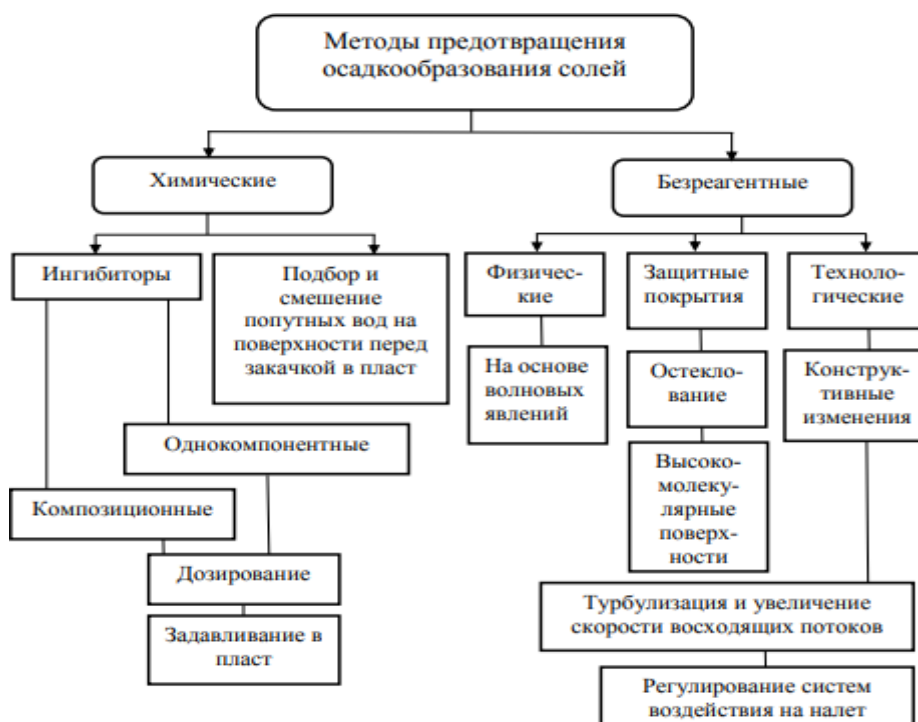


Рисунок 13 – Методы предотвращения солеотложений

## 2.1 Оценка рисков солевывпадения в скважинах месторождения X

Нефтегазоконденсатное месторождение находится на севере Красноярского края России и является крупнейшим из открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние 25 лет. Месторождение, общая площадь которого составляет 416,5 км<sup>2</sup>, включает в себя Ванкорский (Туруханский район) и Северо-Ванкорский (территория Таймырского Долгано-Ненецкого района) участки. Открыто в 1988 г., и запущено в промышленную эксплуатацию в 2009 г. Начальные извлекаемые запасы месторождения X по состоянию на 1 января 2014 г. составляют 500 млн т нефти и конденсата, 182 млрд м<sup>3</sup> газа.

Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты. Добываемая совместно с нефтью пластовая вода, содержащая минеральные соли, обуславливает риск выпадения труднорастворимых солей в процессе добычи и подготовки нефти. Для обеспечения безаварийной работы скважинного и нефтепромыслового оборудования в процессе солеотложения необходима разработка комплексной программы по борьбе с этим явлением. В этой связи встали задачи определения рисков солеотложения, прогноза динамики развития проблемы, определения эффективных технологических решений по предупреждению и удалению солеотложения с проведением лабораторной оценки эффективности существующих ингибиторов для установления их оптимальных дозировок.

По результатам исследования ионного состава и свойств попутно-добываемых, подтоварных и артезианских вод и жидкостей глушения было установлено, что попутно-добываемые воды пластов Як 3-7, Нх-1 и артезианская вода относятся к хлоркальциевому типу (в соответствии с классификацией Сулина В.А.), артезианская вода пластов Дл 1-3, Нс и подтоварная вода месторождения относятся к хлоркальциевому типу, а попутно-добываемые воды пласта Нх 3-4 – к гидрокарбонатно-натриевому типу. Воды содержат катионы

щелочноземельных металлов, которые способны образовывать трудно растворимые в воде осадки – карбонаты.

Общая минерализация вод составляет 19,9-21,5 г/л для пластов Як 3-7, 16,0-20,5 г/л для пласта Нх-1 и 12,8–20,9 г/л для пласта Нх 3-4. Воды содержат катионы щелочноземельных металлов, которые способны образовывать трудно растворимые в воде осадки – карбонаты. Содержание катиона кальция составляет 100–592 мг/л (пласт Як 3-7), 338–748 мг/л (пласт Нх-1) и 35–535 мг/л (пласт Нх 3-4), катиона бария – 0-14 мг/л, 0-28 мг/л и 0-9 мг/л, соответственно. Концентрация катиона стронция находится в диапазонах 88-129 мг/л (пласт Як 3-7), 28–96 мг/л (пласт Нх-1) и 11–84 мг/л (пласт Нх 3-4). Содержание гидрокарбонат-аниона варьируется в пределах 671–1922 мг/л (пласт Як 3-7), 153– 378 мг/л (пласт Нх-1) и 293–3050 мг/л (пласт Нх 3-4), хлор-аниона – 10955-12514 мг/л (пласт Як-3-7), 9483–12349 мг/л (пласт Нх-1), 5645–12436 мг/л (пласт Нх 3-4). Содержание растворенного  $\text{CO}_2$  в воде изменяется в диапазоне 0–80 мг/л, водородный показатель рН – 8,0-8,99 (слабощелочной) для пластов Як 3-7 и Нх-1 и 7,67-9,64 (щелочной) для пласта Нх 3-4. Бактериальная зараженность попутно-добываемой воды сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) достигает от десятка до 107 клеток/см<sup>3</sup> (пласты Як 3-7, Нх-1) и до десятка клеток/см<sup>3</sup> (пласт Нх 3-4).

На основании определенного ионного состава попутно-добываемых, закачиваемых вод и технологических жидкостей по известным методикам математического моделирования (методика Дж. Е. Оддо и М. Б. Томпсона и др.) оценена склонность вод и их смесей к выпадению труднорастворимых солей.

Оценка низких, средних и высоких рисков выпадения кальцита, основного компонента солевых отложений, прогнозируемого по ионному составу пластовых вод, устанавливалась в соответствии с численными значениями индекса насыщения SI (таблица 4).

Таблица 4 – Уровни солеопасности в зависимости от величины индекса насыщения

Уровень	Значение
SI Низкий (I)	< 0,5
Средний (II)	0,5 - 1,0
Высокий (III)	1.0 - 1,5
Сверхвысокий (IV)	> 1,5

Моделированием склонности попутно-добываемых вод пластов месторождения X к выпадению кальцита (рисунок 14) было установлено, что риск выпадения кальцита в скважинных условиях для пластов Як 3-7 и Нх 1, в основном, отсутствует, хотя имеет место тенденция повышения индекса насыщения SI к устью скважины, что связано с процессами разгазирования скважинных флюидов и снижения содержания растворенного CO<sub>2</sub> в попутно-добываемой воде. Для скважин, добывающих продукцию пласта Нх 3-4, риск выпадения кальцита присутствует и наиболее высок в условиях забоя скважины.

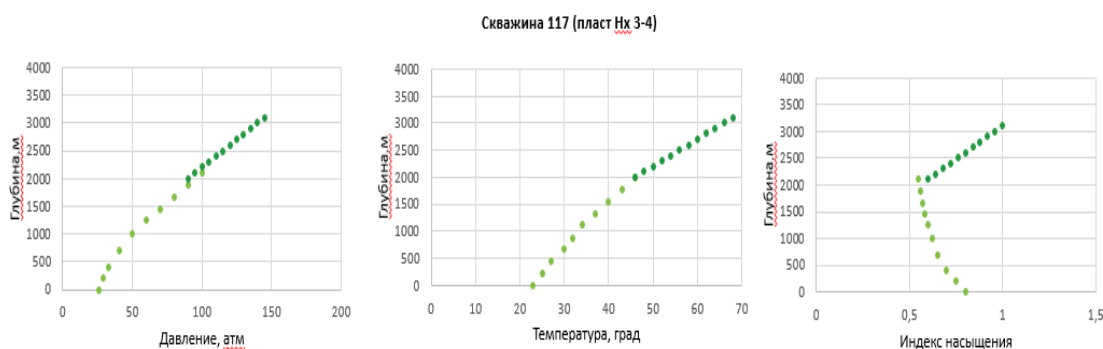


Рисунок 14 – Изменения давления, температуры и индекса насыщения по стволу скважины и НКТ

Причиной выпадения кальцита является изменение термобарического равновесия в потоке скважинного флюида [2]. При поступлении скважинной продукции на забой изменяется содержание растворенного CO<sub>2</sub> между водной и нефтяной фазами, ослабляясь CO<sub>2</sub>, попутно-добываемая вода выделяет труднорастворимый кальцит



В ходе исследования выявлено, что смешивание пластовых вод с закачиваемой подтоварной приводит к повышению нестабильности первых и



усилению выпадения кальцита (рисунок 15). Однако интенсивность выпадения кальцита различна. Для пластовой воды Як 3-7 отмечается незначительный рост количества выпадающего кальцита с увеличением доли подтоварной воды в смеси, а для пластовой воды Нх-1 усиление нестабильности происходит при 28 % и выше содержании подтоварной воды в смеси с дальнейшим существенном ростом интенсивности выпадения кальцита. Наиболее значимо рост нестабильности проявляется при смешивании пластовой воды Нх 3-4 с подтоварной водой с постоянным увеличением интенсивности выпадения кальцита при повышении содержания подтоварной воды в смеси.

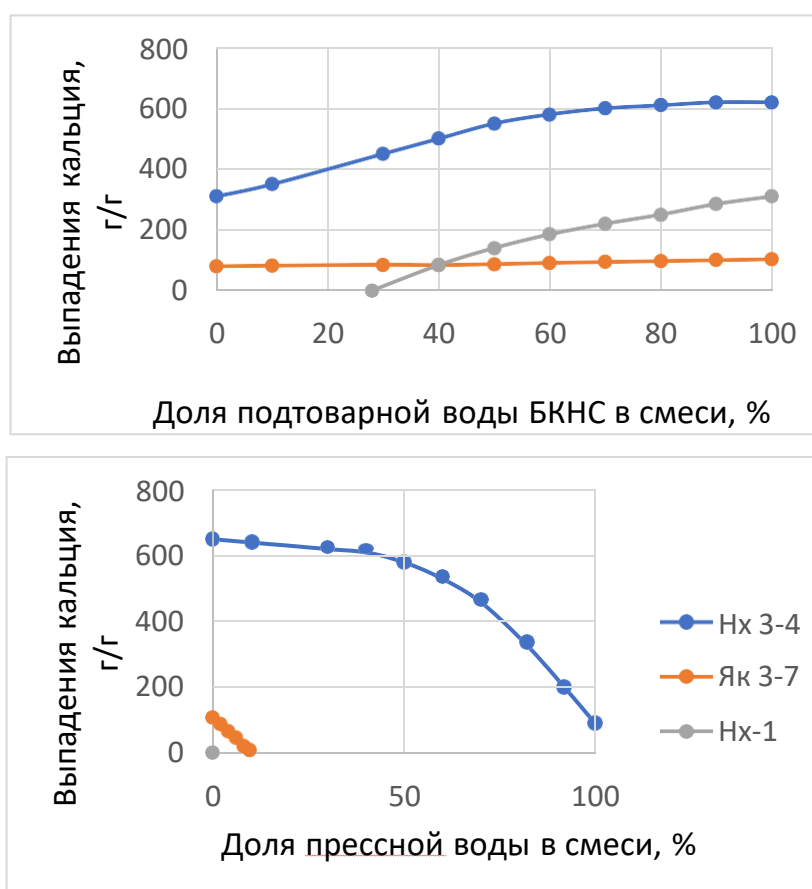


Рисунок 15 – Моделирование смешивания пластовых вод с подтоварной и артезианской в пластовых условиях

Данное явление объясняется различием в содержании солеобразующего катиона кальция в пластовых и подтоварной водах. Наиболее велико различие в содержаниях катиона  $\text{Ca}^{2+}$  для пластовой воды Нх 3-4 и подтоварной воды. Смешивание артезианской воды с пластовыми водами, наоборот, повышает солевую стабильность системы и снижает риск выпадения кальцита. Это связано

с низким содержанием гидрокарбонат-иона в артезианской воде в сравнении с пластовыми водами (рисунок 15).

Для предупреждения риска выпадения и солеотложения кальцита в нефтепромысловой практике широко используют ингибиторы солеотложения.

Среди различных способов и технологий защиты от солеотложения для горизонтальных средне- и высокодебитных скважин пласта Нх 3-4 месторождения X наиболее приемлемы следующие варианты:

- постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку;
- периодическое дозирование ингибитора солеотложения в затрубное пространство;
- задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта;
- дозирование ингибитора солеотложения в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с солеотлагающими добывающими скважинами.

Технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт экономически целесообразна для скважин низкой и средней обводненности, относящихся к средне- и высокодебитному фонду (рисунок 16).

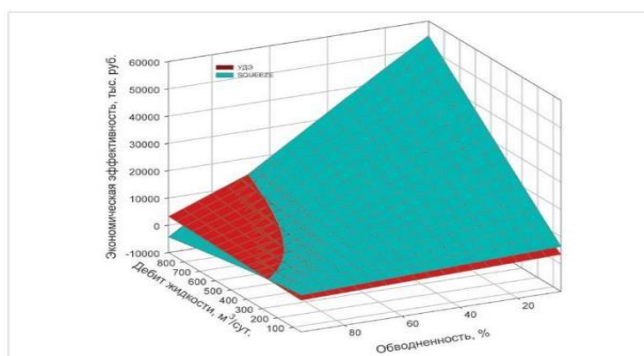


Рисунок 16 – Сопоставление экономических эффективностей технологий защиты скважин от солеотложения методом постоянного ингибирования через капилляр (УДЭ) и методом задавки ингибитора в пласт

Технология предполагает высокие затраты на проведение работ по задавке ингибитора в пласт, связанные, в том числе, и с приобретением необходимого

количества ингибитора. Однако производственная практика указывает и на наибольшую эффективность защиты при использовании технологии, выражающуюся в увеличении средней наработки на отказ погружного скважинного оборудования на, как правило, не менее 4 раз:

- с ростом обводненности добываемой продукции расширяется диапазон дебитов скважин, для которых более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку. Технология постоянного ингибирования эффективнее задавки для скважин с дебитами по жидкости 300 м<sup>3</sup> /сут при обводненности >90%, для скважин с дебитами по жидкости 400 м<sup>3</sup> /сут при обводненности > 82%, скважин с дебитами по жидкости 500 м<sup>3</sup> /сут при обводненности > 76% и т.д. Необходимо отметить, что затраты на приобретение реагента по данной технологии наиболее низкие из рассматриваемых методов защиты;

- положительный эффект от использования технологий постоянного ингибирования через капилляр и задавки в пласт для скважин пласта Нх3-4 проявляется при увеличении средней наработки на отказ более чем в 1,02 и 1,26 раза, соответственно. При росте средней наработки на отказ (СНО) погружного оборудования в 1,4 и 5,2 раза, соответственно, технология эффективна для всего осложненного фонда скважин.

По своей экономической эффективности технология закачки ингибитора через систему ППД в нагнетательные скважины уступает по эффективности технологиям задавки ингибитора в пласт и постоянному дозированию. Технология закачки ингибитора в систему ППД конкурентно способна только при целенаправленной обработке скважин нагнетательного фонда для защиты гидродинамически связанных осложненных добывающих скважин. Технология также эффективна, если через кустовую насосную станцию (КНС) ингибитором приходится обрабатывать всю нагнетаемую воду, а осложненный солеотложением фонд добывающих скважин значителен.

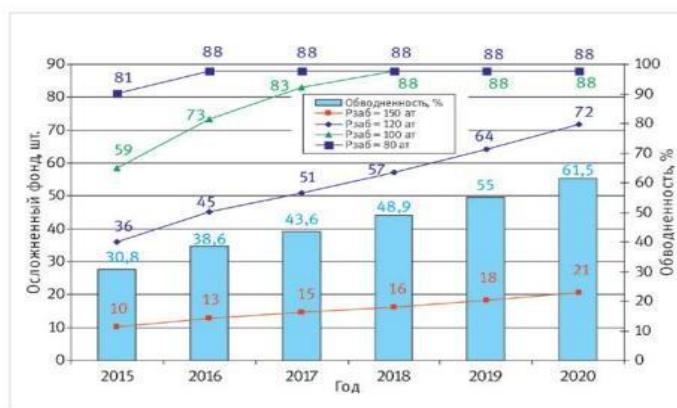


Рисунок 17 – Прогноз динамики осложненного фонда скважин по пласту Нх3-4

### 2.1.1 Подбор оптимального ингибитора для защиты глубинно- насосного оборудования на месторождении X

Тестирование эффективности ингибирования выпадения кальцита проводилось статическим и динамическим методами. В качестве моделей пластовых вод (МПВ) исследовались МПВ Яковлевской Як 3-7 и Нижнехетской Нх 3-4 свит, составы которых приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Средний ионных состав пластовых вод

Ионный состав воды	Пластовая Як3-7	Пластовая НХ-1	Пластовая НХ 3-4	Подтоварная вода (БКНС)	Артезианская вода
Na <sup>+</sup>	7262	6625	5897	6153	5058
Ca <sup>2+</sup>	322	529	141	332	151
Mg <sup>2+</sup>	134	57	58	111	79
Ba <sup>2+</sup>	2	9	1	0	0
Sr <sup>2+</sup>	107	66	35	56	10
Cl <sup>-</sup>	11563	11211	8518	9749	8109
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0	0	0	0	0
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1169	274	1749	1190	331
<b>Термобарические параметры</b>					
р пл, ат	159	254	271		
Т пл, °С	34	59	65		

Для реализации технологий предупреждения солевыпадения был проанализирован ряд ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного

действия (таблица 6). В соответствии с методиками, изложенными в [6], определены основные физико-химические показатели ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. По физико-химическим свойствам ингибиторы солеотложения и реагенты комплексного действия, в целом, удовлетворяют требованиям.

Таблица 6 – Перечень реагентов для борьбы с солеотложениями в условиях месторождения X

№	Производитель	Наименование реагента
<b>Ингибитор солеотложения</b>		
1	ООО «СК «ОРИОН»	Оксикор-15, марка Н; Оксикор-марка МТ
2	ООО «Везерфорд»	WSI-D 3006
3	ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим»	Ипроден С-2
4	ОАО «Котласский химический завод»	Азол 3040 марка В
5	ООО «ФЛЭК»	ФЛЭК ИСО-502
6	ООО «Мастер кемикалз»	Солмастер 7010 марка А
7	ООО «НПО «Акватек»	Акватек 512 марки 512НМ; Акватек 511 марка М
8	ЗАО НПЦ «Химтехно»	Реком -5102 марка В
9	ООО «Вираз»	Пральт-31 марка Б-1
10	ООО «Миррико»	Descum-2 D-3811-C
<b>Ингибитора комплексного действия</b>		
11	ООО «СК «ОРИОН»	Оксикор-15, марка К
12	ООО «Везерфорд»	Alpha-D 3385
13	ООО «НПО «Акватек»	Акватек-515, марка Н
14	ООО «Мастер кемикалз»	Кормастер 1095 марка Б

Определены эффективные дозировки ингибирования осадкообразования  $\text{CaCO}_3$  статическим методом [6] и эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения  $\text{CaCO}_3$  по результатам динамического теста (определялось по блокированию капилляра при прокачивании модели воды пласта Нх 3-4 через капилляр без ингибитора и с ингибитором). Определено эффективное остаточное содержание ингибиторов солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения  $\text{CaCO}_3$ . На основании проведенного тестирования установлено, что испытанные ингибиторы солеотложения по результатам статического тестирования на моделях вод Як 3-7 и Нх 3-4 свит с

эффективностью выше 90% ингибируют выпадение кальцита в дозировках 10–20 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 3 до 10 мг/л.

Выбор предпочтительных ингибиторов солеотложения из представленного перечня производился с учетом рейтинговых оценок (таблица 7).

Таблица 7 – Шкала рейтинговых оценок эффективности ингибирования

Эффективность ингибирования выпадения кальцита	Балл рейтинга
> 95 %	5
90–95 %	4
80–90 %	3
70–80 %	2
< 70 %	1

На основании проведенного тестирования составлен рейтинг испытанных реагентов (рисунок 18). В последнее время наиболее актуальным становится применение ингибиторов комплексного действия (ИКД), направленных как на предотвращение солеотложения, так и на борьбу с коррозией. Тестирование ингибиторов комплексного действия проводилось как в отношении эффективности ингибирования солевывпадения кальцита статическим и динамическим методом на МПВ пласта Нх 3-4, так и эффективности ингибирования коррозии в соответствии.



Рисунок 18 – Рейтинг ингибиторов солеотложения

Установлено, что эффективные дозировки ингибиторов комплексного действия для предотвращения выпадения кальцита и коррозионного воздействия среды составляют 20 мг/л. В этих условиях обеспечивается 90% эффективность действия испытанных реагентов. Однако при наличии выноса механических примесей при их содержании в добываемом флюиде в пределах 100 мг/л из-за абразивного воздействия на ингибированную поверхность эффективные дозировки реагентов для 90% ингибирования коррозионного воздействия среды рекомендуется увеличить до 50 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 5 до 10 мг/л. На основании проведенного тестирования и рейтинговых оценок указана приоритетность в эффективности ингибирования солеотложения кальцита и коррозии по испытанным ингибиторам комплексного действия (рисунок 19).

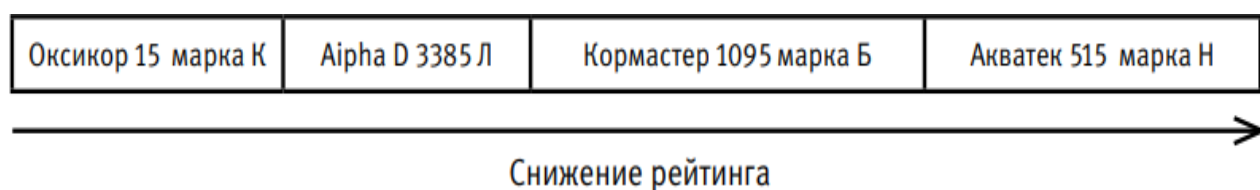


Рисунок 19 – Рейтинг ингибиторов комплексного действия

Установлено, что эффективные дозировки ингибиторов комплексного действия для предотвращения выпадения кальцита и коррозионного воздействия среды составляют 20 мг/л. В этих условиях обеспечивается 90% эффективность действия испытанных реагентов. Однако при наличии выноса механических примесей при их содержании в добываемом флюиде в пределах 100 мг/л из-за абразивного воздействия на ингибированную поверхность эффективные дозировки реагентов для 90% ингибирования коррозионного воздействия среды рекомендуется увеличить до 50 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 5 до 10 мг/л. На основании проведенного тестирования и

рейтинговых оценок указана приоритетность в эффективности ингибирования солеотложения кальцита и коррозии по испытанным ингибиторам комплексного действия.

Таким образом, при выборе реагентов для опытно-промышленных испытаний (ОПИ) рекомендуется придерживаться следующего алгоритма действий:

- исключаются реагенты, не удовлетворяющие нормам ЕТТ по физикохимическим свойствам;
- в дальнейшем выбор базового и альтернативного реагентов должен быть осуществлен с учетом критерия цена/ качество и стоимости ингибиторной защиты одного метра кубического добываемой или перекачиваемой воды.

Для ингибиторов с эффективностью более 90% ценовой критерий (К) (стоимость защиты 1 м<sup>3</sup> воды в руб.) может быть рассчитан по формуле 29.

$$K = C \cdot \varepsilon \cdot 10^{-6} \quad (29)$$

где С – стоимость ингибитора, руб./т;

Э – эффективная дозировка, г/м<sup>3</sup>.

Были протестированы 3 ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи на месторождениях Западной Сибири – Акватек 512НМ (ООО «НПО «Акватек»»), Солмастер 7010 марка А (ООО «Мастер кемикалз»), Descum-2D-3611С (ООО «Миррико»). Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов представлена в таблице 8.

Предупреждение солеотложения достигается использованием ингибиторов в оптимальных дозировках, значения которых определяются содержанием солеобразующих ионов НСО<sub>3</sub><sup>-</sup> и Са<sup>2+</sup> в пластовой воде.

Выбор ингибитора и его оптимальной дозировки производится на основании результатов экспериментальных работ по исследованию эффективности ингибиторов солеотложения для вод различного ионного состава.



Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем месторождения X и предотвратить выпадение кальцита. Для предупреждения солеотложения при температуре  $\leq 60^{\circ}\text{C}$  ингибиторы солеотложения марок Акватек 512НМ, Солмастер 7010 марки А, Descum-2D-3611С рекомендуется использовать в постоянной дозировке 20 мг/л ( $\text{г}/\text{м}^3$ ), при температуре  $\geq 90^{\circ}\text{C}$  ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л ( $\text{г}/\text{м}^3$ ). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511НМ, Солмастер 7010 марки А, Descum-2D-3611С) отличаются низкой коррозионной агрессивностью и могут применяться в БРХ по технологии постоянного дозирования.

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, осуществляемых 12-18 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии при соотношении раствор соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:0,005-1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2 или их аналоги, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет  $> 90\%$ .

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, осуществляемых 12-18 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии при соотношении раствор соляной кислоты- ингибитор коррозии 1:0,005-1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2 или их аналоги, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет  $> 90\%$ .

Таблица 8 – Эффективность ингибирования солеотложения кальцита

Реагент	Дозировка мг/л	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л	
		Нижнехетская НХ	Смешанная вода
1	2	3	4
Эффективность ингибирования при 60 °С, %			
Descum 2D-3611C	5	79	76
	10	90	80
	20	93	93
	30	97	97
Солмастер 7010 марка А	5	85	77
	10	91	89
	20	94	94
	30	97	97
Акватек 512НМ	5	84	76
	10	91	81
	20	94	94
	30	97	96
Эффективность ингибирования при 90 °С, %			
Descum 2D-3611C	5	73	69
	10	84	74
	20	89	86
	30	91	91
Солмастер 7010 марка А	5	76	71
	10	87	80
	20	89	88
	30	92	91
Акватек 512НМ	5	75	70
	10	87	75
	20	88	88
	30	92	90

Для удаления кальцита с рабочих органов ЭЦН может использоваться технология кислотных промывок работающего насосного оборудования. Главным требованием при такой обработке является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5%. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии соляной кислоты. После кислотной обработки насосное оборудование и ствол скважины промываются раствором (поверхностно-активные вещества) ПАВ для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после обработки. Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавлять ингибитор солеотложения.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов. Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей даёт селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей [4].

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, жидкокристаллическим полимером (ЖКП) позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов. Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов ингибиторов [9].

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжёлыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения.

Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затрубное пространство, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении капитального ремонта скважин (КРС) ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения. В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтесбор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках (г/м попутно добываемой воды):

- Descum 2D-3611C-не менее 20;
- Солмастер 7010 марки А-не менее 20;
- Акватек 512НМ-20-30.

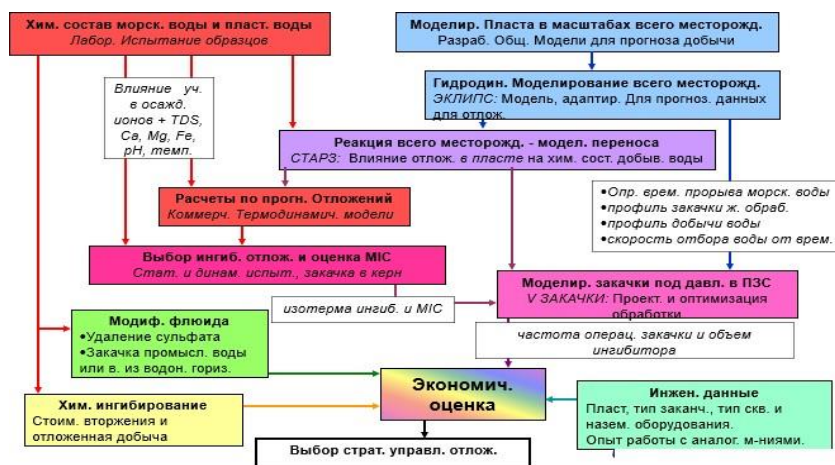


Рисунок 20 – Выбор стратегии применения ингибитора

## **2.1.2 Вычисление оптимального количества задавки ингибитора солеотложения в скважинах X месторождения**

При закачивании ингибитора в скважину с целью предотвращения солеобразования сталкиваются с проблемой расчета номинального количества объемов закачек.

Рассмотрим данную проблему на примере нескольких скважин месторождения X.

При исследовании состава пробы отложений из скважины № 790 куста 8 месторождения X были обнаружены мелкие пластины светло-серого цвета толщиной до 0,4 мм. Химический анализ показал наличие карбоната кальция, магния и железа, оксидов железа.

В скважине № 901 куста 3 месторождения X были обнаружены, пластины светло-серого цвета. Химический состав отложений также показал наличие карбонатов кальция, железа и магния, оксидов железа.

Данные скважины по результатам исследования были переведены в осложненный солеотложением фонд. С целью удаления отложения солей на обсадной колонне, фильтре, в призабойной зоне пласта, при подготовке скважины к закачке ингибитора солеотложения в пласт проводится солянокислотная обработка пласта или соляно-кислотная ванна. При этом в пласт закачивают 8-12 %-ный раствор соляной кислоты. Объем подаваемой жидкости подбирают из соотношения пористости и проницаемости пласта, а также числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 0,8 м<sup>3</sup> на 1 м мощности обрабатываемого пласта.

Затем происходит непосредственная продавка водного раствора ингибитора в скважину. Для достижения наилучшего качества защиты необходимо подобрать правильное количество закачиваемого ингибитора в скважину [1]. Рассчитаем количество ингибитора с целью получения наиболее эффективного предотвращения солевых отложений.

Расчет количества закачиваемого ингибитора будем вести по его массе, исходя из следующей формулы:

$$G_p = \frac{\alpha \cdot C \cdot Q_m \cdot t}{1000} \quad (30)$$

где  $G_p$  – количество закачиваемого ингибитора, кг;

$\alpha$  – безразмерный коэффициент, учитывающий неравномерность выноса ингибитора и адсорбцию активного компонента ингибитора на поверхностях пород, обсадной колонны, а также утечек из-за негерметичности глубиннонасосного оборудования;

$C$  – концентрация ингибитора в воде, г/м<sup>3</sup>;

$Q_m$  – суточный дебит обрабатываемой скважины, взятый по воде, м<sup>3</sup>/сут;

$t$  – предполагаемое время защиты, сут.

Для скважин № 790 и № 901 используется ингибитор Солмастер. Для данного ингибитора оптимальная концентрация в воде, установленная производителем, составляет 20 г/м<sup>3</sup> [8]. Суточный дебит скважины № 790 по воде составляет 168 м<sup>3</sup>/сут, а скважины № 901 – 207 м<sup>3</sup>/сут. Время защиты для обеих скважин составляет 30 сут.

Коэффициент для первичной обработки ингибитором выбирают равным 1. В случае, если при первой продавке ингибитора вынос реагента произошёл быстрее установленного срока, то при последующих обработках коэффициент принимается равным 2.

Таким образом, количество ингибитора, необходимое для первичной закачки с целью предотвращения солеобразования в скважине № 790 месторождения X, составляет:

$$G_p = \frac{1 \cdot 20 \cdot 168}{1000} \cdot 30 = 100,8 \quad (31)$$

Для скважины № 901

$$G_p = \frac{1 \cdot 20 \cdot 207}{1000} \cdot 30 = 124,2 \quad (32)$$

Объем жидкости закачки водного раствора ингибитора солеотложения рассчитаем по формуле:

$$V_{\text{ж}} = V_{\text{буф.ж}} + V_{\text{пр.ж}} \quad (33)$$

где  $V_{\text{буф.ж}}$  – объем буферной жидкости, необходимой для предотвращения смешения раствора с содержащимися пластовыми жидкостями и последующей потерей объемов закачки, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{пр.ж}}$  – объем продавочной жидкости, м<sup>3</sup>;

Буферную жидкость берут в объёмах, равных объём порового пространства скелета породы, слагающего пласт, в радиусе 1 метра вокруг скважины, вскрывшей данный пласт. Предполагается, что буферная жидкость распространяется по пласту примерно на 1 метр от оси скважины. Объем закачиваемой буферной жидкости рассчитаем по формуле:

$$V_{\text{буф.ж}} = \pi \cdot r^2 \cdot H \cdot m \quad (34)$$

где  $r$  – предполагаемый радиус проникновения буферной жидкости в пласт, м;

$H$  – мощность пласта, вскрытого скважиной, м;

$m$  – коэффициент пористости.

Для скважины № 790 толщина вскрытого пласта составляет 11,8 м, а для скважины № 901 – 9,7 м. Коэффициент открытой пористости составляет 0,24.

Тогда необходимый объем буферной жидкости для скважины № 790 равен:

$$V_{\text{буф.ж}} = 3,14 \cdot 1^2 \cdot 11,8 \cdot 0,24 = 8,89 \quad (35)$$

Для скважины №901:

$$V_{\text{буф.ж}} = 3,14 \cdot 1^2 \cdot 9,7 \cdot 0,24 = 7,31 \quad (36)$$

Объем продавочной жидкости глушения определяют как внутренний объем подвески НКТ и рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{пр.ж}} = P_{\text{п.г}} \cdot L \quad (37)$$

где  $P_{\text{п.м.}}$  – внутренний объем погонного метра подвески НКТ, м<sup>2</sup>;

$L$  – длина колонны насосно-компрессорных труб, м.

Внутренний объем 1 погонного метра насосно-компрессорной трубы будем рассчитывать по формуле:

$$P_{\text{п.м.}} = \pi \cdot R_{\text{вн.}}^2 \quad (38)$$

где – внутренний радиус насосно-компрессорной трубы, для обеих скважин он стандартен и равен 0,031 м.

$$P_{п.м.} = 3,14 \cdot 0,031^2 = 0,003 \quad (39)$$

Для скважины № 790 длина колонны НКТ составляет 1972 м, для скважины № 901 – 1828 м. Тогда объем продажной жидкости глушения для скважин № 790 и № 901 соответственно равны 5,916 и 5,484 м<sup>3</sup>.

Объёмы водных растворов ингибитора Солмастер для скважин № 790 и № 901 месторождения X равны соответственно 14,806 и 12,794 м<sup>3</sup>.

По факту, на март 2022 г. на скважинах № 790 и № 901 месторождения X была проведена закачка раствора ингибитора Солмастер в количествах соответственно 90 и 150 кг.

## **2.2 Реагентные технологии предотвращения солевых отложений и оптимизация их предупреждения на месторождениях Западной Сибири**

Именно на месторождениях Западной Сибири наиболее остро стоит задача снижения рисков солеотложения, оптимизации применяемых технологий, выбор приоритетов в использовании новейших технологий предупреждения солевых отложений.

Как было отмечено в главе 1, главный источник выделения солей – это попутные воды, добываемые совместно с нефтью, так как все природные воды содержат растворенные соли, и изменение термобарических условий при добыче.

Основные солеобразующие ионы в природной воде и наиболее распространенные типы солей:

1. Катионы: Кальций  $Ca^{2+}$ , Барий  $Ba^{2+}$ , Стронций  $Sr^{2+}$ , Железо  $Fe^{2+}$ ,  $Fe^{3+}$ , Натрий  $Na^+$  и  $K^+$  (при высоком содержании);
2. Анионы: Гидрокарбонаты  $HCO_3^-$ , Карбонаты  $CO_3^{2-}$ , Сульфаты  $SO_4^{2-}$ , Сульфиды  $S^{2-}$ , Хлориды  $Cl^-$  (при высоком содержании).

Из известных на сегодня мирового и российского опыта способов борьбы с солеотложениями наиболее эффективным и технологичным считается способ



предупреждения и удаления солевых отложений с применением химических реагентов (таблица 9).

Считается, что при правильном выборе ингибитора, и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено технологически полное предупреждение отложения неорганических солей на всем пути движения продукции скважин.

Таблица 9 – Объекты и способы подачи ингибиторов солеотложений

Объект	Скважина	Пласт
Способ подачи реагента	Дозирование с помощью устьевых дозаторов в затрубное пространство (типа УДЭ)	Задавка в пласт добывающих скважин
	Дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру (типа УДЭ)	Закачка в нагнетательные скважины (через систему ППД)
		Введение ингибитора с пропантом при ГРП (ScaleProp)
	Периодическая закачка в затрубное пространство с помощью агрегатов	Введение ингибитора с жидкостью гидроразрыва при ГРП (ScaleFrac)
	Применение погружных скважинных контейнеров с реагентами	Совмещение кислотной обработки с введением ингибитора
		Введение ингибитора с жидкостью глушения

### 2.2.1 Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой

Метод заключается в подаче ингибитора в затрубное пространство скважины в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки УДЭ, подключенной к полевой затрубной задвижке скважины. Наиболее распространенный способ ингибирования, который позволяет гарантированно иметь присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины [10].

Серьезный минус технологии постоянного дозирования через УДЭ – то, что эта технология не может использоваться на скважинах с очень большими дебитами – в данном случае, по воде. При большом дебите обслуживание УДЭ становится очень дорогим в плане трудо-затратности.

Скважину с дебитом по жидкости более 300м<sup>3</sup>/сутки и с приличной обводненностью нужно будет заправлять почти ежедневно. Необходимы дополнительные затраты на установку оборудования, постоянно будет занята затрубная задвижка – это серьезный минус, если на скважине необходимо будет проводить какие-то дополнительные геолого-геофизические измерения [10].

Карта применимости технологии постоянного дозирования через УДЭ для добывающих скважин в зависимости от дебита и обводненности приведена на рисунке 21.

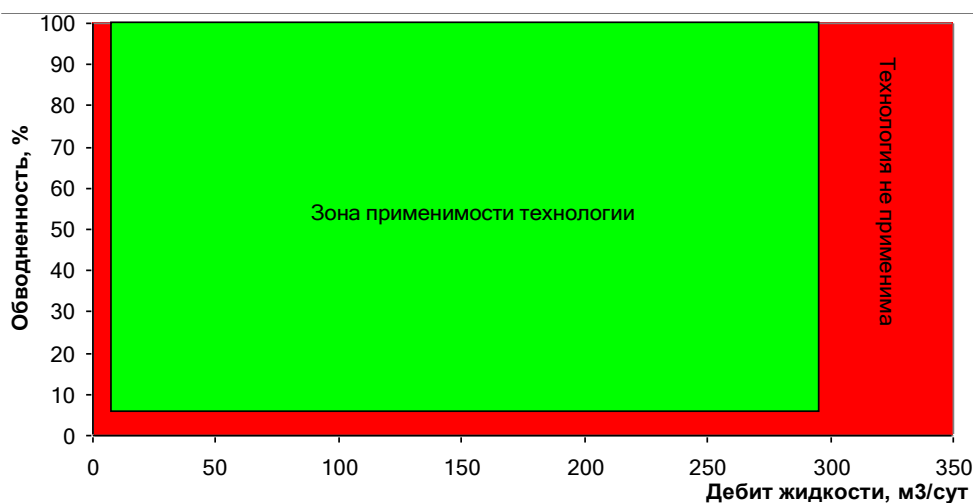


Рисунок 21 – Карта применимости технологии постоянного дозирования через установку дозирочную электронасосную [10]

### 2.2.2 Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины

Для периодического дозирования необходимо выполнение условия неполного выноса воды с забоя скважины для продолжительного эффекта воздействия ингибитора солеотложений.

Основной недостаток метода периодического дозирования -повышенный и нестабильный расход ингибитора. В данном случае эффективность сильно зависит от величины зумпфа и от дебита. Так же к недостаткам относится возможность коррозии эксплуатационной колонны [10].

Карта применимости технологии периодического дозирования для добывающих скважин в зависимости от дебита и обводненности приведена на рисунке 22.

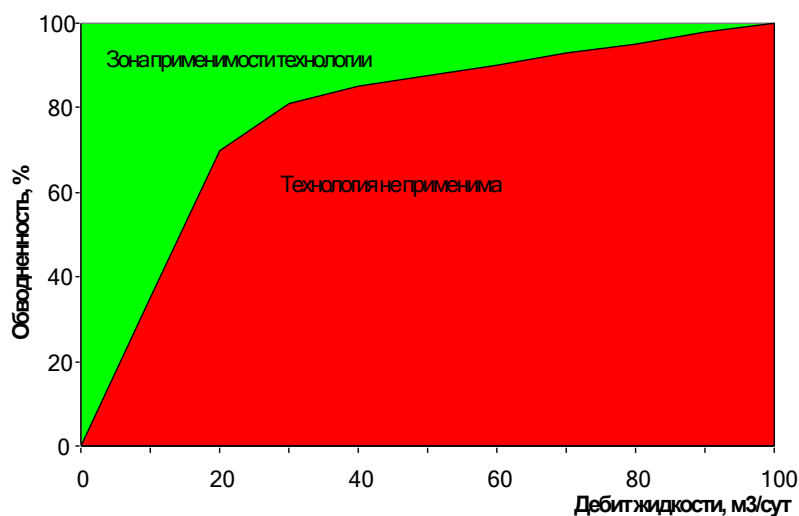


Рисунок 22 – Карта применимости технологии периодического дозирования [10]

### 2.2.3 Применение погружных скважинных контейнеров

Погружной скважинный контейнер далее (ПСК) крепится к нижней части УЭЦН, а находящийся в нем реагент благодаря невысокой растворимости в добываемой продукции осуществляет защиту от солеотложений всей насосной установки. Эта технология может применяться на скважинах со следующими параметрами [10]:

- с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 130 мм;
- с кривизной ствола скважины до  $4,5^{\circ}$  на 10 метров;
- давление на глубине спуска ПСК не более 36 Мпа;
- температура на глубине спуска ПСК от  $80 \div 100$  °С;
- обводненность более 50 %

Погружные скважинные контейнеры (рисунок 23). Недостатком данного типа ингибирования, в особенности это касается высокодебитного фонда – это ограниченность веса подвески под ПЭД. Как правило, на месторождениях «Роснефти» вес ограничивается 250-300 кг. На высокодебитных скважинах

вымыв ингибитора происходит очень быстро. И еще один серьезный минус - ПСК не обеспечивает «ударной дозировки» при ВНР. В особенности, если эта скважина заглушена тяжелыми растворами глушения [10].

Карта применимости ПСК для добывающих скважин в зависимости от дебита и обводненности приведена на рисунке 23.

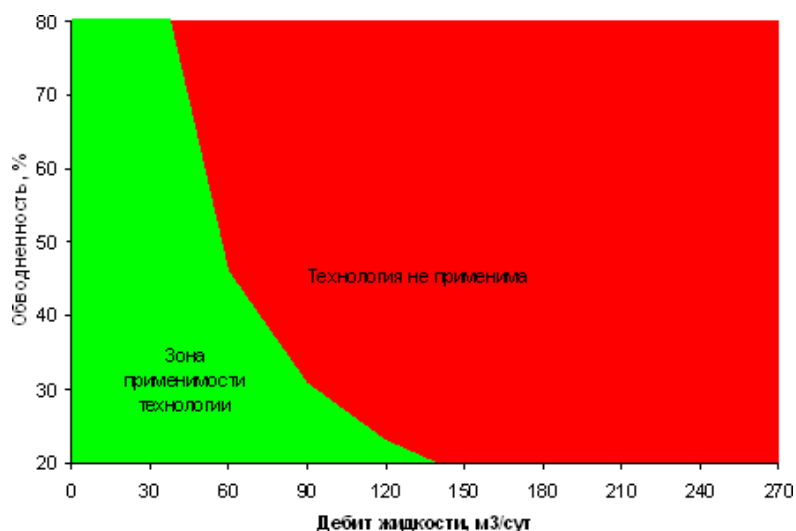


Рисунок 23 – Карта применимости погружного скважинного контейнера [10]

#### 2.2.4 Технология дозирования ингибитора солеотложений через систему поддержки пластового давления

Закачка ингибитора в нагнетательную скважину продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора объемом в 3-6 м<sup>3</sup>. При последующих обработках допустимо сокращение продолжительности обработок до 15 дней в зависимости от адсорбционно-десорбционной способности ингибиторов в пласте.

Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, независимо от залпового режима закачки более-менее постоянна. Закачиваемый в пласт ингибитор частично адсорбируется на поверхности породы, частично уносится потоком пластовых флюидов в зоны пласта не склонные к солеотложению. С учетом общих потерь ингибитора на адсорбцию и унос в удаленные зоны объем

ингибитора для закачки берется в два – пять раз выше требуемого для поддержания условий ингибирования в солеотлагающих скважинах.

Адсорбированный на породе пласта ингибитор постепенно десорбируется с поверхности породы и поступает в добывающую скважину.

Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины по наиболее проницаемым пропласткам в течение первых 5-10 дней после закачки (для каждого из участков скорость продвижения жидкости индивидуальна). Реальную скорость продвижения жидкости определяют в ходе закачки трассирующих веществ (индикаторные закачки). Вслед за первым поступлением ингибитора к скважине подходит основной фронт закачиваемой воды с десорбированным ингибитором. Поступление ингибитора продолжается в течение 3-6 месяцев с момента начала работ [10].

### 2.2.5 Технология задавливания ингибитора в пласт (технология SQUEEZE)



Рисунок 24 – Разновидности технологии задавки в пласт

В мировой практике технология закачки ингибиторов в пласт начала испытываться с 1965 по 1970 гг. на месторождениях Latan East Howard в западном Техасе, Grayburg Jackson, Bone Springs в Нью-Мексико, East Salt Creek в округе натрона (Вайоминг) и т.д. в отечественной практике данная технология применялась с 1970 по 1980 гг. на месторождениях Западной Сибири.

Технология заключается в задавливании пачки ингибитора в призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции, ингибитор высвобождается и с пластовой жидкостью поступает в скважину, обеспечивая условия предупреждения отложения солей.

Для подготовки поверхности породы, удаления уже образовавшихся отложений рекомендуется совмещать задавливание в пласт с небольшой, по объему, кислотной обработкой скважины. Этот прием одновременно позволяет увеличить проницаемость ПЗП и облегчает процесс доставки ингибитора в пласт.

Работы по задавливанию ингибитора в пласт проводятся во время текущего и капитального ремонта в соответствии с основным планом ТКРС.

Работы по задавливанию ингибитора выполняются на скважине:

- с исправной подвеской НКТ (отбракованная, прошаблонированная), спущенной в район нижних дыр интервала перфорации или за 50 м от верхних дыр перфорации для одновременной установки блокирующих составов;
- с исправным состоянием эксплуатационной колонны;
- с исправным состоянием задвижек для закачки;
- с наличием зумпфа (открытый интервал перфорации).

Давление задавливания определяется приемистостью пласта и не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны скважины.

Защита распространяется на призабойную зону скважины, эксплуатационную колонну до уровня насоса, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации.

К недостаткам данной технологии отнесем, необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором. Контакт водного раствора с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим. Технология не рекомендуется для скважин, работающих в интенсивном режиме, поскольку сокращается продолжительность эффекта. Мощный скважинный

насос организует значительный перепад давления в ПЗП и высокоскоростные

потоки жидкости, из-за чего ускорится десорбция ингибитора из пластовой породы.

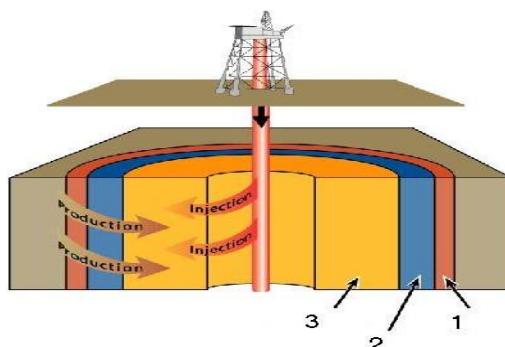


Рисунок 25 – Схема закачки ингибирующего состава [10]

1 - пачка 15 % раствора соляной кислоты; 2 - пачка 5% раствора ингибитора; 3 - продавочная жидкость для оттеснения ингибитора в удаленную зону пласта.

Расчет

Рассмотрим на примере скважины № 233 месторождения X, исходные данные приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Исходные данные

Наименование показателя	Параметры
Оптимальную дозировку для реагента Акватек-512НМ	20 г/м <sup>3</sup>
Коэффициент увеличения расхода ингибитора	1,5
Производительность скважины по воде	50 м <sup>3</sup> /сут
Предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения	150 суток
Пластовое давление	23,9 МПа
Глубина скважины	2600 м
Количество технической воды для обработки	50 м <sup>3</sup>
Масса реагента	30 кг
Глубина спуска НКТ	2470 м

Количество ингибитора солеотложения для обработки скважины предлагается определять по формуле:

$$G = A * d * Q_B * t / 1000 \quad (40)$$

где G - расчетное количество ингибитора, кг;



A - коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность его выноса из призабойной зоны, рекомендуется принимать 1-2,0;

d - оптимальная дозировка ингибитора, г/м<sup>3</sup>, для каждого типа рекомендуется свой диапазон дозировки;

Qв - производительность скважины по воде, м<sup>3</sup>/сут;

t - предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения, сут., рекомендуется принимать 120-150 сут

Тогда, следует

$$G = 1,5 * 5 (30 * 150)/1000 = 33,75 \text{ кг.} \quad (41)$$

На основе рассчитанного количества ингибитора приготавливается раствор ингибитора в пресной воде. Для отечественных реагентов рекомендуется 0,2 - 2% растворы. Акватек-512НМ затворим в 6,25м<sup>3</sup> для получения 0,8% раствора ингибитора.

Количество продажной жидкости для доставки приготовленного раствора в пласт с радиусом проникновения не менее одного метра. Имеются различные рекомендации по глубине продавки ингибитора в пласт. Возьмем для нашего расчета величину продавки 1,6м.

Объем продажной жидкости, продавливаемой в пласт, рассчитываем по формуле:

$$V_{\text{п.ж.}} = pr^2 * h * m \quad (42)$$

где r - внутренний радиус оторочки раствора реагента, м;

m - пористость;

h - вскрытая толщина пласта, м; В нашем расчете пористость равна 0,22.

$$V_{\text{п.ж.}} = 3,14 * 1,6^2 * 5 * 0,22 = 8,84 \text{ м}^3 \quad (43)$$

Общий объем продавки равен:

$$V = V_{\text{инг.}} + V_{\text{п.ж.}} + V_{\text{затр.}} \quad (44)$$

где V<sub>затр.</sub> - объем затрубного пространства, который находится по формуле:

$$V_{\text{затр.}} = ((D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)/4) * p * L \quad (45)$$

где  $D_{\text{вн}}$  - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{нар}}$  - наружный диаметр НКТ, м;

$L$  - глубина спуска НКТ, м.

$$V_{\text{затр.}} = ((0,109^2 - 0,073^2)/4) * 3,14 * 2470 = 12,3\text{м}^3 \quad (46)$$

В скважине № 233 эксплуатационная колонна с внутренним диаметром 148 мм и трубы НКТ спущены на глубину 2470 м. Итого:

$$V = 12,3 + 8,84 + 6,65 = 34,04 \text{ м}^3 \quad (47)$$

Подберем и рассчитаем режим работы оборудования. Для нашей обработки выберем две автоцистерны АЦН - 11- 257 и агрегат ЦА-320. В соответствии с требованиями к обсадным (эксплуатационным) колоннам давление на их стенки не должно превышать 31 МПа. Таким образом надо выбрать такое давление продавки насосным агрегатом, где давление на устье должно быть меньше разницы между допустимыми гидростатическими давлениями:

$$P_y < 31 - P_{\text{гст}} \quad (48)$$

где  $P_y$  - устьевое давление, МПа;

$P_{\text{гст}}$  - гидростатическое давление, МПа.

$$P_{\text{гст}} = \rho g * L_c \quad (49)$$

где  $\rho$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup> ;

$L_c$  - глубина скважины, м.

$$P_{\text{гст}} = 1000 * 9,8 * 2600 = 25,48\text{Мпа} \quad (50)$$

Отсюда

$$P_y = 31 - 25,48 = 5,52\text{Мпа} \quad (51)$$

За основу расчета закачки берем формулу Дюпюи:

$$Q = K_{\text{прод}} * (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \quad (52)$$

где  $K_{\text{прод}}$  - коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup> /сут \*МПа;

$P_{\text{пл}}$  - пластовое давление, МПа;

$P_{\text{заб}}$  - забойное давление, МПа.

Условно примем коэффициент продуктивности равным коэффициенту приемистости, тогда соответственно дебит скважины равен объему закачки и формула запишется:

$$Q_{\text{зак}} = K_{\text{пр}} * (P_{\text{зак}} - P_{\text{пл}}) \quad (53)$$

где  $Q_{\text{зак}}$  - объем закачки, м<sup>3</sup>/сут;

$K_{\text{пр}}$  - коэффициент приемистости, м<sup>3</sup>/сут \* МПа;

$P_{\text{зак}}$  - давление закачки, МПа.

Коэффициент продуктивности скважины №Х равен 13 м<sup>3</sup> /сут\*МПа.

$$Q_{\text{зак}} = 13 * (31 - 23,9) = 92,3 \text{ м}^3/\text{сут} = 2,56 \text{ л/с} \quad (54)$$

Пластовое давление равно 23,9МПа.

Из расчета видно, что производительность должна быть не более 2,56 л/с. В таблице 11 показана производительность и давление, развиваемые агрегатом типа ЦА-320.

Согласно таблице 11, надо качать на III скорости с производительностью 2,56 л/с = 92,3м<sup>3</sup> /сут. В этом случае устьевое давление будет вычислено по формулам:

$$P_{\text{зак}} = (Q_{\text{зак}} + K_{\text{пр}} * P_{\text{пл}}) / K_{\text{пр}} \quad (55)$$

$$P_{\text{у}} = P_{\text{зак}} - P_{\text{гст}} \quad (56)$$

$$P_{\text{зак}} = (92,3 + 13 * 23,9) / 13 = 31 \text{ Мпа} \quad (57)$$

$$P_{\text{у}} = 31 - 25,48 = 5,52 \text{ МПа} \quad (58)$$

Таблица 11 – Производительность и давление, развиваемые агрегатом типа ЦА-320

Скорости	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Диаметр плунжера, мм			
		100		120	
		Производ., л/с	Давление, Мпа	Производ., л/с	Давление, Мпа
II	49,3	2,24	50	3,23	34,4
III	94,0	4,28	25,9	6,16	18,0
IV	143,0	6,5	17,1	9,36	11,8
V	215,0	9,78	11,3	14,08	1,9

Рассчитаем время задавки, которое состоит из нескольких частей:

Время задавки для заполнения скважины ингибирующим раствором до закрытия задвижки:

$$t_1 = 12,3 * 1000 / 2,91 = 2147,7 \text{ с} \quad (59)$$

Закачка ингибирующей жидкости в ПЗП с последующей продавкой:

$$t_2(12,34 - 12,3) / 2,91 * 1000 + (12,3 + 8,84) / 2,91 * 1000 = 7278,2 \text{ с} \quad (60)$$

Общее время работы насосного агрегата по закачке реагентов:

$$T = t_1 + t_2 = 2147,7 + 7278,2 = 9425,9 = 157 \text{ минут} \quad (61)$$

После истечения этого времени все задвижки закрываются, скважина остается на 8 - 24 часов для более полной адсорбции ингибитора на породе и распределения его в порах пласта, после чего скважина пускается в эксплуатацию. На скважине организуется контроль за выносом ингибитора, путем анализа периодически отбираемых проб жидкости.

Определим параметры процессы продавки ингибитора и период защиты оборудования от отложения солей с учетом оптимизации процесса, зная, что  $V_p/h_{эф} = 0,8 \text{ м}^3/\text{м}$  и  $V_{п}/h_{эф} = 2,2 \text{ м}^3/\text{м}$  по лабораторным данным.

Определим объем ингибирующего раствора  $V_p$ , затворяемого на пресной воде, и необходимо для закачки в пласт толщиной 5 м.

$$V_p' = (V_p/h_{эф})_{уд} * h_{эф} = 0,8 * 5 = 4 \text{ м}^3 \quad (62)$$

где  $(V_p/h_{эф})_{уд}$  – оптимальный удельный объем продавки раствора ингибитора. Количество ингибитора  $m_{инг}$ , требуемого для приготовления 4 м<sup>3</sup> ингибирующего раствора оптимальной концентрации  $C = 1,4 \%$  (по справочным данным находим плотность ингибирующего раствора заданной концентрации, в данном случае  $\rho_{инг} = 1018 \text{ кг/м}^3$ ):

$$m_{инг} = (V_p' * \rho * C) / 100 = (4 * 1018 * 1,4) / 100 = 57 \text{ кг} \quad (63)$$

Определим объем продавочной жидкости. Он складывается из объема жидкости продавливаемой в пласты  $V_{п}$  и объема скважины с учетом находящегося в ней подземного оборудования  $V_{п}$ . Объем жидкости:

$$V_{п} = (V_{п} / h_{эф})_{уд} * h_{эф} = 2,2 * 5 = 11 \text{ м}^3 \quad (64)$$

где  $(V_{\text{п}}/h_{\text{эф}})_{\text{уд}}$  – удельный оптимальный объем продавочной жидкости.

Значение  $V_{\text{п}}$  определим как:

$$V_{\text{п}} = (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2) / 4 * p * L = (0,148^2 - 0,073^2) / 4 * 3,14 * 3050 =$$

$$33,23 \text{ м}^3 \quad (65)$$

где  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;

$d_{\text{нар}}$  – наружный диаметр НКТ;

$L$  – глубина спуска НКТ.

Средний радиус проникновения продавочной жидкости составит:

$$\Gamma_{\text{п}} = V_{\text{п}} / p * h * t = 11 / 3,14 * 5 * 0,22 = 2,3 \text{ м} \quad (66)$$

Величина радиуса закачки продавочной жидкости одновременно является внутренним радиусом кольцевой оторочки раствора ингибитора. Внешний радиус этой оторочки будет равен:

$$\Gamma_{\text{и}} = (V_{\text{п}} + V_{\text{р}}) / p * t * h = 2,1 \text{ м} \quad (67)$$

Продолжительность эффективной защиты оборудования от отложения гипса и время, через которое следует проводить следующую продавку раствора ингибитора отложения солей определим по уравнению:

$$t = 51,44 * [(2,25 - 3,1 * 10^{-6} * Q_{\text{ж}}^2) * (2,29 - 1,14 * 10^{-3} * Q_{\text{в}})] =$$
$$51,44 * [(2,25 - 3,1 * 10^{-6} * 50^2) - (2,29 - 1,14 * 10^{-3} * 50)] = 190 \text{ сут.} \quad (68)$$

Таким образом, для проведения обработки скважины следует приготовить  $4 \text{ м}^3$  ингибирующего раствора, для чего необходимо использовать  $57 \text{ кг}$  ингибитора Акватек-512НМ. Для задавки этого раствора в пласт и заполнения скважины требуется  $31,22 \text{ м}^3$  продавочной жидкости. Предполагаемый срок эффективной защиты оборудования от солеотложения равен  $190 \text{ сут.}$  Зная  $t$  подсчитаем расчетное количество ингибитора по формуле:

$$G = A * d(Q * t) / 1000 = 1,5 * 5 * (50 * 190) / 1000 = 71 \text{ кг} \quad (69)$$

где  $A$  – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его из ПЗ;  $A = 1,5$

$d$  – оптимальная дозировка ингибитора.

### **2.3 Опыт применение безреагентных методов борьбы с солевыми отложениями на месторождениях Западной Сибири**

Предпочтительное применение химических (реагентных) методов предупреждения отложения неорганических солей не всегда может быть оправданным. Дело в том, что помимо борьбы с солеотложениями химические реагенты и их композиции используются при удалении асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), при обработках призабойной зоны скважин (ОПЗ) с целью повышения их продуктивности, увеличения нефтеотдачи пластов, антикоррозионном ингибировании и др. Все это загружается в скважину, закачивается в продуктивный пласт, транспортируется совместно с добываемой жидкостью в системе внутри промыслового сбора и подготовки нефти и из-за химической несовместимости может вызывать новые негативные проблемы, влиять на экологию, а главное - отражаться на свойствах нефти. Значение приобретают более экологически безопасные безреагентные технологии, в частности, физические. Наиболее экологически безопасным недорогим, надежным в исполнении, не требующим осуществления непрерывного контроля, квалифицированного персонала, считается применение физических методов: акустического воздействия и электромагнитных полей.

Борьба с солеобразованием в нефтедобыче ведётся в двух направлениях – удаление образовавшихся отложений и предотвращение их формирования. Как показывает практика, затраты на предупреждение солеотложения в десятки раз меньше, чем финансовые потери, возникающие при устранении последствий отложения солей в нефтедобывающем оборудовании [9]. Исходя из экономической эффективности, в зависимости от условий и особенностей эксплуатации объекта могут использоваться разные подходы предотвращения солеобразования. Существующие безреагентные методы предотвращения солевых отложений можно разделить на физические и технологические.

Физические методы. К физическим методам относятся: воздействие на водные растворы солей магнитными, акустическими или электромагнитными полями. В нефтепромысловой практике применяют оборудование с постоянными магнитами.

Газожидкостные смеси, проходя через магнитное устройство, меняют структуру солей, снижая при этом адгезию к поверхности металлического оборудования [11]. Ряд исследователей отмечали влияние электромагнитного поля на отложения солей карбоната кальция в ходе проведения опытно-промышленных испытаний. На месторождении X замечено, что постоянный контакт с потоком омагниченной жидкости способствует превращению твердых отложений карбоната кальция в пористые и рыхлые.

Предприятие ООО «Пилот», опираясь на данные исследований о влиянии электромагнитных импульсов на процесс солеобразования, разработало резонансно-волновой комплекс РВК «Пилот-1» [12]. Известно оборудование для магнитной обработки фирм Integra Tech Associates и Magnetic Technology Australia, среди российских производителей — фирмы «Нефтегазтехнология», которая производит системный активатор NBF-1A. По статистике производителя «Нефтегазтехнология», обработка скважин в «РН-Пурнефтегаз» активатором NBF-1A увеличила наработку в два раза – со 146 до 280 сут [4].

Использование электромагнитного поля тоже приводит к снижению адгезии солей к поверхности металлического оборудования, но для осуществления метода необходим постоянный источник электроэнергии устройства.

Принцип работы акустического метода состоит в создании излучателем акустического поля, который позволяет предотвратить или ослабить процесс солеобразования [13]. В результате интенсивной кавитации образовавшиеся кристаллы солей находятся во взвешенном состоянии в объеме жидкости и не отлагаются на поверхности оборудования [5].

Несмотря на положительные результаты испытаний, магнитные, электромагнитные и акустические приборы не применяются повсеместно. Дело

в том, что применение этих устройств не исключает образование солевых отложений на пути движения жидкости, имеет локальный характер воздействия, защищает небольшие участки оборудования возле места установки устройства.

Технологические методы. Применение разных видов покрытий оборудования и деталей из специальных материалов является одним из технологических методов. К таким покрытиям, обладающим низкой адгезией к выпавшим отложениям, относятся покрытия и детали из полимеров, эмали, лаков и стекла. Сложность нанесения на поверхность, недолговечность и высокая стоимость являются основными недостатками покрытий. В качестве примера можно привести оборудование Baker Hughes Centrilift, разработки фирмы «Дюпонт». Из российских производителей известна фирма «Ижнефтепласт» [4].

Применение конструктивных изменений в расположении насосного оборудования позволяет замедлить солеотложение. Считается, рост скорости потока затрудняет образование отложений гипса в эксплуатационной колонне [18].

Подготовка и использование специальных вод, химически совместимых по своему составу с пластовыми, позволяет значительно снизить интенсивность образования отложений солей при эксплуатации скважин. Предупреждение отложения солей достигается исключением смешения несовместимых вод. Преимущества – высокая эффективность, сохранение продуктивности скважин; недостатки – высокая стоимость и сложность исполнения. Применение безреагентных методов не воздействует на причины образования солей, поэтому не исключает образование осадков.

### **2.3.1 Опыт применения резонансно-волнового комплекса для борьбы с солеотложениями в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами**

Исследования показывают, что одним из способов борьбы с отложением солей на поверхностях нефтепромыслового оборудования является дезактивация



поверхностей путем воздействия мощными акустическими полями. Акустические поля на границе раздела «твердое тело-жидкость» за счет создаваемых потоков способствуют предотвращению образования центров кристаллизации, срыву мелких кристаллов солей с поверхности и выносу их в объем жидкости. Происходит перенос процесса кристаллизации из поверхностного преимущественно в объемный. Взвешенные в объеме жидкости микрокристаллы солей выносятся потоком из скважины. Недостатки этого метода – сложность конструкции, а также то, что он не предотвращает образования солей, а лишь переносит их в продукцию. По материалам зарубежной печати, есть информация, что испытания прототипов установки в компании Expro Int. Group PLC и Shell Int. Exploration and Production показали эффективность работы генератора высокочастотных колебаний в стволе испытываемых скважин [9].

В последнее время актуальным становится способ электромагнитного воздействия на продукцию скважин. Это воздействие базируется на следующих положениях. При растворении в воде таких минералов, как карбонат кальция и кислая соль угольной кислоты, карбонат и бикарбонат магния наблюдается присутствие положительно и отрицательно заряженных ионов. При достижении максимального объема вещества, которое может быть растворено для заданных значений температуры и давления данный раствор должен быть насыщен, а при изменении условий, при которых концентрация насыщения субстанции повысилась, раствор становится перенасыщенным. В случае присутствия в растворе необходимых затравочных кристаллов растворенные субстанции будут выкристаллизовываться из раствора, и именно это может привести к осаждению осадка в скважинном пространстве.

Для формирования затравочных кристаллов положительные и отрицательные ионы вещества в растворе должны быть сгруппированы вместе. Благодаря такому распределению зарядов, ионы, которые включают более одного атома, можно рассматривать как диполи, а под влиянием электрического поля подобные ионы ориентируются по отношению к данному полю. Этот

процесс значительно увеличивает шансы столкновения между заряженными частицами противоположного заряда, так как они будут двигаться в противоположном направлении друг от друга (особенно, если электрическое поле переменное), и приводит к увеличению роста кластеров противоположно заряженных ионов растворенного вещества.

Кроме того, электрическое поле уменьшает силы притяжения, которые вызывают притяжение молекул воды к ионам, в результате чего заряженные частицы соединяются, образуя затравочный кристалл. Подобные крошечные затравочные кристаллы обладают зарядом поверхности, привлекающим большое количество ионов и их скоплений (что может быть достигнуто в перенасыщенном растворе), и подобные затравочные кристаллы быстро растут и провоцируют рост других кристаллов (т.е. осаждение растворенного вещества) в случае, если раствор более не является перенасыщенным. При уменьшении давления (многие субстанции, формирующие осаждаемое вещество, обладают убывающей растворимостью в воде с понижающимся давлением) рост кристаллов продолжается до повторного снижения объема растворенного вещества.

Магнитные обработки в нефтепромысловой практике используются достаточно широко для различных целей: снижения коррозионной активности, предотвращения АСПО и образования стойких эмульсий, повышения эффективности действия химических реагентов, а также для борьбы с отложением неорганических солей. Применяются специальные аппараты магнитной обработки жидкостей, представляющие систему из постоянных магнитов или электромагнитов [14]. Суть в том, что в рабочих зазорах, через которые движется обрабатываемая жидкость, создается магнитное поле с заданными характеристиками с целью придания ей новых свойств. Независимо от конструкции устройств воздействие на солевой раствор магнитным полем определенной напряженности и полярности приводит к структурным изменениям раствора, в результате чего достигаются условия, когда соли из растворов не осаждаются в виде кристаллов на поверхности оборудования и

выносятся потоком как мелкодисперсный кристаллический шлам. Высказываются три гипотезы влияния магнитных полей на водные системы [15]. Первая заключается в поляризации и «деформации» ионов солей в водном растворе под воздействием магнитного поля. Уменьшается сольватация раствора, влияющая на образование центров кристаллизации. Вторая гипотеза основывается на воздействии магнитного поля на коллоиды примесей в воде. Третья основывается на изменении в магнитном поле свойств воды в связи с трансформацией агрегатного состояния ее молекул и нарушения ориентации ядерных спинов водорода в молекулах.

В отличие от электромагнитных аппаратов для обработки водных систем, аппараты на основе постоянных магнитов просты в обслуживании и не требуют электропитания, но не позволяют регулировать параметры магнитного поля, которое со временем истощается. Электромагнитные аппараты могут создавать в рабочих зазорах устройств постоянное и переменное магнитные поля, что дает возможность регулировать их характеристики. В зависимости от свойств обрабатываемой водной системы параметры магнитных полей устанавливаются экспериментально.

В работе [16] описано применение магнитного устройства для предотвращения отложений карбоната кальция. Показано, что эффективность магнитной обработки зависит от ее продолжительности скорости потока воды, материала поверхности. Полученные результаты легли в основу гипотезы, объясняющей возможный механизм действия магнитного поля.

На основе многолетнего опыта работы в нефтегазовой отрасли в области разработки систем управления и защиты различных технических систем коллективом ООО НИИ ТС «Пилот» (г. Москва) была разработана уникальная технология борьбы с солеотложениями с использованием электромагнитного поля с регулируемыми параметрами [17]. Протектор - резонансно волновой комплекс (РВК) - предназначен для реализации новой перспективной технологии защиты погружного оборудования за счет генерирования в скважинном пространстве электромагнитного поля (рисунок 26). Электромагнитное

излучение способно распространяться практически во всех средах. Частота электромагнитных волн зависит от глубины скважины, динамического уровня и химического состава жидкости. Электромагнитные поля, генерируемые в скважинном пространстве, являются пульсирующими (импульсно-модулируемыми).

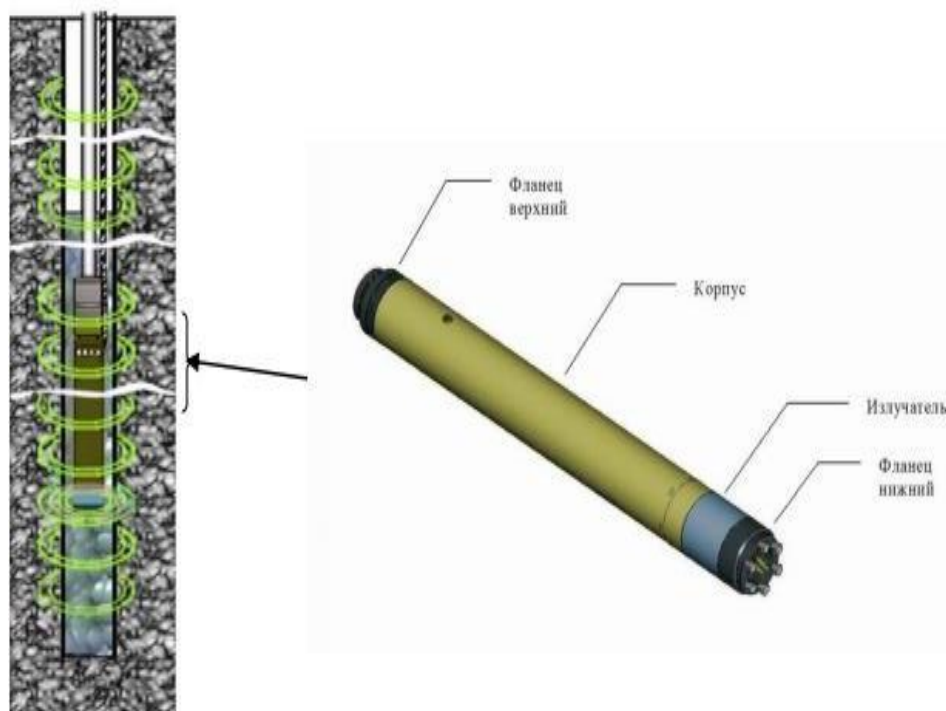


Рисунок 26 – Резонансно-волновая технология

Применение предлагаемой технологии не требует изменений в сложившихся методах эксплуатации погружного оборудования. РВК устанавливается на основании установки электрического центробежного насоса (УЭЦН) (рисунок 27) и не создает существенного гидродинамического сопротивления для скважинной жидкости. Кроме того, предусмотрена возможность установки другого оборудования в дополнение к скважинной компоновке, например, блока скважинной телеметрии. Преимуществом также является проведение воздействия на солеотложение одновременно с основным процессом добычи, не препятствуя ему. Устройство локализовано в погружной части и не требует дополнительного наземного оборудования, канала связи и др.

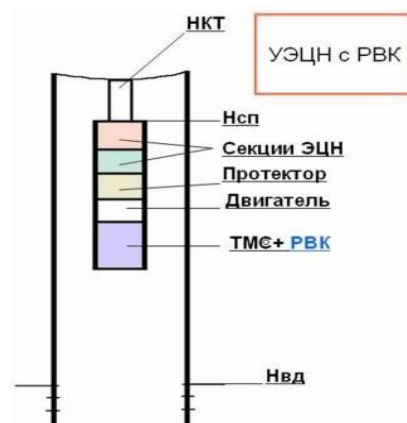


Рисунок 27 – Схема компоновки с УЭЦН

Принцип действия электромагнитного протектора для защиты УЭЦН от солей, гидратных и газогидрато-углеводородных отложений основан на теории магнитогидродинамического (МГД) резонанса. В соответствии с ней, сила Лоренца, возникающая при пересечении жидкостью магнитных силовых линий, способна вызвать структурную перестройку, если она попадет в резонанс с собственными колебаниями электрически заряженных частиц (молекул, ионов, свободных радикалов), входящих в состав жидкости. В результате взаимодействия первичного и вторичного электромагнитных полей возникает «стоячая волна», длина которой, в зависимости от частоты, составляет (1500÷3000) м. При этом в объеме скважинной жидкости формируется энергетическая неоднородность, которая повышает скорость объёмного кристаллообразования, вместо поверхностного на УЭЦН, обсадной и насоснокомпрессорной (НКТ) трубах. Образовавшиеся в объеме флюида твёрдые частицы уносятся им на поверхность. При этом разнородный состав флюида (растворы солей в воде, асфальтосмолистые соединения и парафины в нефти и газе) обуславливает характер изменения электромагнитного поля, формируемого для возникновения в объеме жидкости резонанса.

РВК-1 присоединяется к нижней части погружного электродвигателя установки электроцентробежного насоса при использовании крепежного фланца и подключается стандартным высоковольтным трехконтактным разъемом. Применение РВК-1 не требует изменений в сложившихся методах эксплуатации погружного оборудования, дополнительного наземного оборудования и не

создает существенного гидродинамического сопротивления для скважинной жидкости. Преимуществом также является проведение воздействия на солеотложение одновременно с основным процессом добычи, не препятствуя ему.

Эффект от работы РВК распространяется за счет возникновения эффекта МГД резонанса и «стоячих волн» на все элементы скважины от зоны перфорации до элементов фонтанной арматуры. Воздействие РВК также уменьшает количество уже отложенных солей и газогидратов за счет постепенного разрушения кристаллической решетки солей и структуры гидратных отложений и выноса с флюидом скважины на поверхность.

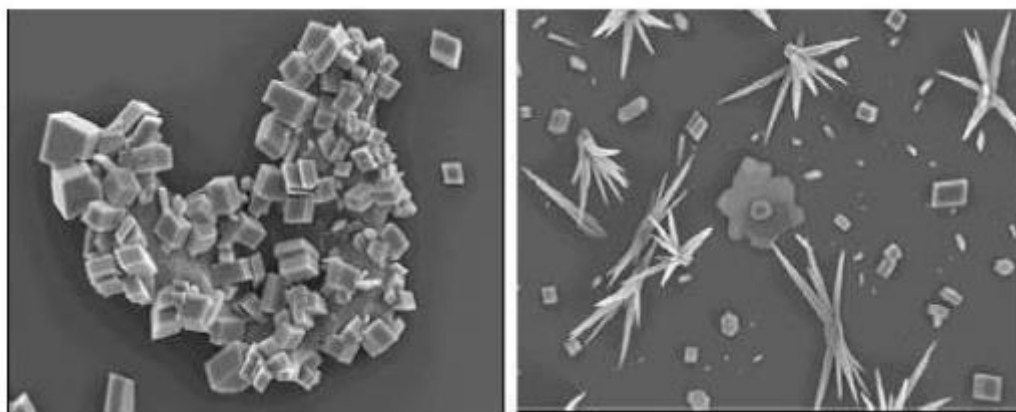


Рисунок 28 – Кальцит, сформировавшийся в магнитном поле Земли (слева) и арагонит и ватерит, сформированные под воздействием магнитного поля (справа)

#### ОПИ на месторождении X

Проект предусматривает проведение опытно - промышленных испытаний скважинного оборудования от образования солеотложений активным воздействием на добываемую технологии защиты продукцию скважин и определение целесообразности промышленного применения испытанной технологии на осложненном фонде скважин солеотложениями, на месторождении X. Количество комплектов для испытания - 3 шт. Период ОПИ - 180 суток.

Данная технология была направлена на то, что, в процессе эксплуатации фонда скважин происходит отложения солей на рабочих органах УЭЦН, приводящие к снижению производительности оборудования и заклиниванию. Целью проекта является определение показателей эксплуатационной надежности и эффективности работы резонансно-волнового комплекса по предупреждению солеотложений на ГНО.

Рабочие характеристики РВК:

- Напряжение от 21 до 70В;
- Рабочий ток от 0,05 до 2,0 А.

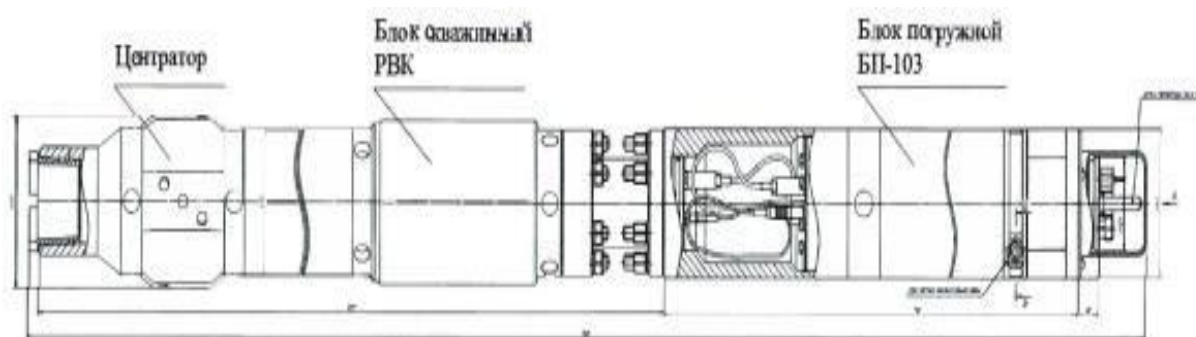


Рисунок 29 – Комплектность резонансно-волнового комплекса  
Областью применения РВК являются добывающие скважины, эксплуатируемые при помощи УЭЦН.

Если сравнивать данную технологию с существующими альтернативными решениями, то преимущества РВК над базовым вариантом или альтернативным техническим решением, то новая технология позволяет сократить эксплуатационные затраты за счет сокращения затрат на применение технологий по дозированию ингибиторов, увеличение МРП. С точки зрения оценки технико-экономического эффекта от применения технологии, сокращение затрат на защиту ГНО.

Утвержденные критерии оценки эффективности применения РВК

- Отсутствие отказов УЭЦН по причине конструктивной ненадежности РВК в течение периода ОПИ;
- Отсутствие отказов УЭЦН по причине солеотложений;

- Отсутствие солеотложений на рабочих органах ЭЦН при подъеме установки при условии эксплуатации без ингибиторной защиты, без проведения соляно - кислотных обработок;

- Отсутствие осложнений при монтаже, спуске и извлечении РВК из скважины при ТКРС.

Технологический риск связан с возможностью брака или отказа подземного оборудования, несоответствие заявленным характеристикам.

Таблица 12 – Отказы по скважинам на месторождении X

Номер скважины	Причина отказа
№1	(Демонтаж 20.04.2018 Причина остановки – Клин) НнО 77 сут. При демонтаже на УЭЦН обнаружены солеотложения, при разборе в РО – солеотложения. До предыдущего отказа скважина находилась в осложненном солеотложениями фонде, затем была выведена из ОФ по причине снижения минерализации воды. Во время эксплуатации проводилась СКО для стабилизации работы.
№2	(Демонтаж 20.04.2018г - Нет подачи), НнО 184 сут; при демонтаже на корпусе и муфтах солеотложения до отказа скважина находилась в осложненном солеотложениями фонде с 06.2016г. Перед ТКРС 18.10.2017 проводилась закачка ИСО Солмастер 7010А по технологии SQUEZZE - соли в объеме 6,3м3 воды + 0,7тн + 80 м3 нефти продавки. С 02.2018 проводилась постоянная закачка ИСО с УДР Солмастер.
№3	(Демонтаж 02.08.2018г - Клин, R – 0) НнО 261 сут; при демонтаже на УЭЦН обнаружены солеотложения. До отказа скважина находилась в осложненном солеотложениями фонде. С момента запуска 28.04.2017г по 11.05.2017 было проведено 2 периодические закачки раствора ИСО СНПХ 5312Т , затем , после проведения профилактической СКО объемом 3 м3 ( 12 % ) + продавки 7,0 м3 ( н ) , произведена закачка по технологии SQUEZZE : 12М3 ( 1,5 % р - ра ИВВ - 1 ) + 25м3 ( 10 % ИС Солмастер 7010А ) + 120 продавки раствором NaCl 1,01 . с 09.2018 проводилась постоянная закачка ИСО с УДР .

#### Испытания

1. 24.04.2018г. в скважину №1 месторождения X произведен спуск РВК «Пилот» с УЭЦН Р6, выведен на режим с параметрами 71м3/сут /52 /4%. Отказ ТМС на запуске, после замены наземного блока 28.04.18 показания восстановилась.

26.06.2018 - остановка по срыву подачи (61м3/сут/45т /11%). При запуске - клин. Расклинка (-). Проведение СКО, расклинка (+).



Во время эксплуатации проведение горячих обработок, обработок пральтом, ГНКТ для ликвидации гидратных пробок. 24.08.2018 - проведение профилактической СКО (без изменений характеристик работы ГНО).

02.10.2018г. остановлена по ГТМ для проведения исследований (82 м3/сут/56т/18%) с наработкой 163 сут.

При демонтаже УЭЦН, РВК - норма. При разборе на упорных фланцевых втулках, внутренних поверхностях верхнего подшипника, головки и основания, на щелевом фильтре ФВЩ5А - 5-100 обнаружен налет твердых отложений темного цвета. ПЭД - следы перегрева.

Принято решение на повторный спуск РВК в скв. № 1.

10.10.2018 произведен повторный спуск РВК «Пилот», Скважина выведена на режим с параметрами (82м3/сут/54т/37%) (ЭЦН Р6). С 19.12.2018 при стабильной работе пропали показания  $R_{пр}$  и  $T_{дв}$ . Во время эксплуатации проведение горячих обработок, обработок пральтом, ГНКТ для ликвидации гидратных пробок. 18.03.2019 - проведение профилактической СКО (без изменений характеристик работы ГНО).

14.04.2019 произошла остановка по перегрузу. При запуске - клин. Отказ R - 0, звезда не симметрична. Нарботка 185 сут. Причина отказа по ПДК - Брак удлинителья. При разборе солеотложений не выявлено - рабочие органы чистые. На внешней поверхности фильтре ФВЩ5А - 5-100 обнаружены механические примеси темно - серого цвета щелевого представленные на 98 % породой пласта (отчет БашНИПИнефть).

Общая наработка данного комплекта РВК составила 348 суток, внешнее состояние – норма. На данной скважине эффективность РВК не подтверждена. Для восстановления работоспособности ГНО была применена СКО.

2. 25.04.2018г. в скважину №2 месторождения X произведен спуск РВК «Пилот» УЭЦН Flex10.

03.06.2018 - остановка по перегрузу. Расклинка (-), холодная обработка в затруб, нет прохода. Закачка CaCl<sub>2</sub>, работа ГНКТ. Расклинка (+). Пропали показания  $R_{пр}$  и  $T_{дв}$ . 05.09.2018 показания появились.

На 01.03.2020 УЭЦН работает стабильно. Текущий режим 135м<sup>3</sup> / сут / бт / 96 %. Ингибирование химреагентов от солеотложений и СКО не производится. Текущая наработка составляет 674 суток. ОПИ на данной скважине признаны успешными.

3. 09.08.2018г. в скважину №3 месторождения X произведен спуск РВК «Пилот» с УЭЦН Р23, выведен на режим с параметрами (284м<sup>3</sup>/сут/24т/88%). 29.08.2019 пропали показания ТМС.

11.10.2019 произошел отказ УЭЦН по причине R - О. НнО составила 428 суток. При разборе ЭЦН солеотложений не обнаружено. При разборе ПЭД выявлено: Риз. обмоток статора с датчиком ТМСП + РВК «Пилот» - 0 Мом, без датчика ТМСП + РВК «Пилот» > R из. > 5000 МОм. Сопротивление обмотки статора «звезда» симметричная 1,80х1,80х1,80 Ом. При проверке работоспособности РВК «Пилот» на стенде происходит снижение подаваемого напряжения с 380 В до 40 В, что говорит о неисправности комплекса. ОПИ на данной скважине признаны успешными.



Рисунок 30 – Солеотложения на рабочих колесах электроцентробежного насоса в отсутствии РВК и после применения РВК

Сценка результатов

Плановые значения критериев:

– отсутствие отказов УЭЦН по причине конструктивной ненадежности РВК в течении ОПИ и далее до окончания гарантийного срока эксплуатации (365 сут) - выполнено (отказ по скв. 1 не связан с РВК);

- отсутствие отказов погружного оборудования по причине солеотложения на период ОПИ – выполнено;
- отсутствие осложнений при монтаже, спуске и извлечении РВК из скважины при ТКРС - выполнено;
- отсутствие солеотложений на рабочих органах ЭЦН при подъеме установки при условии эксплуатации без ингибиторной защиты, без проведения соляно - кислотных обработок выполнено. Причина проведения СКО по скв. 1 не связана с наличием солеотложений.

Анализ экономической эффективности: технология экономически эффективна за счет роста МРП в сравнении с предыдущими наработками УЭЦН под влиянием осложняющего фактора. Сокращение затрат от применения РВК в рамках ОПИ: избавление от химических обработок скважин с целью борьбы от солеотложений.

Технология РВК в условиях месторождения X условно эффективна, применение данной технологии ведет к увеличению МРП скважины, сокращению затрат на предотвращение и удаление солевых отложений по сравнению с базовыми вариантами (ингибирование скважины).

В процессе эксплуатации РВК наблюдались проблемы с работоспособностью ТМС. В целях повышения надежности и стабильности работы системы телеметрии, производителем приняты меры и выполняются работы по предотвращению отказности ТМС. Для более детальной оценки эффективности и проведения анализа технологии на месторождении X требуется дальнейшее испытание комплектов РВК.

Планы по дальнейшему внедрению технологии рассматриваются. На текущем этапе рекомендации по внедрению технологии на осложнённом фонде скважин СО, будут представлены после дальнейших испытаний и детальной эффективности технологии. Внедрение дополнительных комплектов РВК включено в производственную программу по временному владению и пользованию оборудования УЭЦН на 2021-2023 гг.

### **2.3.2 Применение насосно-компрессорных труб с покрытием на осложненном солеотложениями фонде**

Проект предусматривает проведение опытно-промышленных испытаний технологии по использованию НКТ с внутренним покрытием ТС3000F (далее- НКТП) на осложненном АСПО и солеотложениями фонде, отказ от применения ингибирования, за счет применения на данном фонде НКТП ТС3000F; определение целесообразности промышленного применения испытанной технологии на месторождении X. Количество комплектов для испытания – 2 шт (2 подвески НКТП).

НКТ с покрытием ТС3000F ранее были поставлены на месторождении X для защиты от ОФ эрозионной агрессивности и коррозионная агрессивности. В связи с тем, что данное покрытие позиционируется поставщиком как эффективное для уменьшения скорости образования АСПО и солевых отложений, и успешно применяют данную технологию на своих месторождениях, на техническом совете 15.01.2020 было принято решение об испытании данного покрытия в условиях ОФ СО и АСПО месторождения X.

Одним из осложняющих факторов при разработке месторождений X кластера является выпадение солевых отложений и их отложения на стенках НКТ. В настоящее время борьба с отложениями солей в обществе выполняется химическим способом – закачкой ингибитора. Данная технология имеет недостатки, является трудозатратой операцией, требующее привлечение подрядной организации и специализированной техники для выполнения комплекса услуг по удалению солевых отложений с внутренней поверхности НКТ.

Одним из приоритетных направлений по борьбе с отложениями солей является их предотвращение. Для этого используют НКТ с различного вида покрытиями. Для скважин Сузунского месторождения для проведения ОПИ были подобраны НКТ с нанесенным жидким полимерным покрытием, состоящим из слоя эпоксидно-фенольного жидкого праймера и основного слоя

покрытия марки ТС3000F. Данное покрытие позиционируется как эффективное для уменьшения образования солевых отложений и АСПО на НКТ за счет снижения шероховатости поверхности и гидрофильности материала стенки.

По результатам испытаний были достигнуты критерии успешности:

Обеспечено кратное увеличение межочистного периода скважин при применении НКТП по сравнению с черной НКТ (увеличение межремонтного периода (МОП) до 60 суток и выше).

По скважине 1 текущий МОП составил 118 суток, по скважине 2 – 157 суток на 01.12.2020. Определение максимального МОП будет производиться при дальнейшей эксплуатации скважин.

Конструктивные недоработки оборудования, в результате ОПИ не выявлены.

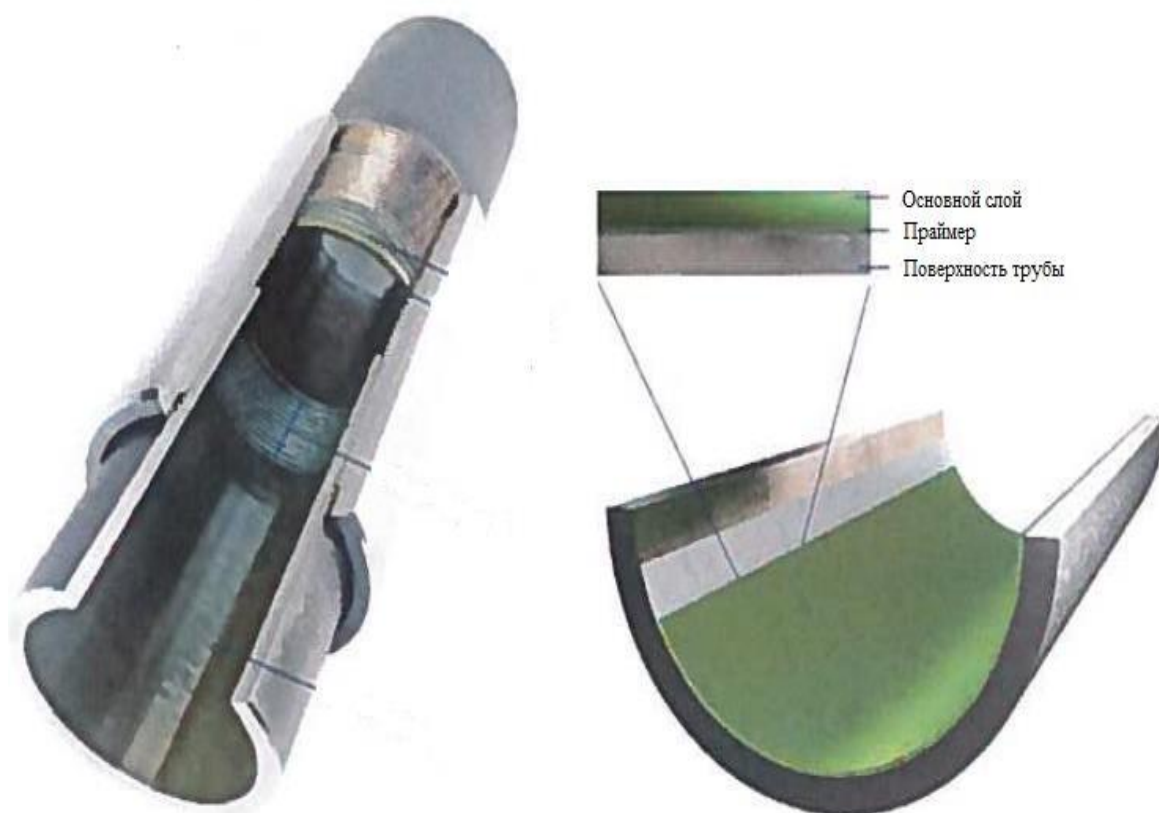


Рисунок 31 – Насосно-компрессорная труба с покрытием

### 2.3.3 Использование низкоадгезионных ЭЦН для предотвращения солевых отложений

При эксплуатации ЭЦН на малодебитном фонде часто происходят отказы, связанные с перегревом насоса, клином и оплавлением изоляции кабеля, а также засорением рабочих органов насоса солями и мехпримесями. При эксплуатации ЭЦН в периодическом режиме наблюдаются отказы из-за заклинивания ступиц рабочих колес в парах трения от солеотложений. Рост числа отказов по перечисленным причинам обусловлен как конструкционными особенностями существующих малопроизводительных ЭЦН, так и нестабильностью динамического уровня малодебитных скважин.

Низкоадгезионные ЭЦН по сравнению с ЭЦН в традиционном исполнении позволяют сократить эксплуатационные затраты, количество ремонтов, а также увеличить наработку оборудования на отказ (НнО). В частности, применение низкоадгезионных ЭЦН экономически оправдано при периодической закачке ингибитора. За счет более низкой скорости солеотложения на полимерных рабочих органах по сравнению с таковыми, выполненными из металла, в условиях неэффективной концентрации ингибитора появляется возможность сократить расход ингибитора примерно в два раза.



Рисунок 32 – Конструкционные особенности рабочих органов низкоадгезионных ЭЦН

Специальная конструкция низкоадгезионных ЭЦН позволяет эффективно использовать их на среднедебитных (до 150 м<sup>3</sup>/сут) и малодебитных скважинах (до 50 м<sup>3</sup>/сут). По сравнению с обычными данные ЭЦН обеспечивают:

- снижение стоимости ЭЦН;
- снижение эксплуатационных затрат;
- снижение стоимости ремонтов;
- увеличение наработок в соответствующих фондах скважин.

Проводились ОПИ, в ходе которых измеряли интенсивность отложения солей на рабочих органах ЭЦН, изготовленных из композиционного полимера ЖКП и на металлических рабочих органах из материала ЖГР-1-Д15, а также из нирезиста. Испытания проводились на моделях пластовых жидкостей наиболее крупных месторождений Юганского региона, осложненных солеотложениями, – Мамонтовского и Приобского. Так, на Мамонтовском месторождении индекс насыщения воды кальцитом в условиях разгазирования при температурах 20-70°С составляет 2,29-3,32. На Приобском месторождении условия солеотложения еще более жесткие – данный индекс при температурах 20-90°С находится в пределах 3,27-4,59.

Исследования проводились как с добавлением ингибитора «Акватек-511-М», так и без него. При концентрации ингибитора в пределах 20-50 г/л в течение времени, принятого за единицу, разница в интенсивности солеотложения на полимерных рабочих органах по сравнению с металлическими оказалась весьма значительной.

Результаты проведенных исследований позволяют заключить, что различные по жесткости пластовые жидкости при прочих равных условиях обладают разной интенсивностью солеотложения на полимерных рабочих органах.

Если интенсивность солеотложения на полимерных рабочих органах без применения ингибитора за гарантийный интервал работы оборудования дает не больший объем солеотложений, чем на металлических рабочих органах с применением ингибиторов, то применение низкоадгезионных ЭЦН

экономически более оправдано – в этом случае происходит снижение эксплуатационных затрат.

Если же интенсивность солеотложения на полимерных рабочих органах без применения ингибиторов выше, чем на металлических с применением ингибиторов, то применение низкоадгезионных ЭЦН с периодической обработкой ингибитором экономически более оправдано. Под условным термином «периодическая обработка» в данном случае понимается период действия ингибитора в сочетании с периодом отсутствия его действия. Причем второй период может превышать первый по продолжительности в 2-5 раз. В этом случае период отсутствия ингибитора обуславливается интенсивностью образования солевых отложений до той величины, когда в последующий период действия ингибитора образовавшиеся отложения солей из-за низкой адгезии и под действием вибрации (а также гидроабразивного воздействия) разрушаются и вымываются пластовой жидкостью.

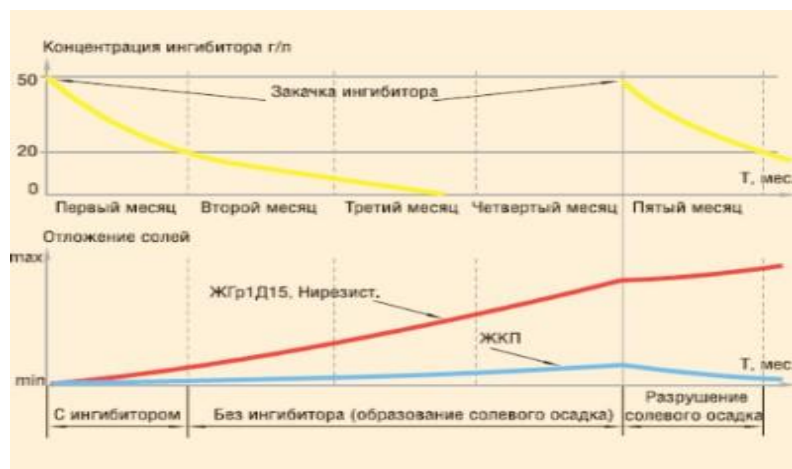


Рисунок 33 – Метод «прерывной обработки» скважин подачей ингибитора солеотложения в затрубное пространство

ОПИ низкоадгезионных ЭЦН производства «Ижнефтепласт» проводились на солевом фонде ТПП «Когалымнефтегаз». Ранее на ряде этих скважин применялись ингибиторы, однако в ходе ОПИ ингибитор не использовался.

В скважины, на которых ранее наблюдался стопроцентный отказ оборудования по фактору солеотложений, были установлены 15 ЭЦН. По



состоянию на 25.01.2018 г. в работе находится восемь низкоадгезионных ЭЦН, тогда как по семи получены отказы.

Средняя наработка по первым восьми ЭЦН на 25.01.2018 в 1,6 раза выше наработок предыдущего оборудования и продолжает расти. На скважинах, где предыдущее оборудование применялось без ингибитора, наработка увеличилась в 2,5 раза, на скважинах, где ранее использовалась ингибиторная защита, наблюдается рост текущей наработки в 1,15 раза. По семи отказавшим ЭЦН также получен рост наработки в 1,4 раза, в том числе по скважинам, где ранее ингибитор не применялся, – в 1,6 раза (рисунок 34, 35).

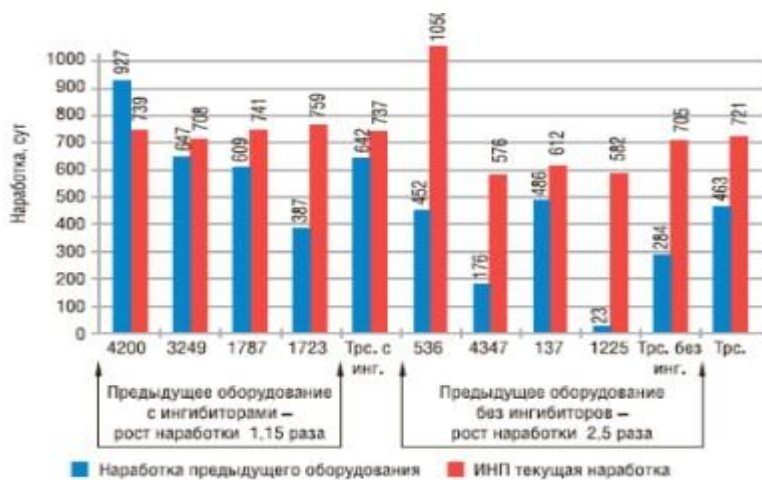


Рисунок 34 – Текущая наработка по восьми ЭЦН ТПП «Когалымнефтегаз», продолжающим работать



Рисунок 35 – ННО по семи отказавшим ЭЦН ТПП «Когалымнефтегаз»

Если все предыдущие установки отказали по причине отложения солей и засорения мехпримесями, то из семи низкоадгезионных ЭЦН по данной причине отказало только три установки. Отказ остальных ЭЦН произошел по причинам, не связанным с солями, в частности: две отработали гарантийный срок (ОГС), и причины отказа не расследовались.

На основе промежуточных результатов ОПИ в ТПП «Когалымнефтегаз» принято решение снизить количество закачиваемого ингибитора при ежемесячной обработке в скважины солевого фонда, на которых работают низкоадгезионные ЭЦН производства «Ижнефтепласт». Снижение количества ингибитора в данном случае эквивалентно временному увеличению между обработками в два раза.

### **3. ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ И ВНЕДРЕНИЮ БЕЗРЕАГЕНТНЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Комплексный подход к выбору стратегии предупреждения ОМС на месторождениях Западной Сибири включает в себя применение динамического подхода к анализу технологических показателей разрабатываемых объектов, обоснование выборов эксплуатационных объектов, позволяющего с достаточной степенью достоверности прогнозировать выпадение ОМС.

Проведенные опытно – промышленные испытания на месторождения Западной Сибири, показали, что применение безреагентных методов предупреждения, позволяют увеличить МРП добывающих скважин, что приведет к увеличению экономического эффекта, и как следствие достичь снижения расхода ингибитора, уменьшить стоимость затрат на услуги подрядных организаций.

Из таблицы 13 следует вывод о том, что воздействие физическим полем на карбонатно перенасыщенную воду скважин, снижает скорость осадкообразование примерно в 4-6 раз. Поэтому оптимальным решением для скважин, на которых наблюдается поломки или выходы из строя УЭЦН ввиду загрязнения рабочих колёс солями, является именно воздействие физическими полями. Основываясь на полученных результатах, по месторождению X разработана рекомендация к применению резонансно-волнового комплекса.

Внедрение РВК-1 позволит:

- увеличить период безаварийной работы нефтепромыслового оборудования до 440-620 суток, в зависимости от дебита жидкости;
- уменьшить расходы на ремонт скважины;
- предотвратить образование отложений;
- увеличить добычу в результате сокращения непроизводительного времени;

- повысить эффективность применения находящегося в эксплуатации технологического оборудования;

- снизить экологическую нагрузку на природу внедрением энергосберегающей экологически безопасной технологии.

Таким образом, при разработке методологии борьбы с солеотложениями на месторождениях Западной Сибири следует использовать опыт месторождения X.

Применение низкоадгезионных ЭЦН эффективно при дебите жидкости от 0-125 м<sup>3</sup>/сут. Внедрение ЭЦН с рабочими колесами из полимерно-композиционных материалов позволит:

- увеличить период безаварийной работы нефтепромыслового оборудования до 530-620 суток, в зависимости от дебита жидкости;

- сократить затраты по сравнению с вариантом использования ЭЦН с рабочими колесами и закупкой дозатора химреагентов;

- значительная устойчивость и наличие технологической возможности использования при эксплуатации значительной части месторождений Западной Сибири;

- сократить количество отказов из-за отложения солей без применения ингибиторной защиты, снижение затрат на покупку ингибитора.

Касательно технологий ингибирования, на месторождении X, применяют технологию задавливания ингибитора в пласт SQUEZZE. Эффективным ингибитором солеобразования является Солмастер 7010А.

Данный ингибитор обладает высокой эффективностью предотвращения солевых отложений в средах с различной степенью минерализации при дозировках 20-30 грамм на тонну попутно-добываемой воды, в зависимости от степени пресыщенности по карбонату кальция. Реагент имеет низкую скорость коррозии по отношению к нефтепромысловому оборудованию, технологичен при использовании по любому из известных способов применения в широком интервале температур.

Рекомендации по применению реагентных и безреагентных методов предупреждения ОМС совместно:

1. Закачка ингибитора в ПЗП по технологии SQUEZZE, совместно с установкой РВК для фонда с любыми дебитами;
2. Закачка ингибитора в ПЗП по технологии SQUEZZE, совместно с применением ЭЦН с РК ПКМ для низкодебитного фонда.

Использование совместных технологий, рассматриваются в организации, имеются тенденции к переходу на безреагентные методы борьбы с ОМС, в связи с увеличением стоимости ингибиторов и переходу на более экологичные способы борьбы с осложненным фондом.

Таблица 13 – Средняя наработка на отказ по фонду месторождения X

Средняя наработка на отказ по осложненному фонду ОМС (сут)						
Технология защиты	Q <sub>ж</sub> от 0 до 50 м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ж</sub> от 50 до 125 м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ж</sub> от 125 до 300 м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ж</sub> от 300 до 500 м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ж</sub> от 500 до 1000 м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ж</sub> от 1000 и более м <sup>3</sup> /сут
Средняя обводненность в группе дебитов, %	25%	45%	59%	83%	80%	93%
Периодическое дозирование ингибитора солеотложений в затрубное пространство	321	217	203	-	-	-
Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в различных растворителях в затрубное пространство скважины через СУДР	442	407	397			
Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР	-	486	501	415	391	432
ЭЦН низкоадгезионный (Направляющий аппарат - нирезист, рабочее колесо - полимерный композитный материал) - ОПИ	530	620	-	-	-	-
Резонансно-волновой комплекс ОПИ	530	620	469	446	457	620
Неуправляемый ПСК с ингибитором солеотложений	-	125	86	-	-	-

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ  
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
О-2БМ11	Оболонин Сергей Сергеевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление ООП</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на оптимизацию процессов добычи нефти на месторождении «Х» с внедрением устройства контроля притока (УКП) в скважине №9
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Приказ Минприроды России №639 от 20.09.2019 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (ред. 6.10.2020)
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ часть 1 ФЗ №146 от 31.07.1998 (ред от 19.12.2023 № 611-ФЗ) Налоговый кодекс РФ часть 2 ФЗ №117 от 5.08.2000 (ред от 25.12.2023 № 643-ФЗ)
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности проведения оптимизацию процессов добычи нефти на месторождении «Х» с внедрением устройства контроля притока (УКП) в скважине №9 с целью увеличения объемов добычи нефти
<i>2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат на проведение оптимизации процессов добычи нефти с внедрением устройства контроля притока (УКП) в скважине №9 месторождения «Х»
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности проведения оптимизации с учетом внедрения устройства контроля притока (УКП) в скважине №9 месторождения «Х» и прогнозных объемов добычи нефти
<b>Перечень графического материала:</b>	
Таблицы	

1. Макроэкономические показатели для расчета
2. Результаты расчета НДС
3. Эксплуатационные затраты
4. Экономическая эффективность в результате установки устройства контроля притока
5. Показатели экономической эффективности проведения оптимизации

Рисунки

1. Анализ чувствительности ЧДД к изменению объемов дополнительной добычи нефти, эксплуатационных затрат, цены на нефть

<b>Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком</b>	15.01.2024
--	------------

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И. В.	д.э.н., доцент		15.01.2024

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Оболонин Сергей Сергеевич		15.01.2024

## 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Утверждение значений макроэкономических показателей

В данном разделе диссертации проводится оценка технико-экономической эффективности проведения оптимизации с учетом внедрения устройства контроля притока (УКП) в скважине №9 месторождения «Х» и прогнозных объемов добычи нефти, расчет произведен в среде MS Excel. Данное устройство (УКП) было установлено в 2022 году и к концу года с помощью данного внедрения удалось нарастить добычу по нефти до 38,1 тыс. тонн в год, обеспечив динамику дополнительно получаемого объема от 12,8 до 14,4 тыс. тонн в год.

Средний курс доллара за 2023 год составил по данным ЦБ в России составлял 85,2 руб. и 90,1 руб. в 2024 году. С 2025 по 2028 были взяты прогнозные значения курса доллара и цены нефти Юралс по данным Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Выручка от добычи нефти рассчитывается по формуле:

$$V = C * Q_{\text{год}} \quad (70)$$

где  $V$  – выручка от добычи нефти, тыс. руб.;

$C$  – цена стоимости нефти, руб./тонна;

$Q_{\text{год}}$  – годовая добыча нефти, тыс. тонн.

Переведённая стоимость нефти из долларов в рубли и расчет выручки от добычи нефти представлены ниже.

В таблице 14 представлены основные макроэкономические показатели необходимые для дальнейшего расчета с учетом применения данной технологии.

Таблица 14 – Макроэкономические показатели для расчета

Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Цена нефти Юралс, долл/барр	83,5	85	80,2	76,2	76,2	76,2
Обменный курс рубля	85,2	90,1	91,1	92,3	92,3	92,3
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	0	12,8	14,1	14,4	14,4	14,4



Дополнительная добыча нефти, т	0	12800	14100	14400	14400	14400
Дополнительная добыча нефти, барр.	0	93184	102648	104832	104832	104832
Цена на нефть в долл./т	607,88	618,8	583,86	554,74	554,74	554,74
Цена на нефть в руб./т	51791,4	55753,9	53189,23	51202,1	51202,1	51202,1
<b>Выручка, млн. руб</b>	0	713,7	749,97	737,3	737,3	737,3

#### 4.2 Величина капитальных и эксплуатационных затрат

В рассматриваемом 2023 году (еще без использования устройства контроля притока, только период установки) рассчитаем размер капитальных затрат, которые учитывают расходы на строительство горизонтальной скважины и её освоение, а также стоимость УКП, включая его установку. Суммарный размер капитальных вложений на данную скважину составил 213,42 млн. руб.

К эксплуатационным затратам относятся затраты на добычу и перекачку жидкости и обслуживание скважины. Из нормативов затрат для геолого-технических мероприятий в данной компании приняты следующие нормативы: затраты на добычу и перекачку жидкости – 15,7 руб./т., обслуживание скважины – 148,7 руб./т.

#### 4.3 Расчет налога на добычу полезных ископаемых

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитывался по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} * 919 - D_{\text{м}} \quad (71)$$

919 – ставка за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной, руб./т

$K_{\text{ц}}$  – Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ( $K_{\text{ц}}$ ) определяется в порядке установленным пунктом 3 статьи 342 НК РФ и рассчитывается как:

$$K_{\text{ц}} = (\text{Ц} - 15) * \frac{P}{261} \quad (72)$$

Где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» в долларах США за баррель;

15 – необлагаемый налоговый минимум – минимальная цена нефти сорта «Юралс» в дол. США за баррель;

Р – среднее значение за налоговый период курса доллара к российскому рублю.

Д<sub>м</sub> – показатель, характеризующий особенности добычи нефти, исчисляется согласно ст.342.5 НК РФ:

$$Д_m = K_{ндпи} * K_{ц} * (K_3 * K_d * K_{дв} * K_{кан}) - K_k - K_{абдт} - K_{ман} \quad (73)$$

К<sub>ндпи</sub> – принимается равным 559

К<sub>3</sub> – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр; согласно пункту 3 статьи 342.5 НК РФ принимаем равным 1.

К<sub>д</sub> – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

К<sub>дв</sub> – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;

Согласно п.1 ст.342.2 НК РФ и, исходя из геолого-промысловых характеристик разрабатываемого участка недр, значение коэффициент К<sub>д</sub> = 1 и К<sub>дв</sub>=1.

К<sub>кан</sub> – коэффициент, характеризующий регион добычи нефти, исходя из условий п.4342.5 НК РФ, принимается равным 1;

К<sub>к</sub> – устанавливается равным 428 с 1 января 2019 г., так как нет оснований для приравнивания к 0 вследствие несоответствия ряду условий согласно п. 3 ст. 342 НК РФ;

К<sub>абдт</sub> – коэффициент, характеризующий работу демпферного механизма;

К<sub>ман</sub> – коэффициент, учитывающий изменение вывозной таможенной пошлины.

Результаты расчета НДСИ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета НДПИ

Год	НДПИ, руб/тонну	Кц	Дм
2023	15761,88	22,36	4787,80
2024	18446,91	24,16	3760,50
2025	17520,99	22,76	3393,19
2026	16786,45	21,64	3103,25
2027	16097,65	21,64	3792,05

#### 4.4 Расчет экономической эффективности предложения

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке. NPV рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + r)^{t-tp}}, \quad (74)$$

где NPV дисконтированный поток денежной наличности;

$\Pi_t$  – прибыль от реализации в t-м году;

$A_t$  – амортизационный отчисления в t-м году;

$K_t$  – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

$t, tp$  – соответственно текущий и расчетный год;

$r$  – ставка (норма) дисконта, принимаем равной 20 %.

Результаты расчета экономической эффективности представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Экономическая эффективность в результате установки устройства контроля притока

Показатели	Ед. изм	2023	2024	2025	2026	2027
------------	---------	------	------	------	------	------

Дополнительная добыча нефти	тыс. тонн	0,00	12,80	14,10	14,40	14,40
Эксплуатационные затраты	млн. руб.	0,00	2,104	2,318	2,367	2,367
Амортизация	млн. руб.	0	10,67	10,67	10,67	10,67
Цена реализации без НДС	тыс.руб./т	0	55,75	53,19	51,20	51,20
Выручка от реализации	млн. руб.	0,00	713,65	749,97	737,31	737,31
НДПИ	млн. руб.	0	236,12	247,05	241,72	231,81
Налог на имущество организаций	млн. руб.	0	4,46	4,34	4,17	3,96
Валовая прибыль	млн. руб.	0,00	449, 23	474,919	467,709	477,833
Налог на прибыль (20%)	млн. руб.	0,00	89,925	94,984	93,542	95,567
Чистая прибыль	млн. руб.	0,00	359,698	379,935	374,167	382,266
Денежный поток	млн. руб.	-213,42	370 ,369	390, 606	384, 838	392, 937

Результаты расчета некоторых показателей экономической эффективности от проведения оптимизации работы скважин представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Показатели экономической эффективности проведения оптимизации

Показатели	Ед. из.	За период с 2023 по 2027 год
Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) при $r = 20\%$	млн руб.	778,668
Срок окупаемости (простой)	годы	1,4
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	1,7
Индекс доходности капитальных вложений	д.ед.	1,75

Так как  $NPV > 0$  и другие показатели в диапазоне положительного принятия решения, то проект рекомендуется к реализации. Дисконтированный срок окупаемости проекта 1,7 года.

#### 4.5 Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров рассматриваемого проекта на его конечные характеристики, в качестве которых, как правило, используется NPV (ЧДД).

В качестве исходных параметров (показателей) при проведении анализа были выбраны: изменение дополнительной добычи нефти, цена на нефть марки «Юралс», а также эксплуатационные затраты.

Результаты проведенного анализа чувствительности представлены на рисунке 36.

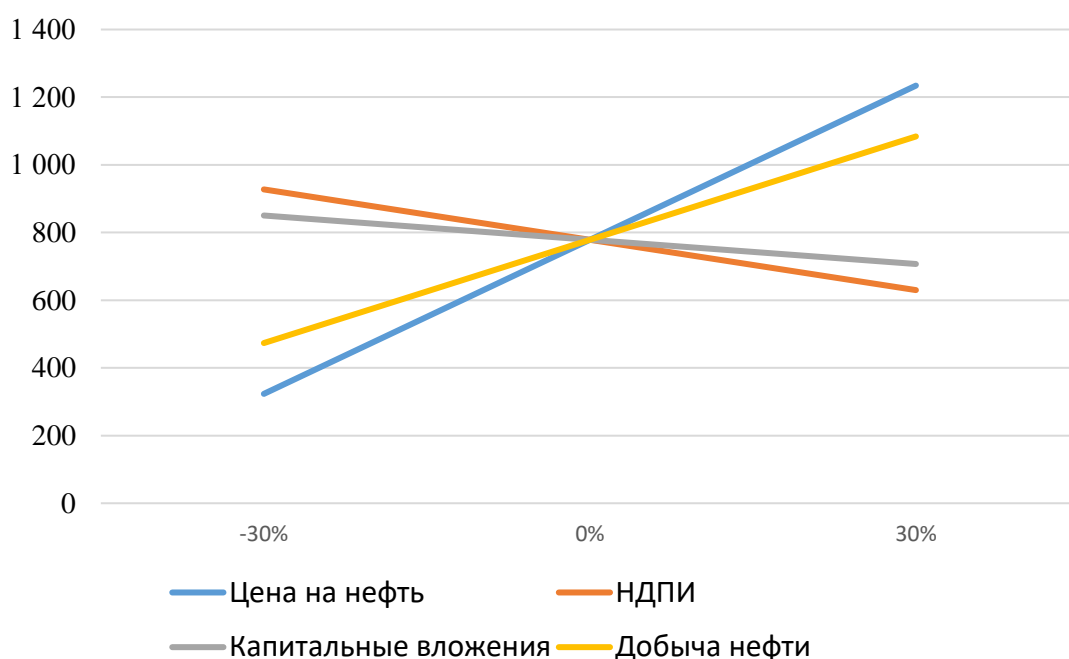


Рисунок 36 – Анализ чувствительности ЧДД к изменению ключевых параметров

В результате внедрения устройства контроля притока в добывающей скважине №9 получена ежегодная дополнительная добыча нефти в диапазоне от 12,8 до 14,4 тыс. тонн в год.

Оценка экономической эффективности подтверждает рентабельность проведения оптимизации с учетом внедрения устройства контроля притока (УКП) в скважине №9 месторождения «Х»: ЧДД > 0 и составил 778,678 млн. руб.

Анализ чувствительности показал, что изменение цены на нефть «Юралс» и объемов дополнительной добычи оказывают наибольшее влияние на ЧДД, меньшее влияние на ЧДД производит изменение величины капитальных затрат.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
О - 2БМ11		Оболонину Сергею Сергеевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>

Тема ВКР:

*Совершенствование технологии и технических средств для предупреждения и удаления солеотложений в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири*

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования: скважинное оборудование          Область применения: нефтяные месторождения Западной Сибири          Рабочая зона: полевые условия          Климатическая зона* IV (полярная зона).          Количество и наименование оборудования рабочей зоны: добывающие скважины, насосное оборудование, станции управления, устройства контроля притока          Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: осуществление обслуживания и ремонта наземного и подземного оборудования, соблюдение норм технологического режима.          *для работы в полевых условиях</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</li> <li>2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</li> <li>3. Перечень инструкций по эксплуатации оборудования, охране труда и пожарной безопасности.</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного</li> </ul>	<p><b>Вредные производственные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды;</li> <li>2. Превышение уровня локальной и общей вибрации;</li> <li>3. Превышение уровней шума;</li> <li>4. Недостаточная освещенность;</li> <li>5. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, аномальное физическое состояние воздуха</li> </ol>

или вредного производственного фактора	(в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха. <b>Опасные производственные факторы:</b> 1.Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; 2.Движущиеся твердые объекты (машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования); 3.Ударные волны воздушной среды (разрушение аппарата, работающего под давлением). <b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и органов слуха, перчатки, одежда специальная для защиты рабочих от воздействия нефти и нефтепродуктов, заземление электроустановок, изоляция, ограждения, устройства автоматического контроля и сигнализации. <b>Расчет молниезащиты.</b>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	<b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами. <b>Воздействие на гидросферу:</b> разливы и утечки нефти, нефтепродуктов, рабочих агентов; влияние на характеристики фильтрации стоков. <b>Воздействие на атмосферу:</b> выделение продуктов сгорания попутно добываемого газа, выделение углеводородов от технического оборудования, выделение продуктов сгорания топлива.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	<b>Возможные ЧС:</b> длительное отключение электроэнергии; механическое повреждение оборудования, сооружений и конструкций; взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ; разгерметизация трубопроводов высокого давления и корпусов насосного оборудования. <b>Наиболее типичная ЧС:</b> Разрушение (разгерметизация) оборудования, выброс (истечение) нефти, пожар.
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Оболонин Сергей Сергеевич		



## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Целью данной работы является повышение работоспособности скважин и увеличение межремонтного периода работы установок на месторождениях, характеризующихся наличием такого осложнения, как солеотложения.

Деятельность оператора по добыче нефти и газа заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по поддержанию заданного режима скважины, контроля над системами, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

Рабочая зона – преимущественно полевые условия, производственные помещения (цехи, склады): кустовая площадка месторождения, где подготовлен специальный участок для размещения группы скважин, нефтегазодобывающего оборудования, служебных и бытовых помещений [20].

Климатическая зона района работ (месторождение Западной Сибири) – IV зона, характеризуемая низкой температурой воздуха в зимний период (минус 41 °С) при скорости ветра около 1,3 м/с. Согласно нормативам теплоизоляции комплекта СИЗ, установленного применительно к трехчасовому пребыванию на холоде по требуемой степени теплоизоляции для работы в этой зоне, принят 3 класс защиты в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.303-2016 [21].

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Правовые, экономические, социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов с целью предупреждения аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности эксплуатирующих опасные производственные объекты лиц к локализации и ликвидации последствий указанных аварий устанавливаются в соответствии

с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [22].

К работам по эксплуатации нефтяных месторождений допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности.

Вахтовый метод работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [23]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора, согласно ВСН 39.1.06-84 «Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках». Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё [24].

## 5.2 Производственная безопасность

В период ведения трудовой деятельности сотрудник выдерживает воздействию вредных и потенциально находится под угрозой проявления опасных факторов. Классификация производственных факторов по ГОСТ 12.0.003 – 2015, влиянию которых подвергается работник представлена в таблице 18 [25].

Таблица 18 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Вредные	
1. Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды;	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [26].
2. Превышение уровня локальной и общей вибрации;	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с [27].
3. Превышение уровней шума;	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [28].
4. Недостаточная освещенность;	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [29].
Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Вредные	
1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [30].
2. Движущиеся твердые объекты (машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования);	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [31].
3. Ударные волны воздушной среды (разрушение аппарата, работающего под давлением).	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [32].

### 5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных

#### Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустовых площадках), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами.

Низкая температура и большие скорости движения воздуха при 107

длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей. При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. На месторождении «Х» применяют хлопчатобумажную спецодежду, имеющую удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре). Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей (таблица 19) [26].

Таблица 19 - Виды СИЗ и сроки носки согласно IV климатической зоны

Наименование теплой одежды и обуви	Климатическая зона
	IV
Куртка на утепляющей прокладке	1,5
Брюки на утепляющей прокладке	1,5
Куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке	–
Брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке	–
Валенки	2

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

### **Превышение уровня локальной и общей вибрации**

Воздействие вибрации на организм человека на нефтепромысле происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб и регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Из – за действия

вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться и виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 20 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [27].

Таблица 20 – Гигиенические нормы уровней вибрации [27]

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [33].

### **Превышение уровней шума**

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин), которые создает уровень звука, превышающий установленный нормой 85 дБА согласно пункту 2.3 ГОСТ 12.1.003-2014. Мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [28].

### **Недостаточная освещенность**

При работе в темное время суток кустовая площадка освещена, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожекторы. Значение освещенности соответствует нормам (СП 52.13330.2011) [29]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

### **Повышенная загазованность воздушной среды в рабочей зоне**

Куст скважин характеризуется наличием пожаро-взрывоопасных веществ и ядовитых газов: природный газ, метанол, газовый конденсат. В процессе производственных операций оператор может подвергаться

воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (содержание нефтяного газа в воздухе рабочей зоны –  $300 \text{ мг/м}^3$ ), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид –  $2 \text{ мг/м}^3$ , бензол –  $10 \text{ мг/м}^3$ , углерода оксид –  $20 \text{ мг/м}^3$  [34].

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов**

#### **Факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов**

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая.

К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных

насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТР 12.1.019-2009) [30].

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [34].

#### **Движущиеся твердые объекты (машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования)**

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [31], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Ограждения на объектах месторождения «Х» имеют такие размеры и установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Профилактические меры: систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях

машин и механизмов; плановую и неплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде застегнуты, полы одежды не болтаются); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

**Ударные волны воздушной среды (разрушение аппарата, работающего под давлением).**

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН месторождения

«Х» установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования обеспечивает возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу [32].



## 5.4 Расчет молниезащиты

Удары молний являются одним из возможных факторов, приводящих к чрезвычайным ситуациям на кустовой площадке. Молниезащита применяется с целью защиты сооружений, сохранности и стойкости от возможных возгораний, защиты от гибели и травмирования людей.

По типу молниезащита может быть: 1) одностержневой; 2) двухстержневой одинаковой или разной высоты; многократной стержневой; одиночной тросовой; многократной тросовой. По степени надёжности защиты различают два типа зон: А – степень надёжности защиты  $\geq 99,5\%$ ; Б – степень надёжности защиты 95-99,5% [35].

Стержневой молниеприемник представляет собой металлический штырь, возвышающийся над объектом защиты. Молниеприемная сетка представляет собой металлическую сетку, в ячейках которой установлены небольшие молниеприемники. Тросовый молниеприемник – это трос, натянутый между двух вертикальных опор. Основным видом пассивной молниезащиты, применяемый на кустовых площадках это – стержневой молниеприемник с сечением 50-100 мм<sup>2</sup>. Такой тип молниеприемника используется на месторождении «Х».

На рассматриваемом предприятии месторождения «Х» производственные здания имеют II категорию молниезащиты. В таблице 21 представлены исходные данные кустовой площадки месторождения «Х», применяемые для расчета молниезащиты.

Таблица 21 – Исходные данные для расчета

Исходные данные	Величина
Ширина кустовой площадки (S), м.	30
Длина кустовой площадки (L), м.	80
Высота автоматизированной групповой замерной установки ( $h_x$ ), м.	2,5

Рассчитаем горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта (АГЗУ) – круг радиуса  $r_x$ :

Рассчитаем горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта (АГЗУ) – круг радиуса  $r_x$ :

$$r_x = \frac{S}{2} = \frac{30}{2} = 15 \text{ м.} \quad (75)$$

Высота стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} = \frac{15 + 4,075}{1,5} = 12,72 \text{ м.} \quad (76)$$

Зона защиты молниеотвода:

$$r_0 = 1,5 * h = 19,08 \text{ м.} \quad (77)$$

Таким образом, на рассматриваемой кустовой площадке месторождения «Х» радиус зоны защиты на земле от стержневого молниеотвода составляет 19,08 м. Для расчета высоты вершины конуса (защиты) стержневого молниеотвода применяем формулу (78):

$$h_0 = 0,92h = 11,7 \text{ м.}$$

На рассматриваемой кустовой площадке месторождения «Х» радиус зоны защиты на земле от стержневого молниеотвода составляет 19,08 м. Для расчета высоты вершины конуса (защиты) стержневого молниеотвода применяем формулу (79):

$$h_0 = 0,92h = 11,7 \text{ м.}$$

Таким образом, для защиты от ударов молнии автоматической групповой замерной установки, станций управлений, находящихся на территории кустовой площадки (L = 80 м.) необходимо установить 3 одиночных стержневых молниеотвода (рисунок 37).

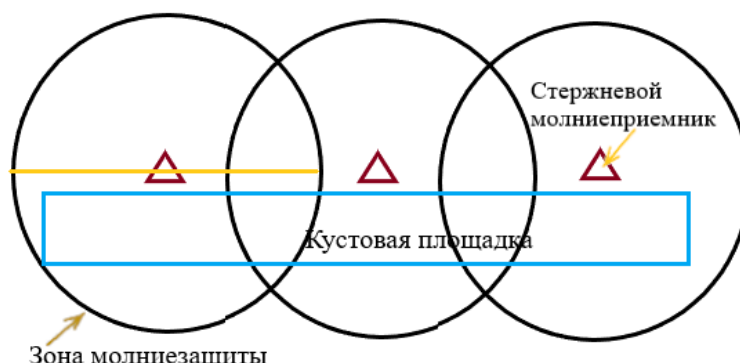


Рисунок 37 – Схема расстановки молниеотводов на кустовой площадке

### 5.3 Экологическая безопасность

Операции по закачке ингибитора солеотложения сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С

целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды. Все работы должны проводиться в соответствии с законодательством по охране недр, окружающей среды и природных ресурсов, а также Федеральных Норм и Правил в области промышленной безопасности [22].

### **Защита гидросферы**

В ходе работ по проведению закачки химических реагентов при определенных условиях могут происходить различные воздействия на гидросферу:

1. утечка химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок;
2. загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами, пластовыми флюидами;
3. хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
4. перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ, до разборки нагнетательной системы, должна прокачиваться жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения. Охрана недр на всех этапах освоения и разработки месторождения обеспечивается пользователями недр и контролируется органами государственного горного надзора и органами

службы надзора в сфере природопользования. Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил [36, 37].

### **Защита литосферы**

При закачке ингибитора солеотложения происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) реагентов, технических жидкостей, а также плохое качество промывки скважины после работ по закачке ингибитора. Чтобы избежать дополнительного загрязнения из-за некачественно проведённых операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

Пролитый продукт убирают с помощью песка или опилок, затем загрязненную поверхность промывают водой. Утилизацию отходов осуществляют в соответствии с санитарными правилами №3183-8 «Порядок накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов». При соблюдении норм технологического режима при производстве гелеобразующего состава и обеспечении герметичности технологического оборудования возможность загрязнения рабочей зоны отсутствует. Запрещается утилизация не подвергшихся обезвреживанию любых видов отходов производства в действующие нефтесборные коллекторы.

Отходы, образующиеся при выполнении работ, подлежат вывозу и дальнейшей утилизации. Необходимо получить в Росприроднадзоре разрешения на выброс вредных веществ в атмосферу от стационарных источников, разрешения на сброс сточных вод, лимиты на размещение отходов производства и потребления [38, 39].

### **Защита атмосферы**

Газообразные отходы, загрязняющие воздух окружающей среды: естественные выделения - углекислый газ, пары воды, летучие соединения и др.

Перед выбросом выхлопные газы агрегатов и автомобильной техники подвергается обязательной нейтрализации в выхлопной системе, что предотвращает атмосферу от загрязнения [26].

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из

технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

1. аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;

2. аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

3. По опасности возникновения газонефтеводопроявлений у нефтяной скважины различают категории первой, второй и третьей степени, в которых указаны следующие значения газового фактора:

4. первая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора свыше  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;

5. вторая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;

6. третья категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

1. технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

2. технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;

3. полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;

4. емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласованным графиком [40].

#### **Заключение по разделу**

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Разобраны требования промышленной безопасности, проведен анализ причин ухудшения экологии при ведении производственной деятельности.

Показатели рассматриваемых производственных факторов, оказывающих воздействие на сотрудников и окружающую среду в пределах участка рабочей зоны в пределах допустимых значений нормативной документации.

Категория помещений в пределах промыслового участка по электробезопасности согласно ПУЭ соответствует третьему классу – «особые помещения повышенной опасности». В соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности, её присвоение производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных

навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током [41].

Категория тяжести труда на установке подготовки нефти и газа по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории 3.1 (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением) [42, 43].

Единый энерготехнический комплекс оборудования в пределах рабочей зоны относится к классу опасности производственных объектов 1. Рассмотренный объект, оказывающий незначительное негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам III категории [44].

Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве позволит избежать влияния вредных и опасных факторов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Совершенствование технологий механизированной добычи – сложный и длительный процесс, в ходе которого появляются и проходят испытания новые революционные идеи, но чаще это этапы эволюционного развития, заключающегося в постепенной доработке применяемого оборудования. Переход от использования традиционных методов борьбы с солевыми отложениями, к применению безреагентных технологий, имеют большие перспективы.

В работе были описаны положительные и отрицательные стороны применения безреагентных технологий. Разработаны рекомендации по совместному использованию.

Цель достигнута путем реализации следующих задач:

1. Проанализированы осложнения возникающие при механизированной добыче нефти на месторождениях Западной Сибири;
2. Обоснованы применение современных технологий и технических приспособлений для борьбы с солеотложениями в геолого-промысловых условиях месторождений Западной Сибири;
3. Сформированы рекомендации по усовершенствованию и внедрению безреагентных методов на месторождениях Западной Сибири при добыче нефти;
4. Произведён расчет экономической эффективности от внедрения резонансо-волнового комплекса на месторождении «Х».

Полученный положительный экономический эффект указывает на актуальность применения данной технологии.

Произведён анализ опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на работника на кустовой площадке и указаны меры и мероприятия, обеспечивающие производственную безопасность.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хайбулин Д.М. Совершенствование технологий и технических средств для предупреждения и удаления солеотложений в добывающих скважинах. Диссертация. Кандидат технических наук. – Уфа, 2010г. – с.
2. Яркеева Н.Р. Повышение эффективности предотвращения солеотложений в скважинах пластов на поздней стадии разработки. М.: ООО Диссертация. Кандидат технических наук. – Уфа 2003г.. –с.
3. И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров. / Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях / Учебное пособие. /–М.: Инфа-Инженерия, 2019. – 356 с.
4. Ивановский В.Н. / Анализ существующих методик прогнозирования солеотложения на рабочих органах уэцн/ Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика. -2009. -Пилотный выпуск. С.8-11.
5. Камалетдинов Р.С. / Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании/ Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика. -2009. -Пилотный выпуск. С.12-15.
6. Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галеева Г.В., Антипин Ю.В., Сыртланов А.Ш. Отложения неорганических солей в скважинах призабойной зоны пласта и методы их предотвращения. М.: ВНИИОЭНГ, 1983. 100 с.
7. Пучина, Г. Р., Рагулин, В. В., Волошин, А. И., Докичев, В. А., Телин, А. Г. Современные методы борьбы с солеотложениями в добыче нефти. – Уфа: Башк.энцикл., 2020. – 72 с.
8. Кащавцев В.Е., Гаттенберг Ю.П., Люшин С.В. / Предупреждение солеобразования при добыче нефти / – М: Недра, 1958-213с
9. Инженерная практика» // Производственно-технический нефтегазовый журнал [сайт]. URL: <https://docplayer.ru/45109892-Ingzhernaya-praktika-field-engineering-pilotnyy-vypusk-dekabr-proizvodstvenno->

[tehnicheskiiy-neftegazovyy-zhurnal.html](http://tehnicheskiiy-neftegazovyy-zhurnal.html)

10. Организация работ по борьбе с солеотложениями в нефтепромысловом оборудовании / Метод. указания компании / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – М., 2011. – С. 22-50.
11. Маркин А.Н., Подкопай А.Ю., Низамов Р.Э. Коррозионные повреждения насосно-компрессорных труб на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 1995. № 5. С. 30–33
12. Пат. 2570870 РФ, МПК Е 21 В 37/00. Электромагнитный излучатель, устройство и способ ингибирования образования отложений и коррозии скважинного оборудования / С.Ш. Шарипов, В.Г. Акшенцев, А.С. Шулаков, С.Н. Греков, С.Р. Алимбекова, Р.И. Алимбеков, В.А. Докичев. 2014123667/03; Заявлено 10.06.2014; Оpubл. 10.12.2015. Бюл. 34.
13. Абдуллаев А.Н., Мудуев М.М., Султанов Ю.И. Ультразвуковой способ предотвращения твердых отложений // Нефтепромысловое дело. 1979. № 7. С. 13–14
14. Алимбеков Р. И., Алимбекова С. Р., Акшенцев В. Г., Докичев В. А., Шарипов С. Ш., Шулаков А. С. Способ электромагнитного воздействия на скважинное пространство при добыче углеводородного сырья // Патент RU 2529689 С2. - Опубликовано: 27.02.2014. Бюл. №6.
15. Инюшин, Н. В. Аппараты для магнитной обработки жидкостей / Н.В. Инюшин, Е.И. Ишемгужин, Л.Е. Каштанова, А.Б. Лаптев, В.И. Максимочкин, Ф.Р. Хайдаров, В.В. Шайдаков – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 144с
16. Gabrielli C. Magnetic water treatment for scale prevention / C. Gabrielli, R. Jaouhari, G. Maurin, M. Keddani //Wat. Res. –2001. - V.35. - N 13. - P.3249–3259.
17. Алимбеков, Р.И. Новая концепция обработки скважинного флюида / Р.И. Алимбеков, А.С. Шулаков, В.Г. Акшенцев, С.Р. Алимбекова, В.А. Докичев, С.Н. Греков // Нефть. Газ. Инновации. – 2013. - №6. - С.48-54
18. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразования при добыче нефти. М.: Орбита, 2004. 432 с

19. Суворов А. А. Анализ эффективности методов борьбы с солеотложениями на Приразломном нефтяном месторождении (ХМАО): бакалаврская работа/Антон Андреевич Суворов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Л. В. Шишмина. – Томск, 2019.
20. Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vunivere.ru> (дата обращения 16.01.2024 г.).
21. ГОСТ 12.4.303-2016 «Одежда специальная для защиты от пониженных температур».
22. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
23. Трудовой Кодекс – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
24. ВСН 39.1.06-84 «Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках».
25. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
26. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
27. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
28. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
29. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
30. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
31. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда.

- Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
32. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
33. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
35. ГОСТ 12.1.007- 76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
36. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения // Учебное пособие, Издательство ТПУ, 2006.
37. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
38. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
39. Защита литосферы.  
[URL:https://www.edu.severodvinsk.ru/after\\_school/obl\\_www/2013/work/pestov/lithosphere\\_protection.html](https://www.edu.severodvinsk.ru/after_school/obl_www/2013/work/pestov/lithosphere_protection.html).
40. Постановление Госгортехнадзора РФ № 80 от 31.12.1998 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98».
41. Правила использования электроустановок URL:  
<https://docs.cntd.ru/document/1200030216>.
42. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок от 15декабря 2020г. N 903н URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184>.
43. Санитарные правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" URL:  
<https://docs.cntd.ru/document/573500115>.

44. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156>.

## Приложение А

(справочное)

### ASSESSMENT OF THE RISKS OF SALT DEPOSITION IN THE WELLS OF THE FIELD X

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О - 2БМ11	Оболонин Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Журавлев Владимир Викторович	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШОН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Надеина Луиза Васильевна	к.филол.н.		

The oil and gas condensate field are located in the north of the Krasnoyarsk Territory of Russia, and it is the largest discovered and commissioned in Russia over the past 25 years. The deposit, with a total area of 416,5 km<sup>2</sup>, includes Vankorsky (Turukhansky district) and Severo-Vankorsky (territory of the Taimyr Dolgan-Nenets district) sites.

The deposit was discovered in 1988, and it was put into commercial operation in 2009. The initial recoverable reserves of field X as of January 1, 2014 amount to 500 million tons of oil and condensate, 182 billion m<sup>3</sup> of gas.

The field is drilled by injection directional and producing wells with a horizontal termination, which ensures high flow rates. The reservoir water extracted together with oil, containing mineral salts, causes the risk of precipitation of insoluble salts during the extraction and preparation of oil.

To ensure trouble-free operation of borehole and oilfield equipment in the process of salt deposition, it is necessary to develop a comprehensive program to combat this phenomenon. In this regard, the tasks arose of determining the risks of salt deposition, predicting the dynamics of the problem, determining effective technological solutions for the prevention and removal of salt deposition with laboratory evaluation of the effectiveness of existing inhibitors to establish their optimal dosages.

According to the results of the study of the ionic composition and properties of the produced, manufactured and artesian waters and silencing fluids, it was found that the produced waters of the Yak 3-7, Nh-1 and artesian water layers belong to the chlorocalcium type (in accordance with the classification of V.A. Sulin, Table 1), artesian water of the layers D1 1-3, Ns and manufactured water the deposits belong to the chlorocalcium type, and the co-produced waters of the Nh 3-4 formation belong to the sodium bicarbonate type. The waters contain cations of alkaline earth metals, which are capable of forming precipitates that are difficult to dissolve in water – carbonates.

V.A. Sulin's classification

Type of water	$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}}$
1	2	3	4
Sodium sulfate type of water	>1	<1	–
Sodium bicarbonate type of water	>1	>1	–
Magnesium chloride type of water	<1	–	<1
Calcium chloride type of water	<1	–	>1

The total mineralization of waters is 19,9-21,5 g/l for the Yak 3-7 formations, 16,0-20,5 g/l for the Nh-1 formation and 12,8–20,9 g/l for the Nh 3-4 formation. The waters contain cations of alkaline earth metals, which are capable of forming precipitates that are difficult to dissolve in water – carbonates. The content of calcium cation is 100-592 mg/l (Yak formation 3-7), 338-748 mg/l (Nh-1 formation) and 35-535 mg/l (Nh formation 3-4), barium cation is 0-14 mg/l, 0-28 mg/l and 0-9 mg/l, respectively.

Concentration of C in the ranges 88-129 mg/l (Yak formation 3-7), 28-96 mg/l (Nh-1 formation) and 11-84 mg/l (Nh formation 3-4). The content of the bicarbonate anion varies between 671-1922 mg/l (Yak formation 3-7), 153-378 mg/l (Nh-1 formation) and 293-3050 mg/l (Nh formation 3-4), chlorine anion - 10955-12514 mg/l (Yak formation 3-7), 9483-1349 mg/l (formation Nh-1), 5645-12436 mg/l (formation NH 3-4).

The content of dissolved CO<sub>2</sub> in water varies in the range of 0-80 mg/l, the hydrogen pH is 8,0–8,99 (slightly alkaline) for the Yak 3-7 and Nh-1 formations and 7,67-9,64 (alkaline) for the Nh 3-4 formation. Bacterial contamination of the produced water by sulfate-reducing bacteria reaches from ten to 107 cells / cm<sup>3</sup> (layers of Yak 3-7, Nh-1) and up to ten cells / cm<sup>3</sup> (layer of Nh 3-4).

The propensity of waters and their mixtures to precipitate difficult-to-dissolve salts has been estimated based on a certain ionic composition of co-



produced, injected waters and process fluids using well-known mathematical modeling techniques.

The assessment of low, medium and high risks of calcite deposition, the main component of salt deposits predicted by the ionic composition of reservoir waters, was established in accordance with the numerical values of the SI saturation index (Table 2).

*Table 2*

Salt hazard levels depending on the saturation index value

Level	Value
SI Low (I)	<0,5
Average (II)	0,5 - 1,0
Tall (III)	1.0 - 1,5
Ultra - high (IV)	> 1,5

Modeling the propensity of the associated waters of the reservoirs of deposit X to calcite deposition (Figures 1, 2, 3) found that the risk of calcite deposition in borehole conditions for layers Yak 3-7 and Nh 1 is basically absent. Although there is a tendency to increase the saturation index SI to the wellhead, which is associated with the processes of degassing borehole fluids and reducing the content of dissolved CO<sub>2</sub> in the produced water. For wells producing the products of the Nh 3-4 formation, there is risk of calcite deposition, and it is the highest in the conditions of the downhole.

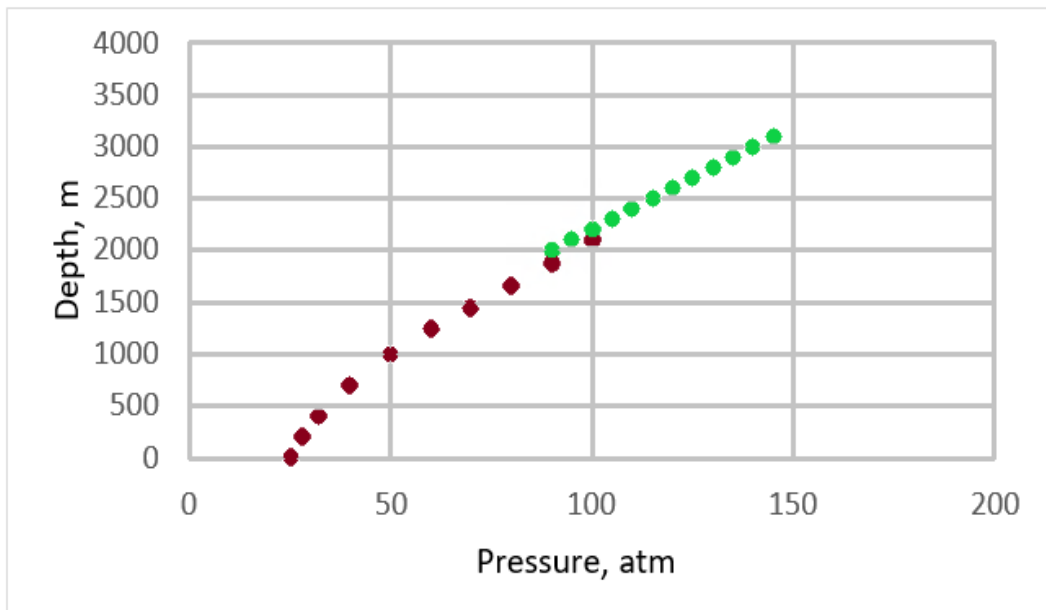


Fig. 1 Pressure changes along the borehole

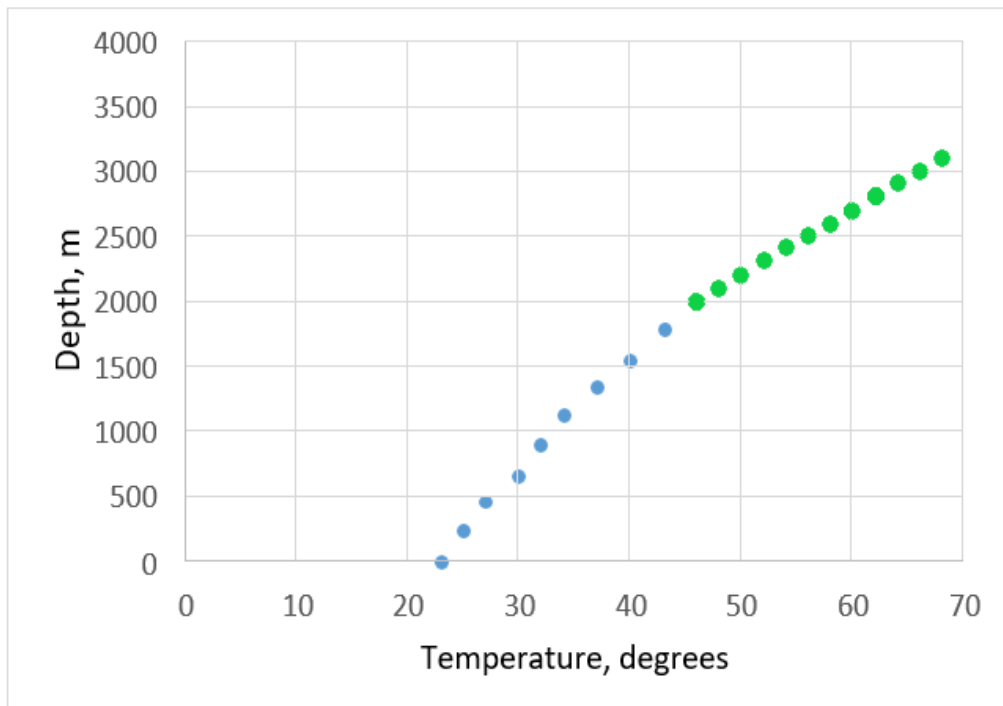


Fig. 2 Temperature change along the borehole

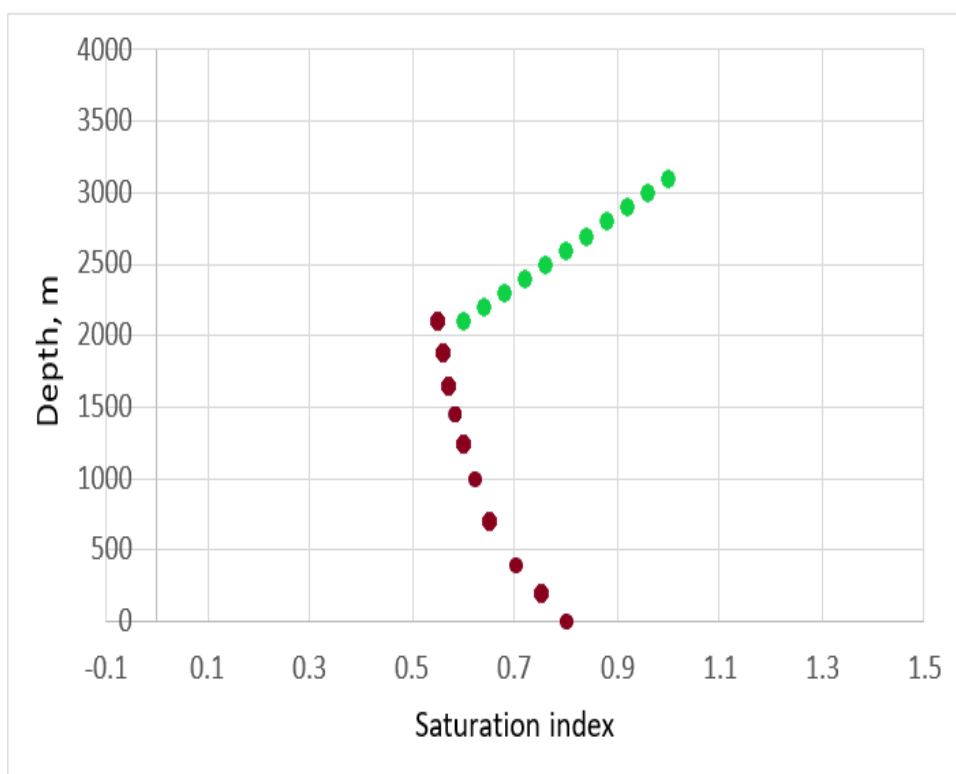
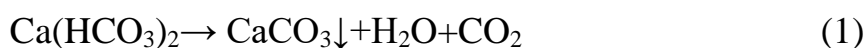


Fig. 3 Changes in the saturation index along the borehole

The reason for calcite precipitation is the change in the thermobaric equilibrium in the well fluid flow. When borehole products enter the surface, the content of dissolved CO<sub>2</sub> changes between the water and oil phases, weakening CO<sub>2</sub>, along the way, the extracted water releases hardly soluble calcite.



During the investigation it was revealed that mixing of reservoir waters with the injected substructure leads to increased instability of the former and increased calcite deposition (Figure 4). However, the intensity of calcite deposition varies.

For reservoir water of Yak 3-7, there is a slight increase in the amount of precipitating calcite with an increase in the proportion of raw water in the mixture. And for reservoir water of Nh-1, instability increases at 28% and above the content of raw water in the mixture with a further significant increase in the intensity of calcite precipitation. The most significant increase in instability is manifested when

the formation water of Nh 3-4 is mixed with raw water with a constant increase in the intensity of calcite precipitation with an increase in the content of raw water in the mixture.

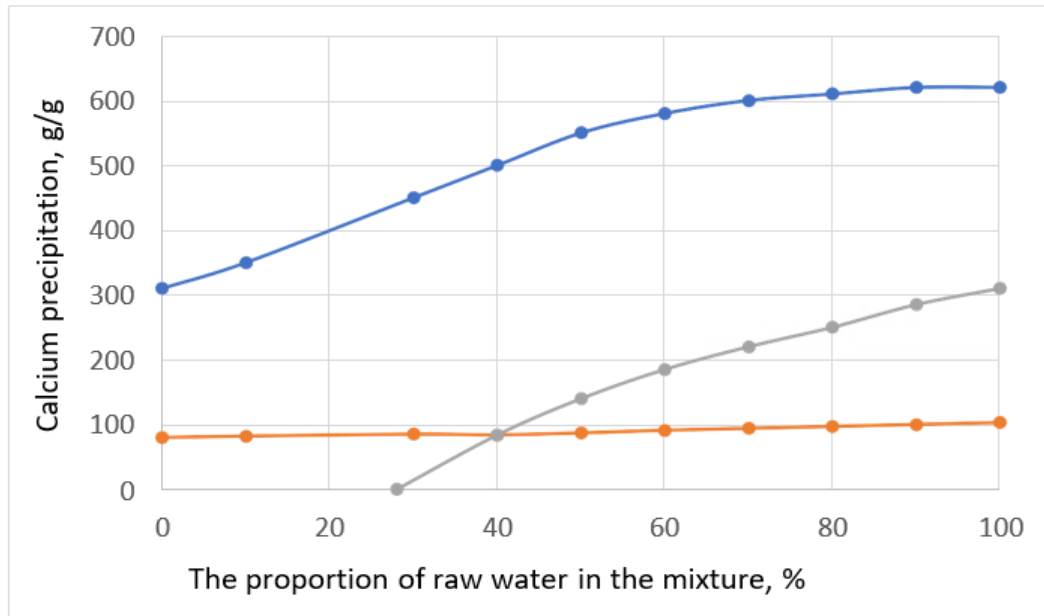


Fig. 4 Modeling of the reservoir waters mixing with manufactured and artesian in reservoir conditions

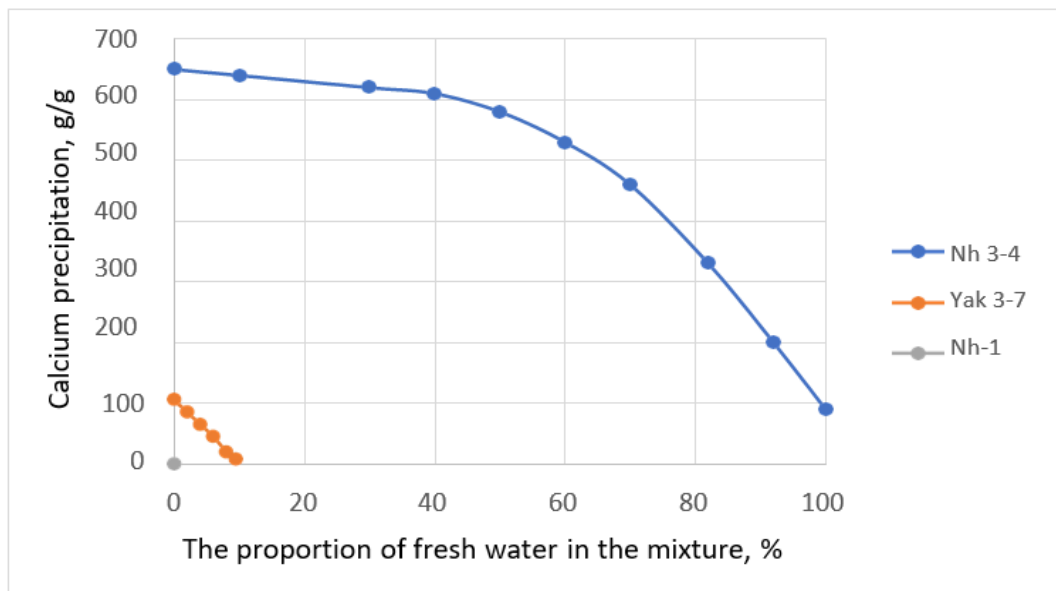


Fig. 5 Modeling of the reservoir waters mixing with manufactured and artesian in reservoir conditions

This phenomenon is explained by the difference in the content of the salt-forming calcium cation in reservoir and sub-reservoir waters. The greatest difference is in the content of the  $\text{Ca}^{2+}$  cation for reservoir water Nh 3-4 and the raw water.

Mixing artesian water with reservoir waters, on the contrary, increases the salt stability of the system and reduces the risk of calcite precipitation. This is due to the low content of bicarbonate ion in artesian water in comparison with reservoir waters (Figure 5).

To prevent the risk of calcite deposition and salt deposition, salt deposition inhibitors are widely used in oilfield practice.

Among the various methods and technologies of protection against salt deposition for horizontal medium-high-flow wells of the Nh 3-4 reservoir of the X field, the following options are the most acceptable:

1. constant dosing of the salt deposition inhibitor at the reception of the installation of an electric centrifugal pump (or under a submersible electric motor) through a capillary tube;
2. periodic dosing of a salt deposition inhibitor into the annular space;
3. crushing of the salt deposition inhibitor into the bottom-hole zone of the formation;
4. dosing of a salt deposition inhibitor into injection wells with hydrodynamic coupling with salt-depositing producing wells.

The technology of crushing the salt deposition inhibitor into the reservoir is economically feasible for wells of low and medium water content belonging to the medium-high-yield fund (Figure 6).

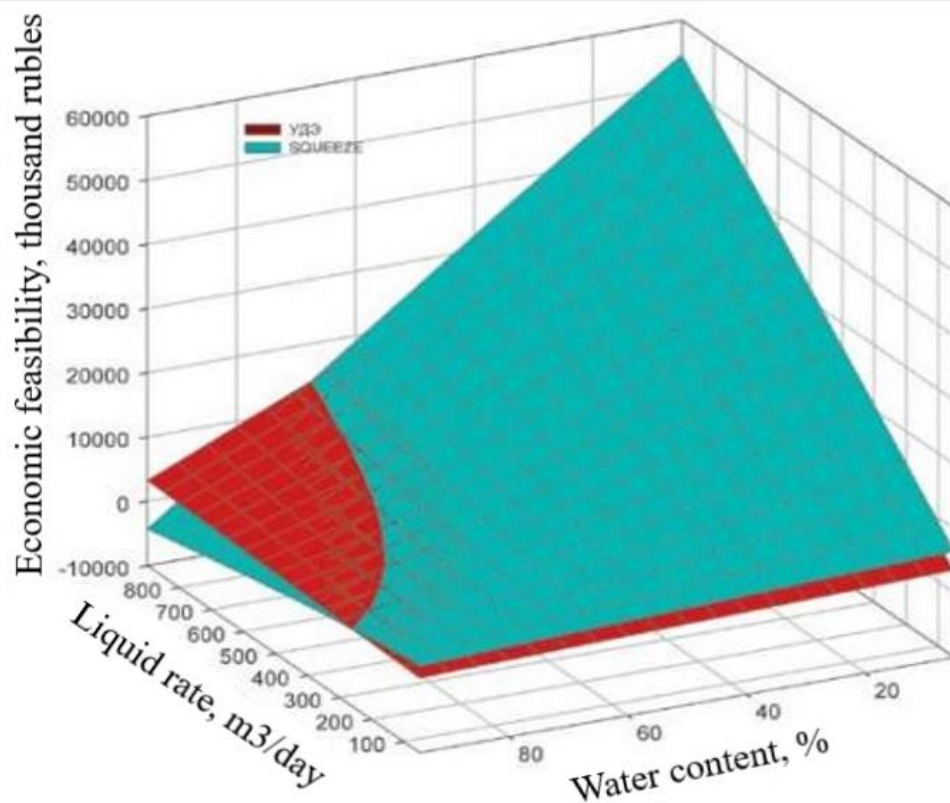


Fig. 6 Comparison of the economic efficiency of technologies for protecting wells from salt deposition by constant inhibition through a capillary (reagent dosing units) and by setting the inhibitor into the formation

The technology assumes high costs for carrying out work on putting the inhibitor into the reservoir, including those associated with the acquisition of the required amount of the inhibitor.

However, production practice also indicates the greatest effectiveness of protection when using the technology, which is expressed in an increase in the average operating time for failure of submersible downhole equipment by, as a rule, at least 4 times:

1. with the increase in the water content of the extracted products, the range of well flow rates is expanding, for which the technology of constant dosing through a capillary tube is more effective. The technology of permanent inhibition is more effective than setting for wells with a liquid flow rate of 300 m<sup>3</sup> /day with a water content of >90%, for wells with a liquid flow rate of 400 m<sup>3</sup> /day with a water content of >82%, wells with a liquid flow rate of 500 m<sup>3</sup> /day with a water

<b>Ionic composition of water</b>	<b>Reservoir water Yak 3-7</b>	<b>Reservoir water NH-1</b>	<b>Reservoir water NH 3-4</b>	<b>Preparatory water</b>	<b>Artesian water</b>
-----------------------------------	--------------------------------	-----------------------------	-------------------------------	--------------------------	-----------------------

content of > 76%, etc. It should be noted that the acquisition costs reagent according to this technology is the lowest of the considered methods of protection;

2. the positive effect of using technologies of permanent inhibition through the capillary and injection into the formation for wells of the Nh3-4 formation is manifested with an increase in the average operating time for failure by more than 1,02 and 1,26 times, respectively. With an increase in the average time to failure of submersible equipment by 1,4 and 5,2 times, respectively, the technology is effective for the entire complicated well stock.

In terms of its economic efficiency, the technology of injecting the inhibitor through the reservoir pressure support system into injection wells is inferior in efficiency to the technologies of injecting the inhibitor into the reservoir and constant dosing.

The technology of injecting an inhibitor into the reservoir pressure support system is competitive only with targeted treatment of injection wells to protect hydrodynamically connected complicated production wells. The technology is also effective if all the injected water has to be treated with an inhibitor through a cluster pumping station, and the fund of producing wells complicated by salt deposition is significant.

*Table 3*

Average ionic composition of reservoir waters

The effectiveness of calcite deposition inhibition was tested by static and dynamic methods. As models of reservoir waters (MRW), the MRW of Yakovlevskaya Yak 3-7 and Nizhnekhetskaya Nh 3-4 formations were studied, the compositions of which are shown in Table 3.

Na <sup>+</sup>	7262	6625	5897	6153	5058
Ca <sup>2+</sup>	322	529	141	332	151
Mg <sup>2+</sup>	134	57	58	111	79
Ba <sup>2+</sup>	2	9	1	0	0
Sr <sup>2+</sup>	107	66	35	56	10
Cl <sup>-</sup>	11563	11211	8518	9749	8109
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0	0	0	0	0
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1169	274	1749	1190	331
Thermobaric parameters					
p formation, at	159	254	271		
T formation, °C	34	59	65		

## References

1. Kashchavtsev V.E., Gattenberg Yu.P., Lyushin S.V. / Prevention of salt formation in oil production / – M: Nedra, 1958-213c
2. Suvorov A. A. Analysis of the effectiveness of methods for combating salt deposits at the Prirazlomnoye oil field (KhMAO): bachelor's thesis /Anton Andreevich Suvorov; National Research Tomsk Polytechnic University (TPU), School of Natural Resources Engineering (ISHPR), Department of Oil and Gas Business (OND); scientific director L. V. Shishmina. – Tomsk, 2019.
3. Yarkeeva N.R. Improving the effectiveness of preventing salt deposits in reservoir wells at a late stage of development. M.: Dissertation LLC. Candidate of Technical Sciences. – Ufa 2003.. –p
4. Sulin V.A., Varov A.A. (Moscow) / On the question of studying the waters of oil fields / – M: Oil and natural gas, 1934-65c.
5. Oddo, J.E., and Tomson, M.B., "Simplified Calculation of CaCO<sub>3</sub> Saturation at High Temperatures and Pressures in Brine Solutions," JPT, Vol.